

N° Série:/2017

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 professionnelle

Présenté Par :

BENELDJEMOUI Nasreddine , HAMMOU Abdelhamid

-THÈME-

Etude et analyse de l'injection du gaz miscible par la méthode du VRR (Voidage Replacement Ratio) dans le champ d'El-Gassi.

Soutenue le : 28 /05 / 2017 devant la commission d'examen

Jury:

Président	Pr. LABTAHI Hamid	Université Kasdi Merbah Ouargla
Encadreur	M.B . BOUFADESS Djamila	Université Kasdi Merbah Ouargla
Examineur	M.A . GUEREH Salim	Université Kasdi Merbah Ouargla

Remerciement

Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de Travaux de recherche.

Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous avoir donnés La volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur Mr. Boufaddes Djamilâ pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide qui nous a apportés malgré ses occupations.

Je tiens à remercier Mr. LABTACHI hamid pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.

Je présente également ma profonde reconnaissance à Mr. Guareh salim qui ont accepté d'examiner mon travail.

Nous ne saurons oublier de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et Production d'el gassi .

On remercie chaleureusement Mr chatti djamel Addine

On remercie chaleureusement Mrs , HAMADI Azziz , BELAZZOUG Fateh, RETMI Laid , FOUJILI Laid et Mr HABIB EL mehdi de nous avoir apporté leur aide scientifique durant toute la période du stage, leur expérience et leur rigueur scientifique ont constitué un soutien indispensable à la réalisation de cette travaille .

Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département production qui ont contribué à notre formation.

Enfin, dans ces dernières lignes je tiens à remercier mes parents , mes sœurs et mes frères , les conseils et les encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, je ne serais pas où j'en suis et ce que je suis.

Merci ..nasreddine ... abdehamid

A decorative scroll with a black border, set against a red background. The scroll is adorned with various flowers: purple tulips, yellow daisies, and small blue flowers on the left side. A large red rose is positioned on the right side of the scroll. The text is written in a mix of black and red fonts, with some words in red for emphasis.

*J'ai toujours **pensé** faire où **offrir** quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consentis des efforts rien que pour me voir réussir, Et voilà, l'occasion est venue.*

*A ceux qui m'ont donnés la **vie**, symbole de beauté, de fierté, de sagesse et de patience.*

*A ceux qui sont la source de mon **inspiration** et de mon **courage**, à qui je dois de l'**amour** et la **reconnaissance**.*

© *A mes chers **parents** que dieu les protège.*

© *A mes frères, **hossine, seif eddine***

© *A ma chère sœur, **djahida** et ma chère grande mère et je n'oublier jamais mes tantes et mes oncles, mon chère professeur **bougeurra**. je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées.*

© *A ma femme futuriste..femme de pairesse*

© *A toute ma famille **beneldjemoui***

© *A tout mes amis **et tous ceux qui mon aider de prés ou loin pour ce travaille.***

© *A tous les amis de promotion masterII sans exception.*

© *A mon grand père*

© *Et surtout a mon binôme **abdel hamid**.*

beneldjemoui

nasreddine



Dédicaces



*Ce travail est dédié particulièrement à mes
Parents qui m'ont soutenu tout au long de ma
vie scolaire et universitaire.*

*mes très chers frères et mes très chères sœurs
ses petites familles.*

A mes oncles et mes tantes

Et Person de mille Person

Et la famille H ammou

A Tous mes amis

*A tous ceux qui mon aider de près ou loin pour
la réalisation de ce Modest travail.*

tous mes collègues de la promotion Master II

Production

et tous les autres sans exception.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à

mon binôme Nasreddine .

Abdelhamid

Table des matières

Remerciement.....	I
Dédicaces.....	II
Resume	IV
Sommaire	VI
Liste des figures	IX
Liste des tableaux.....	XI
Liste des abréviations.....	XII
Nomenclature.	XIII
Introduction generale	02
Partie théorique	
Chapitre I : Généralités sur le champ d’El-Gassi	
I-1 Introduction.....	04
I-2 Situation et cadre géologique du champ.....	04
I-3 Structure du champ	05
I-4 Historique de la production du champ d’El-Gassi..	06
I-5 Propriétés et caractéristiques pétrophysiques	08
I-6 Description de la série stratigraphique.....	10
Chapitre II : Les modes de récupération	
II- 1 Introduction.....	13
II- 2 Mécanismes de drainage naturel	13
II-2-1 Expansion de la roche et de l’eau interstitielle	14
II-2-2 Expansion monophasique d’huile et du gaz dissout.....	14
II-2-3 Expansion du gaz libre.....	15
II-2-4 Expansion d’eau de l’aquifère	15
II-2-5 Drainage par gravité	16
II-2-6 Drainage combiné.....	17

II-3- Méthodes de récupération assistée.....	17
II.3.1 Récupération assistée (classique)	17
a- Injection d'eau	17
b- Injection du gaz.....	18
II.3.2 Récupération tertiaire	18
a- Méthodes chimiques	18
b- Méthodes miscibles	19
c- Méthodes thermiques	19

Chapitre III : Etude théorique du déplacement miscible

III-1 Introduction.....	20
III-2 Définition de la miscibilité	20
III-3 Diagramme ternaire	21
III-4 Miscibilité Premier Contact	24
III-5 Miscibilité multi contact	24
III-5-1 Mécanisme de vaporisation.....	25
III-5-2 Mécanisme de condensation.....	28
III-5-3 Mécanisme condensation/vaporisation.....	31
III-6 Miscibilité dans le réservoir.....	32

Partie pratique

Chapitre IV : optimisation de l'injection du gaz miscible

par la methode du VRR

IV-1 Introduction.....	33
IV-2 Notions théoriques sur la méthode DU VRR	33
IV-2-1 Présentation du logiciel OFM... ..	33
IV-2-2 Définition du Voidage Replacement Ratio (VRR).. ..	34
IV-2-3 Définition du JORDAN Plot	35
IV-2-4 Définition d'un pattern.....	36
IV-3 Pattern monitoring	37
IV-3-1 Conception des patterns	37

IV-3-1-1 Etudes des traceurs.....	38
IV-3-2 Présentation des patterns	41
IV-3-3 Correction des patterns selon l'évolution de la pression et du GOR... ..	41
a- Gassi core.....	41
b-Gassi north	43
IV-3-4 Facteurs d'allocation et facteurs de.....	44
IV-4 Critères de choix des débits injectés.....	46
IV-5 Conclusion.....	46
Conclusion et Recommandations.....	47

Références bibliographiques

Annexes

Annexe 1 : OFM (oil field manager)

Annexe 2 : streamline

Liste des figures

Figure I-1 : Situation Geographique Du Champ Gea.	05
Figure I-2 : Directions Structurales Regionales Dans La Zone Gea/Hassi Messaoud.....	06
Figure I-3: Montre Le Positionnement Actuel Des Puits Travers Le Champ D'el-Gassi.....	08
Figure I-4 : Section Stratigraphique En Comparaison Avec L'architecture De Forage.....	11
Figure I-5 : Gisement De Hassi-Messaoud Concordance Entre Les divers types de subdivision	12
Figure II-1 : Stages De Developpement D'un Champ Petrolier.	13
Figure II-2 : Expansion De La Roche Et De L'eau Interstitielle	14
Figure II-3 : Expansion D'huile Et De Gaz Dissout.....	15
Figure II-4 : Expansion Du Gaz Libre	15
Figure II-5 : Expansion D'eau De L'aquifere.....	16
Figure II-6 : Drainage Par Gravite.	16
Figure II-7 : Injection D'eau	17
Figure II-8 : Injection Du Gaz.	18
Figure III-1: Diagramme Ternaire Pour Un Systeme Constitue Des Composants a, b et c qui sont miscibles en toute proportion	21
Figure III-2 : Diagramme Ternaire.....	22
Figure III-3 : Effet De La Pression Sur La Miscibilité, $P_1 < P_2 < P_3$	23
Figure III-4 : Détermination Des Conditions De Miscibilité a partir du diagramme ternaire.....	23
Figure III-5 : Miscibilité Premier Contact (Fcm).....	24
Figure III-6 : Diagramme Représentant Le Mécanisme De vaporisation	26
Figure III-7 : Schema D'un Deplacement Immiscible.....	27

Figure III-8 : Pression Minimale De Miscibilite (Mmp).	28
Figure III-9 : Diagramme Representant Le Mecanisme De condensation	28
Figure III-10 : Schema D'un Deplacement Immiscible.	30
Figure III-11 : Schema Representant Le Concept De L'enrichissement Minimal De miscibilite (mme).	30
Figure IV-1 : Fenetre Principale De L`Ofm 2014.	34
Figure IV-2 : Jordan Plot	36
Figure IV-3 : Configuration D`Un Pattern	37
Figure IV-4 : Situation Des Puits Dans Le Champ D`El Gassi	38
Figure IV-5 : Utilisation Des Traceurs Pour L`Analyse	39
Figure IV-6 : Resultats Des Traceurs Gassi North	40
Figure IV-7 : Resultats Des Traceurs Gassi Core	40
Figure IV-8 : Patterns Primaires Du Champ D`el Gassi	40
Figure IV-9 : Evolution Du Gor Dans Les Puits Producteurs du pattern GS-43	42
Figure IV-10 : Evolution Du Pression Dans Les Puits Producteurs du pattern GS-43	42
Figure IV-11 : Evolution Du Gor Dans Les Puits Producteurs du pattern GS-42	43
Figure IV-12 : Evolution Du Pression Dans Les Puits Producteurs du pattern GS-42	44

Liste des tableaux

Tableau I-1: Propriétés du fluide d'El-Gassi.	09
Tableau IV-1 : Les facteurs d`allocation des puits de Gassi-Core	45
Tableau IV-2: Les facteurs d`allocation des puits de Gassi –north.....	45

Liste des abréviations

CumVRR : VRR cumulé.

FCM : First Contact Miscibility.

FP : Facteur de participation.

GCR : Gas Compression Réinjection.

GEA : Gassi El-Agreb.

GOC : Gas Oil Contact.

IVRR : VRR instantané.

MCM : Multiple Contact Miscibility.

MME : Minimum Miscibility Enrichment.

MMP : Minimum Miscibility Pressure.

Mscf : Mile Standard Cubic Feet.

OFM : Oil Field Manager.

PSC : Production share contract.

rb : Réservoir Baril.

Scf : Standard Cubic Feet.

SIS : Schlumberger Information Solutions.

SNPA : Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine.

STB : Stock Tank Baril.

TVD : True Vertical Depth.

VRR : Voidage Replacement Ratio.

WOC : Water Oil Contact.

Nomenclature

ΔP : différence de pression en psi.

B_g : facteur volumétrique de formation du gaz en rb/Scf

B_o : facteur volumétrique de formation de l`huile en rb/Scf

B_{oi} : volumétrique de formation de l`huile initial en rb/Scf

B_w : facteur volumétrique de formation de l`eau en rb/Scf

GOR : gas oïl ratio Scf/bbl.

IP : indice de productivité rb/day * psi

P_{fd} : pression de fond dynamique en psi .

P_{gis} : pression de gisement en psi .

P_{int} : pression initial en psi.

P_{MM} : pression minimale de miscibilité en psi.

P_r : pression de réservoir en psi .

Q_{inj-opt} : débit optimum de gaz injecté Mscf/day.

Q_{n-mois-prd} : débit mensuel produit rb/day.

Q_{t-prd} : débit total produit rb/day.

R_s : facteur de solubilité du gaz.

V_{prd} : volume produit en rb.

V_{prd/mois} : volume produit par mois en rb.

INTRODUCTION GENERALE

Introduction :

La récupération par drainage naturel ne donne pas généralement un taux de production satisfaisant, ce qui nécessite d'injecter dans le gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération d'où l'apparition de la récupération secondaire. Après l'épuisement du gisement ou lorsque les propriétés du réservoir sont altérées (le cas du champ d'El-Gassi), une récupération tertiaire est nécessaire.

Les procédés de récupération tertiaire font appel à des méthodes nouvelles ou déjà connues, mais réadaptées grâce à l'évolution des technologies. Ils n'interviennent que dans 2% de la production mondiale. Les techniques de récupération tertiaire visent à pousser plus efficacement le brut vers les puits de production, à augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer, ou, au contraire, à diminuer la perméabilité de certaines couches du sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir.

Le champ d'El-Gassi est un réservoir compact, caractérisé par ses pauvres propriétés pétrophysiques (perméabilité et porosité), c'est pour ça que l'injection du gaz miscible qui est une méthode de récupération tertiaire- a été adopté à la fin de l'année 2006.

L'amélioration de la production du champ après l'injection du gaz miscible (de 4000 bbl/j à la fin de 2001 vers 19000 bbl/j en 2006) a prouvé la fiabilité de cette méthode dans le champ d'El-Gassi mais le problème qui reste est l'optimisation de l'injection du gaz pour augmenter le taux de récupération et sans endommager notre réservoir.

Au début de l'injection, la quantité du gaz injecté dans le champ était de 100 MMscf/day mais à cause de l'altération produite dans le réservoir ce volume était réduit à 70 MMscf/day ensuite en 2012 à 65MMscf/day. En réalité le débit injecté est de 57 MMscf/day au lieu de 65 MMscf/day, cette réduction est due à la mauvaise distribution des débits sur les puits injecteurs du champ et le non-respect de la limite d'injectivité des puits. Alors, il est nécessaire d'adopter une nouvelle méthode pour optimiser l'injection du gaz à El-Gassi. Le problème de la méthode utilisée actuellement (simulation) est le mauvais calage du modèle numérique d'El-Gassi à cause de la complexité de la géologie du réservoir.

INTRODUCTION GENERALE

Dans notre travail, on va remplacer la simulation par l'utilisation des méthodes analytiques d'optimisation de l'injection du gaz qui ne nécessitent pas un modèle numérique.

Afin de mieux positionner le sujet de cette étude, quatre chapitres ont été développés, Le premier chapitre décrit la géologie du champ du GEA en général et d'El-Gassi en particulier. Dans Le chapitre 2 nous présentons les modes de récupération dans les champs pétroliers (récupération primaire, secondaire et tertiaire) tandis que Le troisième chapitre est consacré à une étude théorique sur la miscibilité et le déplacement miscible autant qu'un mode de récupération tertiaire utilisé à El-Gassi.

Le chapitre 4 se rapporte à l'étude de l'optimisation des débits de gaz injecté en utilisant la méthode du VRR (la décomposition des patterns, l'obtention des facteurs de participation et la distribution des débits d'injection). Streamline pour déduire à la fin la meilleure méthode. L'étude est terminée par une conclusion générale et quelques recommandations.

➤ **Problématique et objectifs :**

Quelle est la méthode utilisée pour distribuer une quantité (65 MMscf/day) du gaz en déplacement miscible sur les 12 puits injecteurs du champ d'El-Gassi afin d'obtenir un taux de récupération maximal tout en gardant le bon état du réservoir ? pour atteindre ces trois objectifs :

- Maximiser la production d'El-Gassi à court terme
- Préserver le bon état du réservoir
- Maintenir une pression proche de la pression initiale du réservoir dans tout le champ.

Chapitre I : Généralités sur le champ d'El-Gassi.

I-1 Introduction :

Les champs d'El Gassi, Zotti et El Agreb (champs GEA) font l'objet d'un Contrat de Partage de Production (PSC) entre Sonatrach et Amerada Hess.

Le contrat est entré en vigueur en date du 21 Octobre 2000, couvrant une période initiale de vingt années, et visait à augmenter le taux de récupération des trois champs : El-Gassi, ElAgreb et Zotti.

Le principal redéveloppement subsurface du projet existant prend la forme du projet de compression et de réinjection du gaz (GCR) à El-Gassi, de l'augmentation d'injection d'eau à Agreb Ouest et de la pratique du gaz lift sur tous les champs.

On s'intéresse dans notre étude au champ d'El-Gassi.

El-Gassi a été le premier champ découvert dans la zone GEA (Figure I-3). En mars 1958, la Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine (SNPA) a obtenu un permis d'exploration et de développement d'une zone de 2.000 kilomètres carrés située à environ 80 kilomètres au sud-ouest de Hassi Messaoud. Une reconnaissance sismique a indiqué des bombements anticlinaux au niveau de la discordance hercynienne dans cette concession. Le forage du puits initial GS-1 a débuté en septembre 1958, et achevé en avril 1959, la première production du pétrole a commencé plus tard cette année-là.

I-2 Situation et cadre géologique du champ :

Le champ du GEA se trouve dans la partie Sud-ouest à environ 100km du champ de Hassi Messaoud, ayant les coordonnées géographiques suivantes :

Longitude : 5°45 Est

Latitude : 30°59 Nord

Le gisement d'El-Gassi se situe dans la partie sud de la dorsale de Hassi-Messaoud. Ce soulèvement sépare le bassin d'Oued-Mya à l'ouest du bassin d'Illizi-Ghadames à l'est. Tous les gisements d'huile le long de cette dorsale ont pour réservoir d'huile principal le cambrien Ra. Une autre caractéristique prédominante de la dorsale de Hassi-Messaoud est que toutes les culminations structurales (anticlinaux) ont été profondément érodées et incisées par la discordance hercynienne. A El-Gassi, la discordance n'a pas érodé le réservoir Ra, alors qu'aux gisements de Zotti et El-Agreb, elle a enlevé une partie de l'intervalle du réservoir [1].

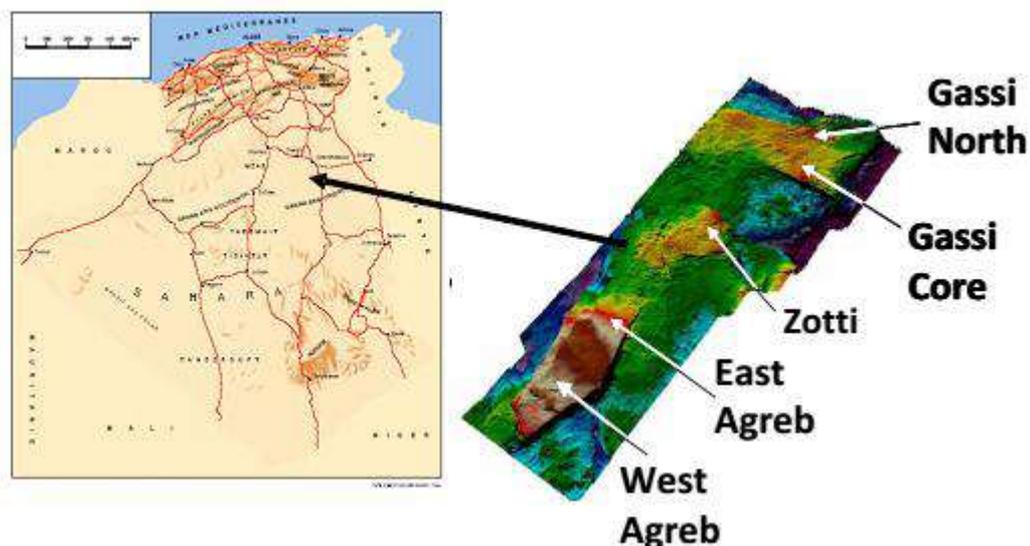


Figure I-1 : situation géographique du champ gea [1].

I-3 Structure du champ :

La structure d'El-Gassi (figure I-2) est un large anticlinal à double versant. Le style structural de ce trend est dominé par une orientation NO-SE et des failles subverticales inverses, caractéristiques d'un régime tectonique de décrochement. Les failles, de par la nature de leur rejet tendent à fragmenter fortement le réservoir en compartiments, comme c'est le cas pour le gisement de Hassi-Messaoud[1].

Un trend mineur de failles normales, de direction NO-SE a été défini par la sismique et les forages. Ces failles ne semblent pas être étanches de nature, vu que les pressions du réservoir de part et d'autre de celles-ci s'équilibrent.

L'étendue, la nature et la distribution de ces failles et autres accidents seront mieux définies par la sismique 3D et l'interprétation de celle-ci.

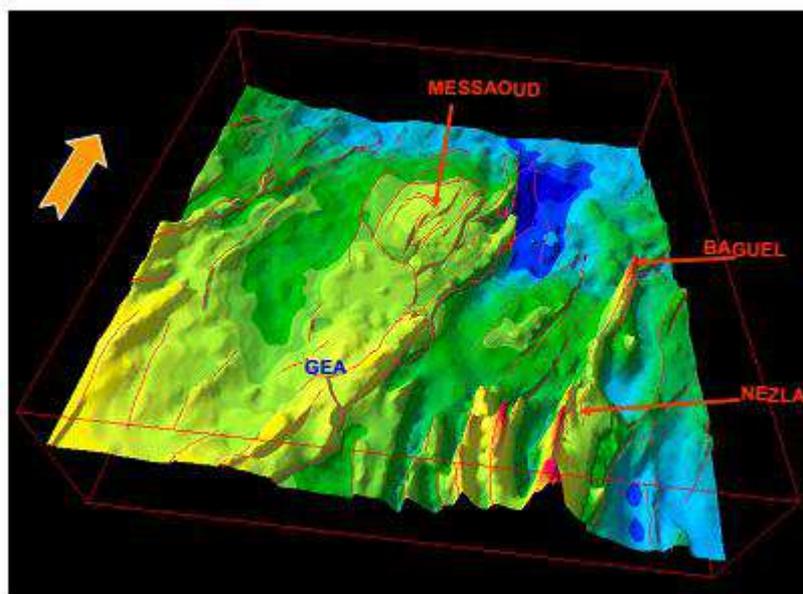


Figure I-2 : directions structurales régionales dans la zone gea/hassi messaoud[6].

I-4 Historique de la production du champ d'El-Gassi [1]:

Le forage de délimitation et le développement du champ peut être divisé en cinq phases distinctes tel qu'il est démontré ci-dessous. Durant les trois premières, le champ a été exploité par Sonatrach.

De 1959 à 1967, El-Gassi a été le premier champ découvert dans la région de GEA. Le puits initial GS-1 a été achevé le début de 1959, et la première production a démarré plus tard cette année-là. Plusieurs puits d'évaluation sans succès ont suivi (GS-2, 3 & 4) avec le forage suspendu temporairement. Ces puits les plus récents ont rencontré des roches ayant une faible qualité du réservoir. La production du puits GS-1 s'est heurtée à nombre de problèmes incluant le dépôt de sel, l'accumulation de sédiments dans le puits de forage, la précipitation d'asphaltènes, et éventuellement le dépôt de sulfates. La moyenne de la production a été d'approximativement 650 bbl/j durant cette période.

De 1968 à 1978, le forage a repris en 1967 avec le puits GS-5 (achevé en 1968) devenant le puits producteur suivant d'El-Gassi. Cela a été suivi par GS-6, un hiatus de forage, GS-7, et après 18 mois, GS-8. De cette campagne, GS-5 a été le plus réussi, cependant, il est clair à partir des données de production que le dépôt de sel dans le puits de forage a mené à une chute lente mais graduelle en terme de performance. GS-6 a seulement produit initialement 200 bbl/j et n'a pas été produit jusqu'à février 1977 après

une fracturation réussie. La production a augmenté dans le puits GS-6 et est passée à 1300 bbl/j mais cela a été relativement de courte durée en raison de l'augmentation des teneurs en eau chargeant ce puits. GS-7 a eu un DST de 1638 bbl/j mais la production a chuté rapidement en raison du dépôt de sel. La production de GS-8 a commencé à seulement 510 bbl/j, avec une chute rapide de production, et fut abandonné en 1977. Durant cette période, la moyenne de production a été de 2200 bbl/j.

De 1979 à 1999, une résurgence en activité a commencé en 1980 avec le forage des puits GS-9 à GS-17. Un succès mitigé a été atteint, avec les puits GS-9, GS-10, GS-12 et GS-16 étant forés dans un réservoir de pauvre qualité. Ces puits n'ont pas produit malgré des tentatives de fracture hydraulique sur GS-9 et GS-12. Sur les puits restants, GS-14 s'est avéré être un très bon producteur surtout après une fracturation en avril 1993. GS-11 et GS-15 ont initialement produit approximativement 1,800 bbl/j, cependant, GS-15 a commencé à produire de l'eau presque immédiatement et la productivité du puits GS-11 a diminué relativement rapidement. GS-13 a eu un DST de seulement 100 bbl/j, et a été fracturé ultérieurement avec des débits augmentant jusqu'à 535 bbl/j. La moyenne de production durant cette période a été de 5270 bbl/j.

De 2000 à 2001, juste avant la signature du Contrat de Partage de Production de SonaHess, les puits allant du GS-18 à GS-21 ont été forés. GS-18, GS-20, et GS-21 ont été fructueux, cependant, les diagraphies de GS-19 ont montré que ce puits a été foré dans une région ayant une saturation en eau élevée, qui est actuellement considéré comme étant dû à une poussée d'eau de bordure venant de la faille de limite majeure. La moyenne du taux de production ajoutée par les trois puits couronnés de succès a été d'environ 4000 bbl/j.

De 2001 à 2006, 2001 a marqué le démarrage de la nouvelle période du Contrat de Partage de Production de SonaHess, avec une nouvelle sismique 3D entreprise sur la zone de GEA. Un engagement a été pris de forer un minimum de 27 puits supplémentaires dans le champ d'El-Gassi, ce qui formerait une partie du plan de récupération tertiaire de GCR. En août 2004, le puits GS-35 a rencontré une qualité du réservoir raisonnable dans la zone "Nord" d'El-Gassi, ensemble avec le puits GS-36 à proximité et foré dans la lignée. Il est devenu clair que cette zone offrait un potentiel important comparée à la zone « Centre » d'El-Gassi. Cette zone était non seulement à une pression du réservoir vierge, mais la qualité du réservoir était la même que dans les meilleures zones trouvées dans la région du « Centre ». La stratégie générale de développement a été par la suite changée pour inclure l'injection du gaz miscible dans les deux zones, avec 14 nouveaux puits étant forés dans la

zone nord. Les taux de production à partir de cette récente campagne de forage ont atteint approximativement 19000 bbl/j en novembre 2005.

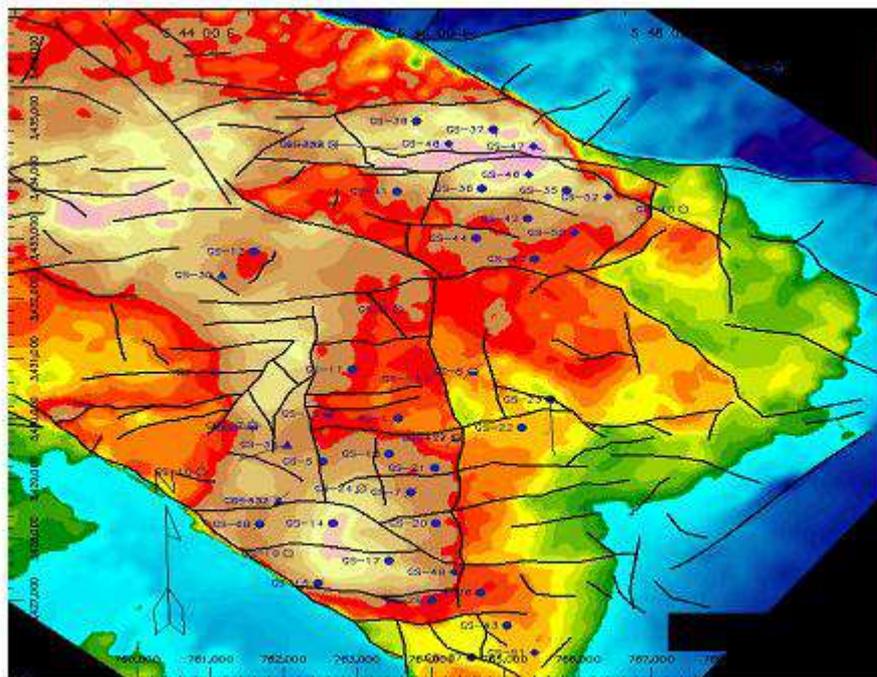


Figure I-3 : montre le positionnement actuel des puits travers le champ d'El-Gassi[6].

I-5 Propriétés et caractéristiques pétrophysiques :

Le pétrole brut de GEA est composé d'une huile légère, sous-saturée et brunâtre avec une maturité décroissante tout au long de la voie de migration d'El-Gassi à El-Agreb. Dans tous les gisements, la pression du réservoir demeure au-dessus du point de bulle à l'exception de la zone du centre d'Agreb Ouest[1].

Le tableau suivant donne les propriétés du fluide d'El-Gassi :

Tableau I-1 : Propriétés du fluide d'El-Gassi[1].

Densité d'huile (deg API)	49.5
Viscosité d'huile (cp) à P_{init}	0.28
Boi (RB/STB)	1.687
GOR Initial	1003
Température du Réservoir (deg. F)	235
Gaz représenté comme SG (Air = 1)	1.03
Pression Initiale (psia) à l'OWC	6653
Pression du Point de Bulle (psia)	2105

- **Porosité** : El-Gassi possède la porosité la plus faible parmi les trois champs, cela étant dû à la surimposition diagénétique et à l'abondance de volumes d'illite. La porosité moyenne de ce champ est de 5,7% (selon les résultats pétrophysiques actualisés)[1].
- **Contact huile-eau** : Le contact huile-eau d'origine admis pour la Grande Région d'El-Gassi est de 3120m TVDSS.
- **Les réserves en place** : Le STOIP a été calculé dans Pétrél à partir des propriétés du réservoir modélisé en 3D avec une qualité du réservoir Pauvre, qui est capturée dans le calcul de la saturation en eau. Le cas d'El-Gassi comprend environ 2 milliards de barils dans la région Ouest du champ, considérée jusqu'ici comme non productive en raison de la qualité pauvre de la roche, telle qu'attesté par le petit nombre de puits qui y ont été forés.
- **La saturation d'eau moyenne** : elle est de l'ordre de 24,7% (selon les résultats pétrophysiques actualisés).
- Le facteur de volume de fond d'huile : 1,511 Rbbls /STB.
- Le facteur de volume de fond du gaz :
 - Gassi-Core : $0.72 \cdot 10^{-3}$ Rbbls/scf ;
 - Gassi-North : $0.68 \cdot 10^{-3}$ Rbbls/scf.

- **La perméabilité** : Le réservoir d'El-Gassi a une perméabilité de l'ordre de 1,7 md, considérablement plus faible que celles de Zotti et El-Agreb[1].
- **La côte de référence** : se situe à une profondeur de 3046 m.

I-6 Description de la série stratigraphique[1] :

La lithologie et l'examen des lames minces ont permis une synthétisation des caractères lithologiques des étages du cambro-ordovicien (le réservoir), (Figure (I-4)).

La formation est considérée comme unité fondamentale, qui est définie comme un ensemble des couches caractérisées par un faciès dominant, constitue l'unité de base des subdivisions adoptées.

Le membre étant une portion lithologique continue ou lenticulaire regroupant plusieurs couches au sein d'une formation (les noms de ces formations sont désignés par des termes géographiques reconnus dans des localités ou sites types). Le groupe comprenant plusieurs formations[11].

Les séries cambro-ordoviciennes se divisent de bas en haut de la façon suivante :

A- Le Groupe de Hassi Messaoud :

Comprend trois formations de bas en haut :

- Formation inférieure : Lithozone R-3.
- Formation moyenne : lithozone R-2.
- formation supérieure : Lithozone Ra.

B- Le groupe de l'Argilo-Gréseux de oued –Mya : avec :

- Formation des grés d'El-Gassi.
- Formation des argiles d'El-Gassi.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE CHAMP D'EL-GASSI

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DESCRIPTION	
CZ (C)	MIO PLEOCENE		239	SABLE, CALCAIRE	
	EOCENE		122	CALCAIRE	
	SARHANIEN	CARBONATE		107	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE
		ANHYDRITIQUE		209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE
		SALIFERE		140	SEL MASSIF
	TURONNIEN		112	CALCAIRE	
	CENOMANIEN		147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE	
	ALBIEN		362	GRES, ARGILE	
	APTIEN		24	DOLOMIE	
	BARREMIEN		276	ARGILE, SABLE	
	NEOCOMIEN		182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE	
	MALM		226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE	
	MESOZOIQUE JURASSIQUE	LUCKI	ARGILEUX	107	ARGILE, MARNE
			LAGUNAIRE	211	ANHYDRITE, DOLOMIE
		LUSI	LD1	66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
			LS1	90	SEL, ANHYDRITE
			LD1	85	DOLOMIE, MARNE
			LS1	58	SEL MASSIF
			LD1	31	DOLOMIE, MARNE
SALIF		TS1	46	ANHYDRITE, ARGILE	
		TS2	189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE	
		TS3	202	SEL MASSIF	
THIAS	ARGILEUX		113	ARGILE	
	GRESILUX		0 à 35	GRES, ARGILE	
	ERUPTIF		0 à 92	ANDESITE	
	Quaternaire de Hamra		75	Grès très fins	
	Grès d'El-Achmar		25	Grès fins glauconieux	
PALEOZOIQUE CARBONIFERE	Argiles d'El-Gassi		50	Argile verte ou noire	
	Zones des Alternances		18	Alternances grès et argiles	
	R. Isométriques		42	GRES Isométriques, Silt	
	R. Anisométriques		125	GRES Anisométriques, Silt	
	R. 1		100	GRES Goussien, Argile	
	R. 3		370	GRES Goussien, Argiles	
PROTEROZOIQUE	Infra Cambrien		45	GRES Argileux rouge	
	SOCLE			Granite porphyroïde rose	

Figure I-4 : section stratigraphique en comparaison avec l'architecture de forage[7].

TYPE DE CORELATION		CFPA	SN REPAL			
		DIAGRAPHIE	PETRO-PHYSIOUE	SED.	DIAG.	
LE CAMBRIEN	Isométriques	Grès	Ri	D5		
					R70	
	R1 (CFPA/Ra(SN REPAL))	Réservoir	R95	D4	Ra sup.	γ_0
			R100			
			R130	D3	Ra moye	M6
			R140			
			R150	D2		M5
			R160			
			R170	ID		M4
			R180			
R190			D1		M3	
R200						
R2 (CFPA)	R2					
		R2(SN REPAL)				
R3						
		R300				

Figure I-5 : gisement de hassi-messaoud concordance entre les divers types de subdivision[7].

Chapitre II : Les modes de récupération.

II-1 Introduction :

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

La récupération par drainage naturel dépasse assez rarement 30%, et est souvent inférieur à cette valeur en ce qui concerne les gisements d'huile. C'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans ces gisements de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération.

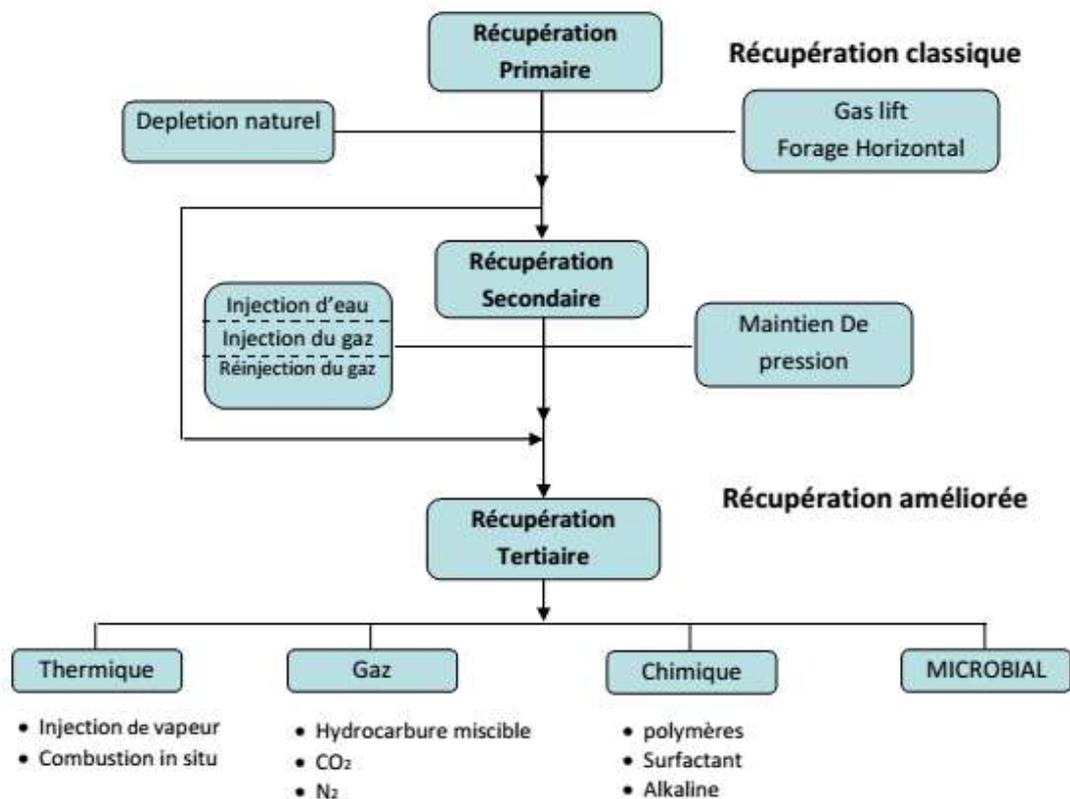


Figure II -1 : Stages De Développement d'un Champ Pétrolier[7].

II-2 Mécanismes de drainage naturel [4]:

Les performances des réservoirs d'huile sont déterminées par la nature du mécanisme de drainage disponible pour pousser l'huile aux abords du puits. On distingue :

II-2-1 Expansion de la roche et de l'eau interstitielle :

Lorsque l'huile existe initialement à une pression $P_i > P_b$, le réservoir est sous saturé, l'huile, l'eau interstitielle et la roche sont les seules matières existantes, une fois la pression diminue, les fluides et la roche s'étendent par effet de leurs compressibilités, l'expansion des grains de la roche et l'effet de compaction permettent de réduire l'espace poreux d'où la réduction de la porosité, par conséquent, les fluides sont passés hors des pores vers les abords des puits. Ce mécanisme est caractérisé par un GOR (gas oil ratio) constant et possède le plus faible taux de récupération (5% -10%).

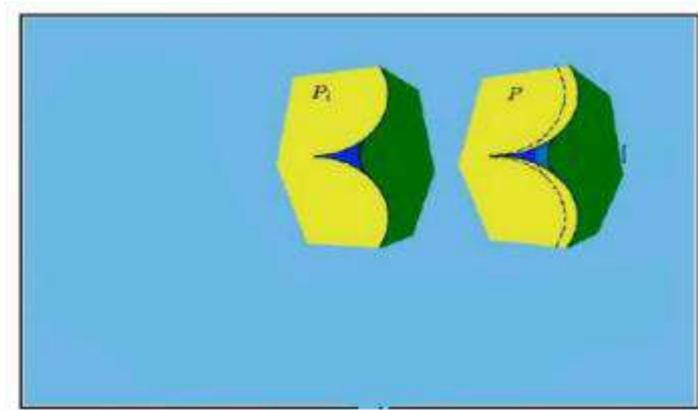


Figure II -2 : expansion de la roche et de l'eau interstitielle.

II-2-2 Expansion monophasique d'huile et du gaz dissout (solution gas drive) :

Ce type de drainage apparaît lorsque la pression du gisement chute au-dessous de la pression de bulle initialement est égale à la pression de bulle, par soutirage, cette pression chute, ce qui fait que le gaz dissout dans l'huile est dégagé, par la suite si la saturation de ce gaz dépasse une certaine valeur, il devient mobile et entraîne avec lui le déplacement de l'huile.

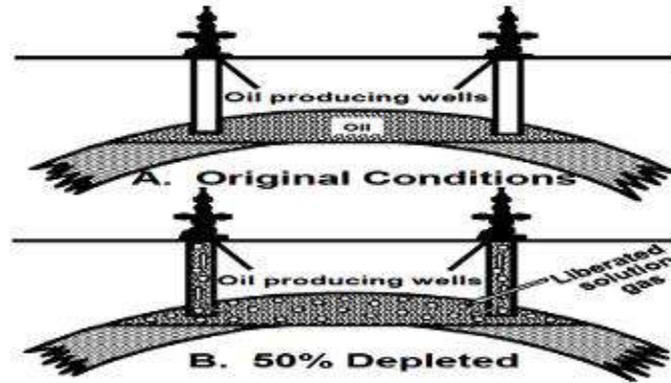


Figure II -3 : expansion d'huile et de gaz dissout.

II-2-3 Expansion du gaz libre (Gas cap drive) :

Ce type de drainage se manifeste dans les gisements d'huile liés initialement à un gaz cap et qui ont une pression initiale égale à la pression de bulle, généralement, la perméabilité verticale dans le gisement est inférieure à 50 md, avec la chute de pression dans la zone à huile due au soutirage, le gaz cap se détend et provoque un déplacement immiscible d'huile, c'est ce qu'on appelle gaz cap drive.

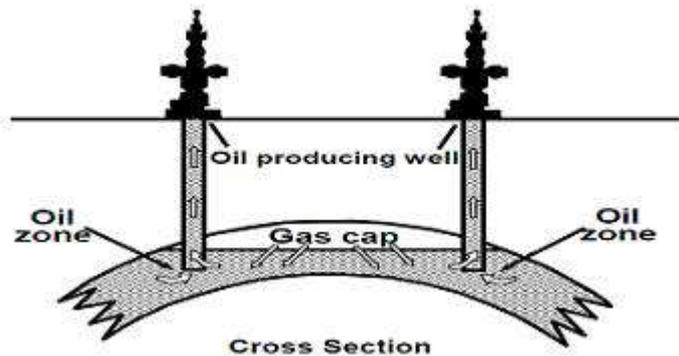


Figure II -4 : expansion du gaz libre.

II-2-4 Expansion d'eau de l'aquifère (Water drive) :

Dans un réservoir où l'huile est en contact avec un aquifère actif, qui a une dimension importante, l'énergie qui permet l'expulsion de l'huile, est assurée par la poussée de l'eau, ce qui fait qu'avec le soutirage le WOC (water oil contact) remonte. Pour que l'eau puisse déplacer l'huile il faut qu'elle provienne soit :

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

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

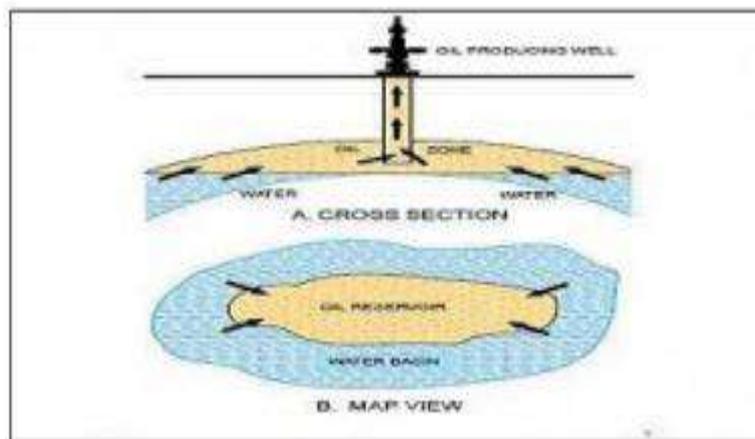


Figure II -5 : expansion d'eau de l'aquifère.

II-2-5 Drainage par gravité :

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

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

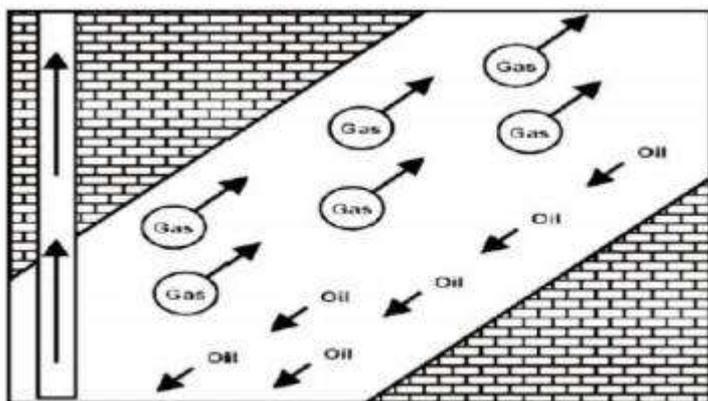


Figure II -6 : drainage par gravite.

II-2-6 Drainage combiné :

Peu de gisements du pétrole produisent par un seul mécanisme de drainage, Il y a habituellement au moins deux, et parfois plus, différentes formes d'énergie du réservoir causant l'expulsion des fluides des puits.

II-3 Méthodes de récupération assistée [7]:

La récupération par drainage naturel ne donne pas généralement un taux de production satisfaisant, c'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans le gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération (balayage d'huile) et au même temps pour pallier la chute de pression du gisement. Les premiers procédés utilisés (injection d'eau et injection du gaz) étaient mis en œuvre, dans un second temps, après la décompression du gisement, d'où leur nom de procédés de récupération secondaire (secondary recovery).

II-3-1 Récupération assistée (classique) :

a- Injection d'eau (water flooding) :

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

- Maintenir la pression de gisement, si l'expansion de l'aquifère (ou du gaz cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie.
- Eliminer éventuellement l'eau salée pendant la production.

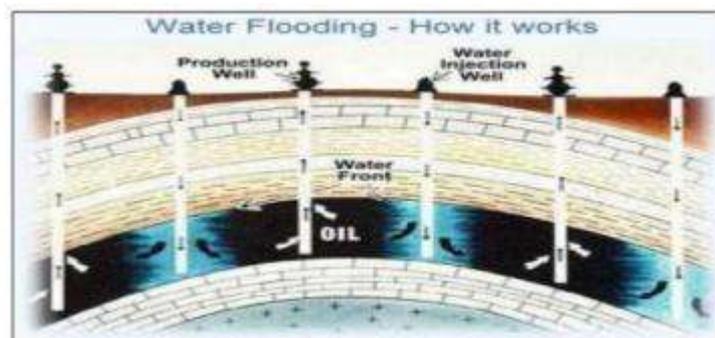


Figure II -7 : injection d'eau.

b- Injection du gaz :

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

En effet, le nombre de puits nécessaires est moindre par suite de la grande facilité de circulation du gaz. Il y a deux types de drainage possibles :

- Injection du gaz dans un gas-cap existant.
- Injection du gaz directement dans l'huile. Le gaz injecté a alors un mouvement radial.

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

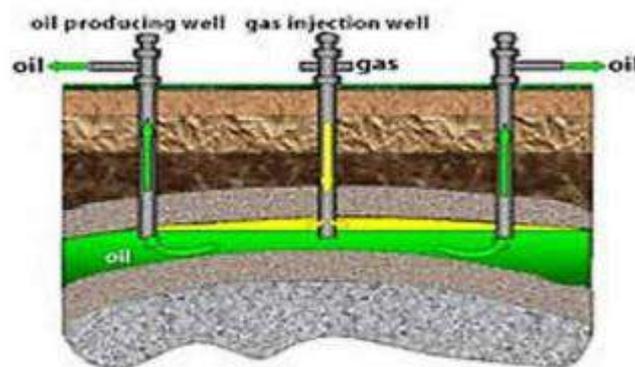


Figure II -8 : injection du gaz.

II-3-2 Récupération tertiaire :

a- Méthodes chimiques :

• Utilisation de solutions de polymères dans l'eau :

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

- **Utilisation de tensio-actifs et de micro-émulsion :**

Le but est d'améliorer l'efficacité de déplacement (microscopique) par réduction ou annulation de la tension interfaciale eau-hydrocarbures. On peut injecter un bouchon de tensio-actifs à forte concentration dans l'eau ou une micro-émulsion. La propriété essentielle d'une micro-émulsion est d'être miscible à la fois avec l'huile et avec l'eau (miscibilité totale). La récupération est ainsi nettement améliorée. Mais les coûts techniques sont très élevés.

b- Méthodes miscibles :

- **Utilisation du gaz carbonique :**

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

c- Méthodes thermiques : huiles lourdes

- **Injection de vapeur :**

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

- **Combustion in situ :**

Cette méthode est surtout applicable aux gisements d'huile très visqueuse. Elle consiste à brûler une partie des hydrocarbures en place en injectant de l'air dans le gisement, de manière à diminuer la viscosité de l'huile résiduelle. Elle est peu utilisée actuellement.

**Chapitre III : Etude
théorique du déplacement
miscible.**

III-1 Introduction :

Un fluide injecté va établir un déplacement miscible s'il n'y a pas une frontière ou une interface entre le fluide injecté et l'huile du réservoir. Un déplacement miscible est capable de récupérer une quantité très élevée par rapport à un déplacement immiscible tel que l'eau. Un balayage par un fluide miscible va typiquement laisser une petite quantité d'huile résiduelle.

Trois processus basiques ont été proposés pour le déplacement miscible de l'huile du réservoir : gaz à haute pression, gaz enrichi et le processus du slug miscible. Nous pouvons grouper les divers processus de déplacement miscible en deux divisions. Les processus dont la miscibilité existe déjà entre le fluide déplacé et déplaçant (propane liquide) et ceux dont le fluide injecté n'est pas miscible avec l'huile en place mais par certains méthodes, il développe le déplacement miscible voulu dans le réservoir. On peut utiliser le diagramme de phase ternaire pour comprendre ces processus.

III-2 Définition de la miscibilité :

La miscibilité est un phénomène qui se produit entre l'huile du réservoir et le gaz injecté. Elle permet le développement -au niveau du front d'injection- d'une zone de mélange où l'huile et le gaz ne forment qu'une seule phase dans laquelle les propriétés des deux fluides se confondent et où les tensions interfaciales entre les deux fluides sont nulles. L'étude du développement de la miscibilité passe par la détermination des conditions de miscibilité entre les phases gaz/huile[1].

Le développement de la miscibilité est conditionné par :

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

De ce fait, plusieurs possibilités existent pour développer la miscibilité entre deux fluides, et ceci en faisant varier un ou plusieurs des paramètres cités.

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

CHAPITRE III : ETUDE THEORIQUE DU DEPLACEMENT MISCIBLE.

Les études en laboratoire fournissent les données suivantes :

- La détermination de la MMP (Minimum Miscibility Pressure) ; cette valeur correspond à la pression minimale requise pour avoir une miscibilité entre l'huile du réservoir et le gaz injecté. La détermination de cette valeur se fait en laboratoire par un test appelé « slim tube », qui sera détaillé par la suite.
- Le calage du modèle de l'huile du réservoir ; ceci est réalisé par l'intermédiaire du test multi contact et du swelling tests.

III-3 Diagramme ternaire :

Le diagramme ternaire (ou le diagramme triangulaire des phases) est utilisé pour tracer le comportement des différentes phases d'un système constitué de trois composants en schématisant la composition des régions de plot où les différentes phases existent.

L'avantage de l'utilisation de ce diagramme pour décrire les compositions est la possibilité de tracer trois variables dans un graphe à deux dimensions et un mélange de différents composants peut être facilement représenté. Un diagramme ternaire pour des composants hypothétiques A, B et C est représenté dans la figure (III-1). Le diagramme de phase est tracé pour une pression et température constantes (si les trois composants A, B et C sont miscibles à ces conditions, la région diphasique va disparaître). Chaque point dans le diagramme ternaire représente une combinaison différente des trois composants. Les compositions peuvent être représentées sur le diagramme par la masse, le nombre des moles ou le pourcentage en volume de chaque composant. Les sommets représentent les composants purs, et les lignes reliant les sommets du triangle sont graduées pour représenter les compositions binaires des trois paires possibles[1].

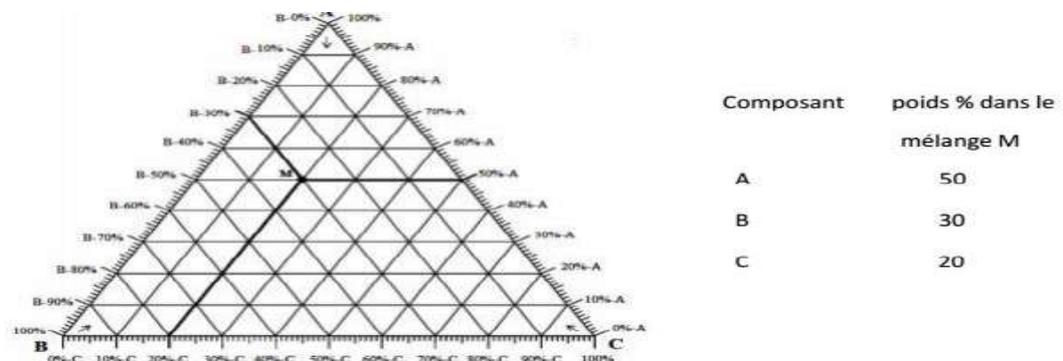


Figure III-1 : diagramme ternaire pour un système constitué des composants a, b et c qui sont miscibles en toute proportion

CHAPITRE III : ETUDE THEORIQUE DU DEPLACEMENT MISCIBLE.

Les fluides du réservoir sont composés de plusieurs mélanges des hydrocarbures (du méthane jusqu'à C40+). Dans le processus du déplacement miscible, le fluide injecté va changer la composition chimique du fluide du réservoir. Les expériences ont montré que les systèmes des hydrocarbures complexes peuvent être représentés par des groupes qui préservent les propriétés importantes du système. Ces groupes sont appelés les « pseudo-composants ». Un exemple des pseudo-composants est la décomposition de l'huile en CH₄-N₂, C₂-C₆ et C₇+. Une représentation commune d'un déplacement miscible est le diagramme pseudo-ternaire avec les pseudo-composants C₁, C₂-C₆ et C₇+ (voir figure III-2-b). Le groupement des composants est comme la suite :

- C₁ : est un pseudo-composant volatil, qui contient le C₁, N₂, CO₂.
- C₂-C₆ : est un mélange des composants hydrocarbures intermédiaires.
- C₇+ : les composants lourds.

Dans la région diphasique, il y a les lignes d'équilibre (tie lines) dont leurs intersections avec le diagramme de phase représentent la composition des phases à l'équilibre (figure III-2). La longueur des lignes d'équilibre diminue vers le point critique où on ne peut pas distinguer entre les propriétés des deux phases. La position du point critique change avec la température et la pression. La figure (III-2.b) montre que la composition représentée par les points M₁-M₅ à l'intérieur de l'enveloppe diphasique est divisée en deux phases (V₁ V₅ : phase vapeur et L₁-L₅ : phase liquide). Les points à l'extérieur de l'enveloppe diphasique représentent une composition monophasique. La ligne d'équilibre critique est la droite tangente à l'enveloppe diphasique dans le point critique, c'est la limite des lignes d'équilibres qui sépare la région diphasique de la région monophasique.

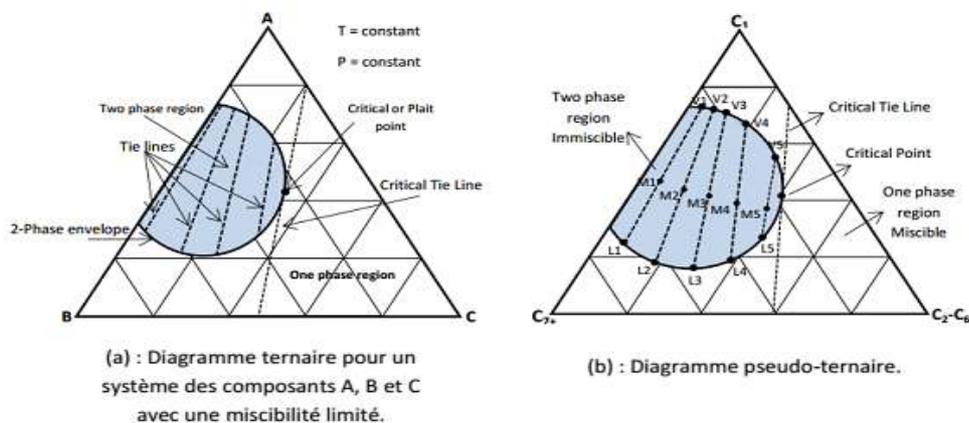


Figure III-2 : diagramme ternaire.

CHAPITRE III : ETUDE THEORIQUE DU DEPLACEMENT MISCIBLE.

L'enveloppe des phases se rétrécit en augmentant la pression (Figure III-3) et il n'y a pas une règle pour l'effet de la température.

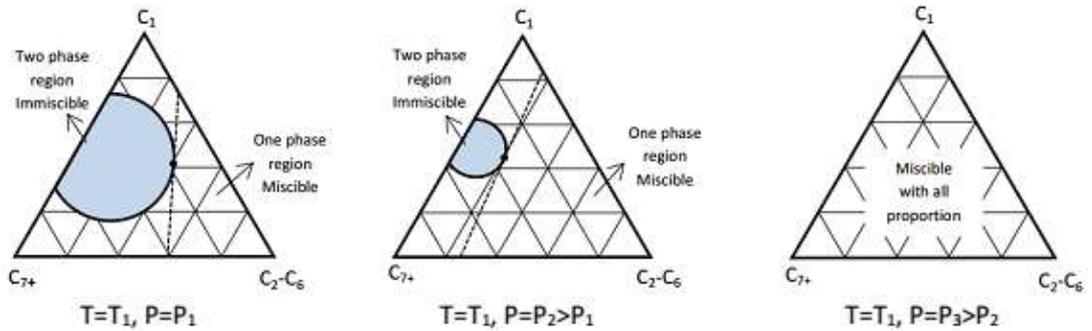


Figure III-3 : effet de la pression sur la miscibilité, $p_1 < p_2 < p_3$.

Dans le diagramme ternaire, le mélange d'une combinaison de deux composants va être sur la droite qui les lie, la figure (III-4) montre que n'importe quelle combinaison des composants A et C, et n'importe quelle combinaison de B et C, forme un mélange monophasique, alors dans ces conditions de pression et de température, A et C, B et C sont miscibles. A et B ne sont pas miscibles car la droite qui lie ces deux composants passe par la zone diphasique, donc leur mélange n'est pas toujours miscible. De la même façon, la figure montre que M1 et M2, M2 et M3 sont miscibles mais ce n'est pas le cas pour M1 et M3.

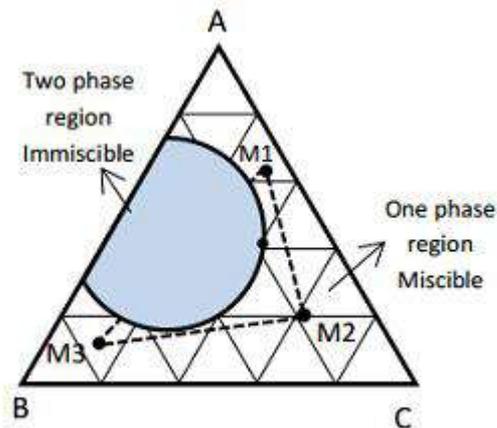


Figure III-4 : détermination des conditions de miscibilité à partir du diagramme ternaire.

III-4 Miscibilité Premier Contact :

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

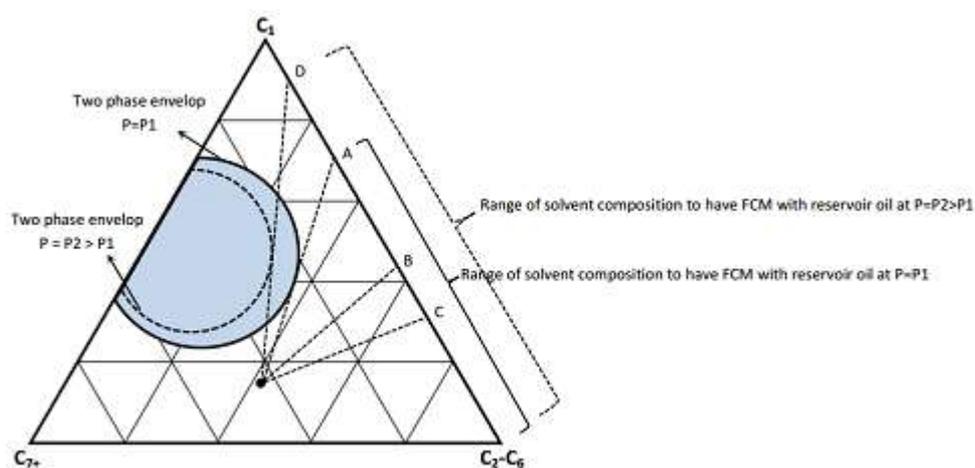


Figure III-5 : miscibilité premier contact (fcm).

La miscibilité première contact peut être réalisée pour un gaz riche en composants lourds ou sous une grande pression pour les gaz légers. La figure III-5 montre que les hydrocarbures à grandes masses moléculaires sont miscibles avec l'huile, dans la plupart des conditions du réservoir.

III-5 Miscibilité Multi Contact :

Un fluide injecté n'est pas miscible avec l'huile du réservoir au premier contact, la miscibilité peut être réalisée graduellement par un transfert de masse entre les deux phases. Le transfert de masse in-situ des composants avec une masse moléculaire intermédiaire entre le gaz et l'huile donne des mélanges qui sont miscibles avec soit le gaz injecté ou l'huile en place. La miscibilité multi contact est catégorisée en mécanisme de vaporisation, mécanisme de condensation et mécanisme condensation/vaporisation.

III-5-1 Mécanisme de vaporisation :

Dans le mécanisme de vaporisation, le fluide injecté est un gaz léger qui contient surtout le méthane et autres hydrocarbures à bas poids moléculaires. Les hydrocarbures à poids moléculaires intermédiaires dans l'huile du réservoir se vaporisent dans le fluide injecté. Sous des conditions appropriées cet enrichissement peut modifier la composition du fluide injecté pour qu'il soit miscible avec l'huile. Dans ce processus, la miscibilité est obtenue en utilisant le gaz naturel, CO₂ ou le Nitrogène N₂, à condition que la pression du réservoir soit au-dessus de la pression minimale de miscibilité. D'habitude un diagramme pseudo-ternaire est utilisé pour décrire les déplacements de miscibilité multi contact. Pendant la description du processus en utilisant le diagramme ternaire, on assume que l'équilibre thermodynamique existe entre les différentes phases. Cette hypothèse est généralement considérée valide dans les conditions du déplacement au niveau du réservoir où les débits d'écoulement sont très bas. Supposons que le gaz injecté (le point 'S' dans la figure III-6) contient surtout des composants légers C₁. Le point 'O' représente l'huile du réservoir. Comme mentionné avant l'huile en place et le gaz injecté sont immiscibles au premier contact car la ligne opérationnelle entre eux passe à travers l'enveloppe des phases. Le développement de la miscibilité est effectué comme suit :

- Le contact du gaz injecté 'S' avec l'huile 'O' forme un mélange 'M1' qui est divisé en deux phases équilibrées : un liquide L₁ et un gaz V₁, déterminées par la ligne d'équilibre. Il faut mentionner que la phase gazeuse V₁ est le gaz original 'S' après son enrichissement par des fractions lourdes et intermédiaires de la phase huile.

- Le gaz V₁ a une mobilité supérieure à celle du L₁ par la suite, il va avancer et faire un contact plus vaste avec une nouvelle huile pour former un mélange M₂. Le mélange M₂ est divisé en gaz V₂ et liquide L₂. Le gaz V₂ est particulièrement plus riche en éléments intermédiaires.

- Pour la prochaine étape V₂ dépasse L₂ grâce à sa grande mobilité et fait son contact avec la nouvelle huile pour former un mélange M₃ qui est divisé en L₃ et V₃, et le processus continue avec la même manière.

- Après certaines étapes la phase gazeuse ne forme plus les deux phases quand elle est en contact avec la nouvelle huile. D'un autre terme la ligne opérationnelle entre 'O' et la phase gazeuse ne passe pas à travers la zone diphasique et le gaz devient miscible avec

l'huile au point 'C', où la tangente au point critique, qui est la ligne d'équilibre critique, passe par le point de composition d'huile 'O'.

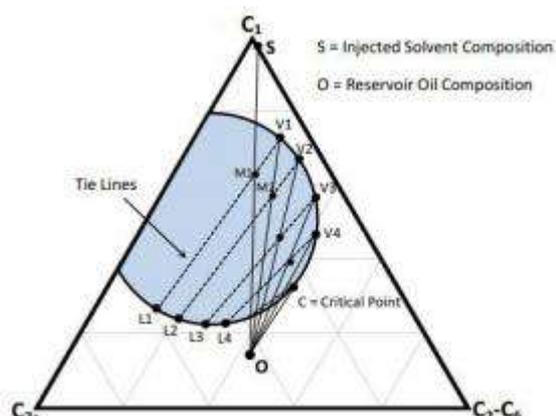


Figure III-6 : diagramme représentant le mécanisme de vaporisation.

Dans le mécanisme de vaporisation il y a une zone de transition, la miscibilité est réalisée au niveau du front de déplacement du gaz, la composition du gaz varie graduellement de celle du gaz injecté jusqu'à la composition critique. Ensuite, il y aura le déplacement de type piston de l'huile du réservoir par cette phase miscible. Tant que la composition d'huile du réservoir se trouve sur ou à droite de la ligne d'équilibre critique (cela montre qu'elle est riche en éléments intermédiaires), la miscibilité peut être atteinte par le mécanisme de vaporisation avec un gaz naturel léger qui se trouve sur le côté gauche de la ligne d'équilibre critique. La condition que la composition d'huile doit être sur le côté droit de la ligne d'équilibre critique implique que seulement les huiles sous-saturées en ce qui concerne C₁ peuvent subir un déplacement miscible par le méthane ou le gaz naturel.

La figure III-7 montre un schéma d'un déplacement immiscible. Le gaz injecté 'S' n'atteint pas une miscibilité multi contact avec l'huile 'O'. Le mélange initial 'M₁' est le premier mélange après le contact entre le gaz 'S' et l'huile 'O'. Le mélange va être divisé en gaz V₁ et liquide L₁. La phase gazeuse va avancer pour former le mélange M₂, et ainsi de suite. Ce gaz commence à s'enrichir par des composants intermédiaires en premier tranchant de la zone du mélange gaz injecté-huile comme discuté avant. Mais l'enrichissement ne peut pas continuer au-delà de la composition de la phase gazeuse donnée par la ligne d'équilibre dont son extension passe à travers le point 'O' qui est

CHAPITRE III : ETUDE THEORIQUE DU DEPLACEMENT MISCIBLE.

nommée la ligne d'équilibre limite. En autre terme l'enrichissement du gaz avancé est limité par la ligne d'équilibre (V4-L4 ici) que son extension passe à travers l'huile 'O'.

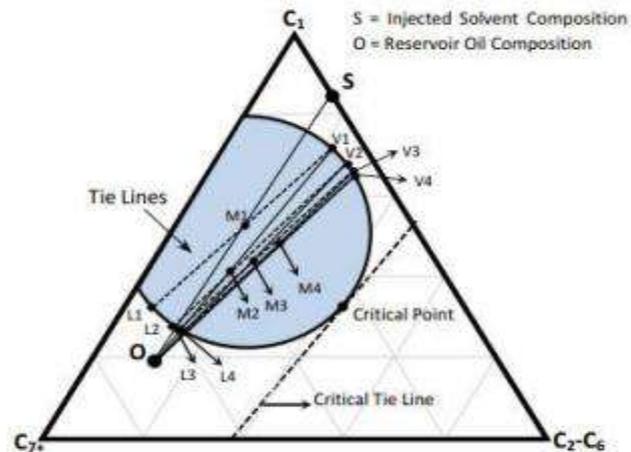


Figure III-7 : schéma d'un déplacement immiscible.

On a expliqué que la miscibilité ne peut pas être atteinte quand la composition de l'huile et celle du gaz injecté sont dans le même coté par rapport à la ligne d'équilibre critique. La miscibilité multi contact peut être atteinte pour l'huile 'O' (figure III-8) par l'augmentation de la pression pour rétrécir l'enveloppe de phase (la courbure en pointillé). La pression à laquelle l'extension de la ligne d'équilibre critique passe par l'huile (figure III-8.b) ou le gaz injecté (figure III-8.a) est la pression minimale exigée pour atteindre la miscibilité qui est nommée la pression minimale de miscibilité (MMP). C'est la pression minimale à laquelle la miscibilité in situ peut être atteinte pour le mécanisme de miscibilité multi contact. A la MMP, la ligne d'équilibre limite devient la ligne d'équilibre critique (la phase gazeuse s'enrichit à travers des multi contacts avec l'huile originale en arrivant à la composition critique).

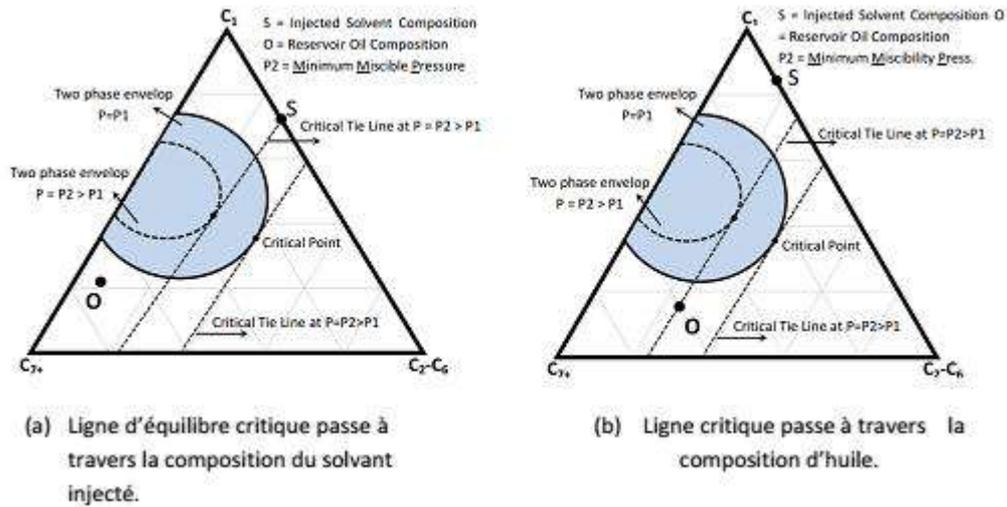


Figure III-8 : pression minimale de miscibilité (mmp).

III-5-2 Mécanisme de condensation :

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

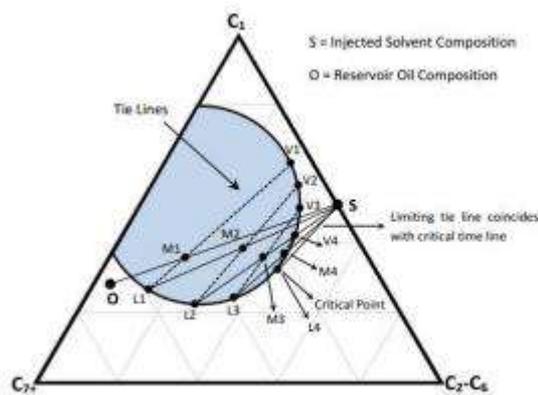


Figure III-9 : diagramme représentant le mécanisme de condensation.

Supposons une huile 'O' et un gaz injecté 'S' (figure III-9) qui sont dans des côtés opposés par rapport à la ligne d'équilibre critique (mais inversé par rapport au mécanisme de vaporisation (figure III-6)). L'huile et le fluide injecté ne sont pas miscible initialement comme leur ligne opérationnelle passe à travers la zone diphasique. M1 est le premier

CHAPITRE III : ETUDE THEORIQUE DU DEPLACEMENT MISCIBLE.

mélange résultant après le premier contact de 'S' et 'O'. M1 va être divisé en liquide L1 et gaz V1 qui sont en équilibre à ce point dans le réservoir. La phase liquide L1 est plus riche en composants intermédiaires que l'huile originale 'O'. La phase gazeuse V1 se déplace plus rapidement grâce à sa grande mobilité et laisse la phase huile L1 pour se mélanger avec un nouveau fluide injecté 'S' et forme un mélange M2. Le nouveau mélange va être divisé en liquide L2 et gaz V2. Le liquide L2 se trouve plus proche du point critique que L1 et il est très riche en composants intermédiaires. Le gaz va continuer son chemin à travers la phase liquide et par la suite le liquide L2 fait son contact avec un nouveau gaz injecté pour former le mélange M3 et ainsi de suite. En continuant l'injection du solvant 'S' la composition de la phase liquide va être modifiée progressivement de la même façon le long de la courbe de bulle jusqu'à ce qu'elle atteigne le point critique. Le fluide au point critique est miscible avec le fluide injecté 'S'. Dans ce mécanisme la ligne d'équilibre limite passe par la composition du gaz injecté 'S' (par contre elle passe par la composition d'huile dans le mécanisme de vaporisation), donc la MMP dans ce mécanisme est définie comme la pression à laquelle la ligne d'équilibre critique coïncide avec la ligne d'équilibre limite et son extension passe à travers la composition du fluide injecté (figure III-8.a).

Pour atteindre une miscibilité dynamique par le mécanisme de condensation avec une huile dont la composition se trouve sur le côté gauche par rapport à la ligne d'équilibre critique, la composition du gaz enrichi doit être trouvée sur la partie droite par rapport à la ligne d'équilibre critique. Si un gaz injecté contient moins d'hydrocarbure intermédiaire d'une façon que les deux compositions de l'huile et du gaz injecté se localisent sur le côté diphasique par rapport à la ligne d'équilibre critique, l'huile ne peut pas être enrichie jusqu'au point de miscibilité. Dans la figure III-10 l'enrichissement de la phase liquide (L1, L2, ...) continu jusqu'au point où le mélange résultant se trouve sur la ligne d'équilibre qui passe par le point de composition du fluide injecté 'S'. L'enrichissement va arrêter à ce point-là. La miscibilité peut être atteinte aussi en augmentant la pression pour rétrécir l'enveloppe de phase jusqu'à ce que la ligne d'équilibre limite coïncide avec la ligne d'équilibre critique (figure III-8.a).

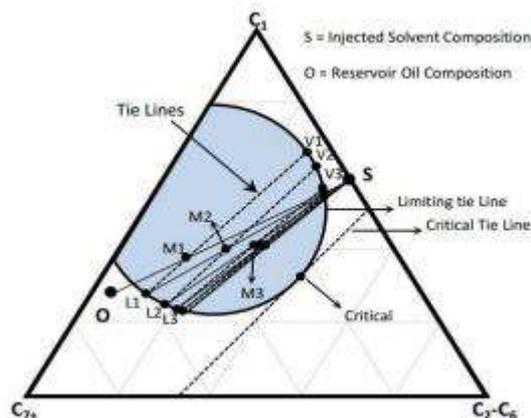


Figure III-10 : schéma d'un déplacement immiscible.

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

Pour atteindre la miscibilité par le mécanisme de condensation, on peut varier deux paramètres : la pression du réservoir et la composition du fluide injecté. L'effet de pression du réservoir et le concept de la MMP ont été expliqué précédemment (figure III-8). IL y a une méthode alternative pour atteindre la miscibilité par le mécanisme de condensation. La composition du gaz injecté peut être enrichie pour atteindre la miscibilité. Minimum Miscibility Enrichment (MME) est défini comme l'enrichissement minimal à lequel la ligne d'équilibre critique passe par la composition du gaz injecté (figure III-11).

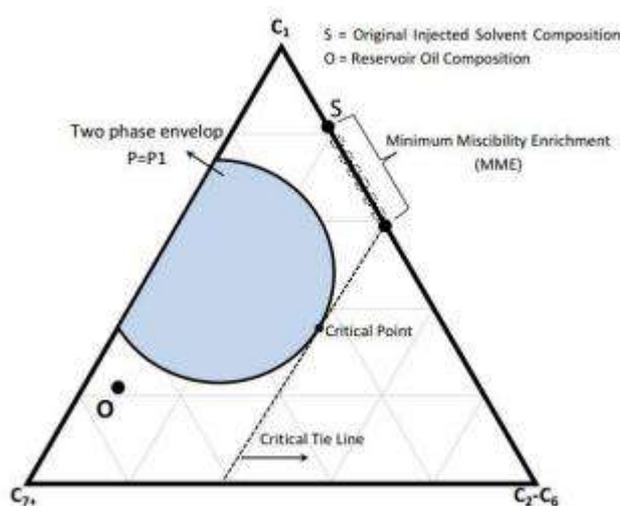


Figure III-11 : schéma représentant le concept de l'enrichissement minimal de miscibilité (mme).

III-5-3 Mécanisme de condensation/vaporisation :

Le mécanisme développé dans ce cas est une combinaison des deux mécanismes (vaporisation et condensation), durant lequel la miscibilité se développe selon le schéma suivant :

1. Un front 'avant' va enrichir l'huile par condensation des composés légers (C2 à C4), extraits du gaz d'injection et des composés intermédiaires (C5 à C10) qui ont été préalablement vaporisés à partir de l'huile restée après passage du front.

2. Un front 'arrière' composé du gaz d'injection enrichi par vaporisation des éléments intermédiaires de l'huile. Une zone de transition sépare les zones de condensation et de vaporisation. Cette zone est proche de la miscibilité, ce qui permet de récupérer une quantité importante d'huile et de ce fait d'avoir de faibles valeurs de saturation résiduelle.

Un front avant composé de deux phases avec une nette condensation des éléments intermédiaires. Le gaz contient des composés légers issus de sa composition originale et des composées intermédiaires issus de la vaporisation de l'huile du réservoir.

Puis vient la zone proche de la miscibilité, avec en amont une vaporisation des composés intermédiaires et lourds issus de l'huile et en aval une nette condensation des composées intermédiaires et lourds se trouvant dans le gaz. A ce moment, une faible quantité d'huile est laissée derrière la zone de transition.

Enfin, le front arrière composé du gaz riche vaporise les éléments intermédiaires restant dans l'huile résiduelle.

Après cela, l'huile restante au niveau du réservoir est riche en composés lourds, non volatils, se trouve en équilibre avec le gaz d'injection.

L'une des caractéristiques du mécanisme mixte est d'obtenir des récupérations élevées sans pour autant atteindre une miscibilité thermodynamique, c'est-à-dire formation d'une seule phase de mêmes propriétés. De plus, le mécanisme mixte est caractérisé par la présence du gaz libre en avant du front et d'une quantité d'huile résiduelle en arrière de celui-ci.

Lors de ce mécanisme, la vaporisation et la condensation ont lieu simultanément. La miscibilité sera réalisée entre l'huile et le gaz altérés. Il découle de cela que la valeur de la MMP sera fonction des deux paramètres : composition de l'huile et la composition du gaz. Il est à noter que pour un fluide du réservoir donné, la MMP de condensation vaporisation

sera inférieure à celle de vaporisation pure.

III-6 Miscibilité dans le réservoir :

Initialement le gaz injecté n'est pas en équilibre avec l'huile du réservoir, il résulte du contact entre ces deux phases un transfert de masse, et des changements dans leurs propriétés, jusqu'à obtention d'une zone de mélange où le gaz et l'huile sont miscibles. Cette zone se caractérise par des tensions interfaciales huile-gaz nulles, les densités et viscosités des deux fluides sont égales. L'huile et le gaz ne forment alors qu'une seule phase. Le déplacement de l'huile par le gaz devient très efficace et le balayage microscopique tend vers l'unité.

Le diagramme ternaire pour un réservoir à plusieurs composants est utilisé en assimilant les fluides des réservoirs à un mélange à trois pseudos composants. Ces diagrammes pseudo ternaires sont inappropriés dans la description du comportement réel du réservoir ainsi que dans la détermination des conditions opératoires telles que la MMP et le MME.

L'application d'un diagramme ternaire utilisant des pseudos composants, n'est valable que si les quantités relatives des composés définissant les pseudos composants restent constantes. De ce fait, le regroupement des composés hydrocarbures en pseudos composants est une approximation, car les composés regroupés ont des volatilités différentes, et la distribution des phases liquides et du gaz dans un même groupe sera variable et différente pour chaque composé. De plus, les limites de l'enveloppe des phases par rapport au diagramme ternaire dépendent de la composition du mélange, ces limites ne peuvent être définies de façon rigoureuse dans le cas d'un regroupement en pseudos composants.

Le concept de miscibilité multi contact par transfert massique entre les phases ainsi que la nécessité d'atteindre une composition critique reste valable pour un réservoir réel. Mais l'existence dans un réservoir d'un nombre élevé de composants engendre des possibilités dans la variation de la composition, et dans la réalisation de la miscibilité.

A travers les mécanismes de miscibilité cités ci-dessus, on remarque que la miscibilité, à pression et température donnée dépend des deux lignes d'équilibre limite (vaporisation et condensation), étant donné que la tangente au point critique est unique. Dans un système réel, il est possible que la miscibilité se réalise sans qu'aucune des deux lignes limites n'atteigne le point critique[2].

**Chapitre IV : Optimisation de
l'injection du gaz miscible par
la méthode du VRR
(Voidage Replacement Ratio).**

IV-1 Introduction :

Le projet GCR (gaz compression réinjection) lancé entre 2002 et 2008 a pour objectif l'augmentation de la production des champs GEA. Ce projet a pour mission :

1. augmentation du débit de production et de la pression en injectant du gaz lift dans les trois champs (Gassi, Agreb et Zotti).

2. injection de gaz miscible dans le gisement Gassi pour améliorer le facteur de récupération de ce gisement.

L'injection de gaz miscible a débutée fin 2008 avec un débit journalier d'injection de gaz avoisinant les 106 Mscf/jour à travers 13 puits, ce débit a connu des réajustements afin d'optimiser le rapport injection-production, comme il tient compte de quelques contraintes rencontrées ces dernières années, aujourd'hui le débit d'injection du MF gaz avoisine les 65Mscf/jour les outils utilisés jusqu'à la pour le suivi et l'optimisation de l'injection était les résultats de la simulation numérique et de L'analyse du comportement de production par rapport à l'injection.

L'équipe engineering d'El Gassi a émis le souhait de construire un outil puissant (pattern analyses and monitoring) pour le suivi et la surveillance des performances de l'injection de gaz et sont optimisation afin d'améliorer l'état actuel du réservoir en contrôlant les paramètres de pression ,GOR et VRR et par la suite obtenir une meilleure productivité du gisement d'El Gassi ; profitant de notre présence ils nous ont demandé de les aider à construire cet outil en utilisant les moyens disponible à El Gassi pour assurer un suivi continu dans les temps futurs.

La question sur laquelle s'articule notre travail est : « comment peut-on redéfinir une stratégie d'injection de gaz à court terme en utilisant cet outil afin d'améliorer les paramètres de pression, GOR, VRR et par la suite assurer une récupération incrémentielle maximale des réserves ? ».

Les éléments de réponse de cette question sont exposés comme suite :

IV-2 Notions théoriques sur la méthode DU VRR :

IV-2-1Présentation du logiciel OFM :

OFM est une puissante suite de programmes, conçus pour aider à la surveillance et à la gestion continue des champs de pétrole et de gaz. OFM nous permet de visualiser,

CHAPITRE IV : PARTIE PRATIQUE

d'améliorer et d'analyser des données de production et de réservoir, il nous permet d'effectuer des analyses de base ou complexe pour des opérations simples ou multiples, sur des groupes de puits, un champ entier, ou de plusieurs champs.

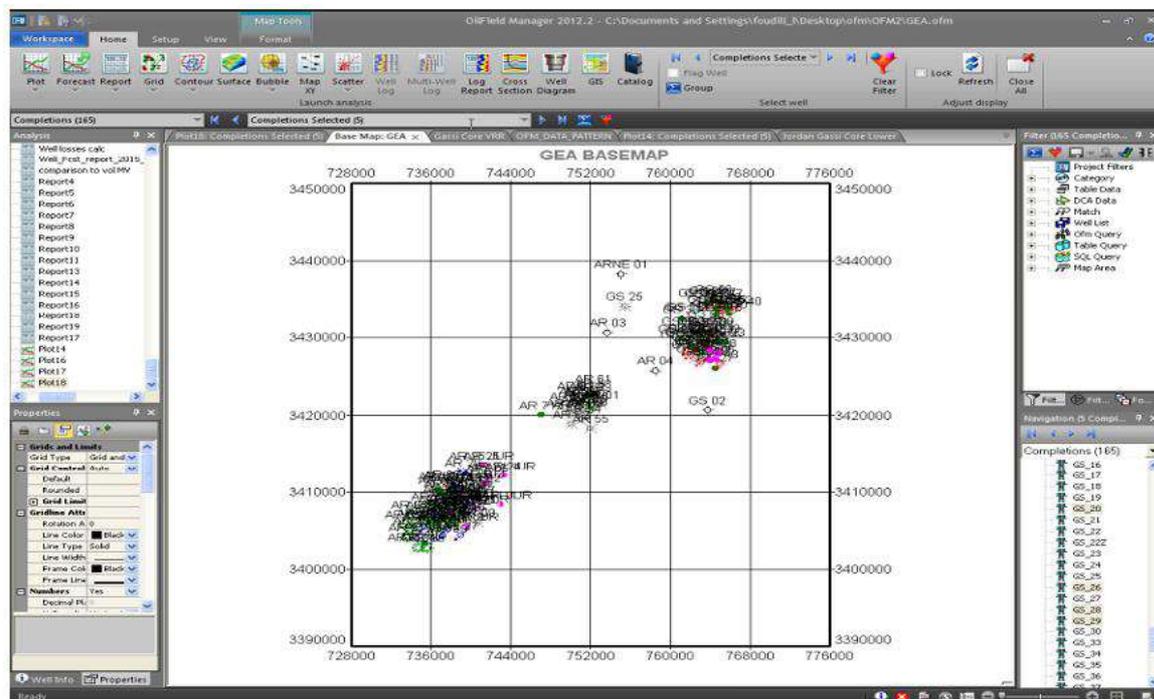


Figure IV-1 : fenêtre principale de l'OFM 2014[9].

IV-2-2 Définition du Voidage Replacement Ratio (VRR) [9]:

Voidage Replacement Ratio (VRR) est défini comme étant le volume total du fluide injecté divisé par le volume total des fluides produits, tous les deux dans les conditions du réservoir. Un VRR idéal est approximativement égal à 1.

Les valeurs élevées du VRR indiquent une situation dans laquelle le cumule du débit injecté est plus grand par rapport au cumule du débit produit c'est-à-dire qu'on a une perte d'une partie du débit injecté. Cette perte est causée par les "loss zones" qui prennent le gaz injecté, la perméabilité élevée des couches provoquant l'écoulement préférentiel, ou par les réservoirs fracturés qui provoquent l'écoulement direct du gaz entre les puits injecteurs et producteurs.

Les faibles valeurs du VRR indiquent une situation dans laquelle le volume produit est plus grand par rapport au volume injecté. Cela se traduit par une diminution de pression et une augmentation de la saturation du gaz libre dans le réservoir qui est indésirable.

On peut définir le VRR instantané noté (IVRR) a un temps donné et le VRR cumulé (VRRcum) qui tient en compte les volumes d'huile produits avant le début de l'injection jusqu'à ce jour :

$$IVRR = \frac{Q_{ginj} \times Bg + Q_{winj} \times Bw}{Q_{oprdr} \times Bo + (Q_{gprdr} - Q_{oprdr} \times Rs) \times Bg + Q_{wprdr} \times Bw}$$

$$CumVRR = \frac{Cum(Q_{ginj} \times Bg) + Cum(Q_{winj} \times Bw)}{Cum(Q_{oprdr} \times Bo) + Cum((Q_{gprdr} - Q_{oprdr} \times GOR) \times Bg) + Cum(Q_{wprdr} \times Bw)}$$

IV-2-3 Définition du JORDAN Plot:

Le Jordan plot est une courbe de la production totale cumulée en fonction de l'injection cumulée, le graphe commence à la date du début de l'injection c'est-à-dire qu'on ne prend pas en considération la production et l'injection dès le début mais juste les données à partir du premier jour de l'injection.

Dans le Jordan plot on trace deux courbes l'une représente l'unité et l'autre c'est le cumule de la production en fonction du cumule de l'injection en comparant cette courbe avec la première bissectrice on peut distinguer trois cas :

1. Si la pente est supérieure à un (1) c'est-à-dire que la courbe est située au-dessus de la première bissectrice, alors la pression doit diminuer, si la pression est maintenue, le pattern d'injection obtient un fluide en dehors des injecteurs de notre pattern.

2. Si la pente est inférieure à un c'est-à-dire que la courbe est située au-dessous du première bissectrice, alors la pression doit augmenter, si la pression est maintenue, la cellule d'injection perd un certain volume du gaz injecté. .

3. Si la pente égale à un (1) c'est-à-dire que la courbe est parallèle a la première bissectrice, dans ce cas la pression doit rester constante. -Dans les trois cas précédents :

- si la pente égale à 1 on dit que l'IVRR = 1.
- si la pente augmente l'IVRR diminue.
- si la pente diminue l'IVRR augmente.

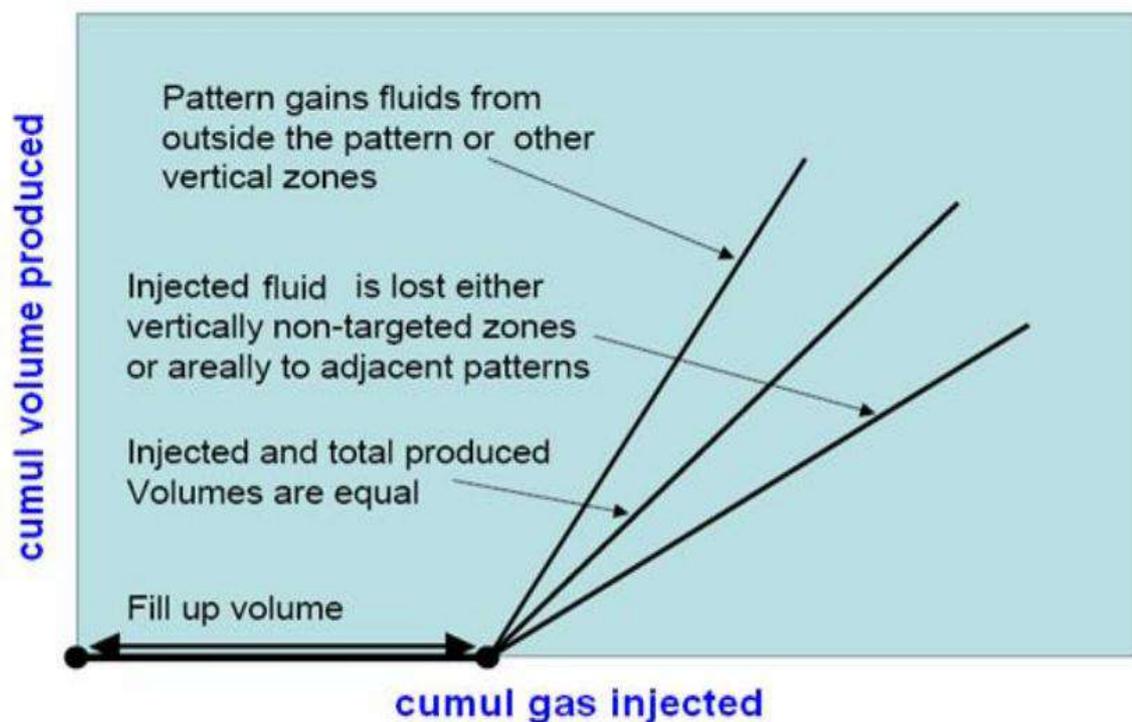


Figure IV-2: courbe du Jordan [9]

Le Jordan plot permet aussi de voir l'influence de l'injection sur la production par exemple dans le cas où la courbe se situe au-dessous de la première bissectrice et la pente de cette courbe n'est pas constante mais elle augmente alors on dit que l'injection a une influence sur la production tel que la production augmente avec l'augmentation de l'injection, cette allure ou la pente augmente graduellement jusqu'à arriver à la pente d'unité est le comportement idéal observé au début d'un projet de maintien de pression.

IV-2-4 Définition d'un pattern:

Il s'agit d'une organisation que l'on peut observer de façon répétée lors de l'étude d'un champ pétrolier, auquel on peut conférer des propriétés caractéristiques.

Chaque pattern contient un puits injecteur et les puits producteurs aux alentours, Pour créer un pattern, il faut utiliser notre jugement et connaissance à propos du réservoir pour attribuer une fraction logique de production et d'injection de la partie du réservoir incluse dans le pattern. Après la création des paternes, on peut comparer les performances, surveiller et optimiser les débits ou on fait recours aux opérations de puits pour avoir des débits cible au niveau de la cellule d'injection, considérant à la fois les puits injecteurs et producteurs.

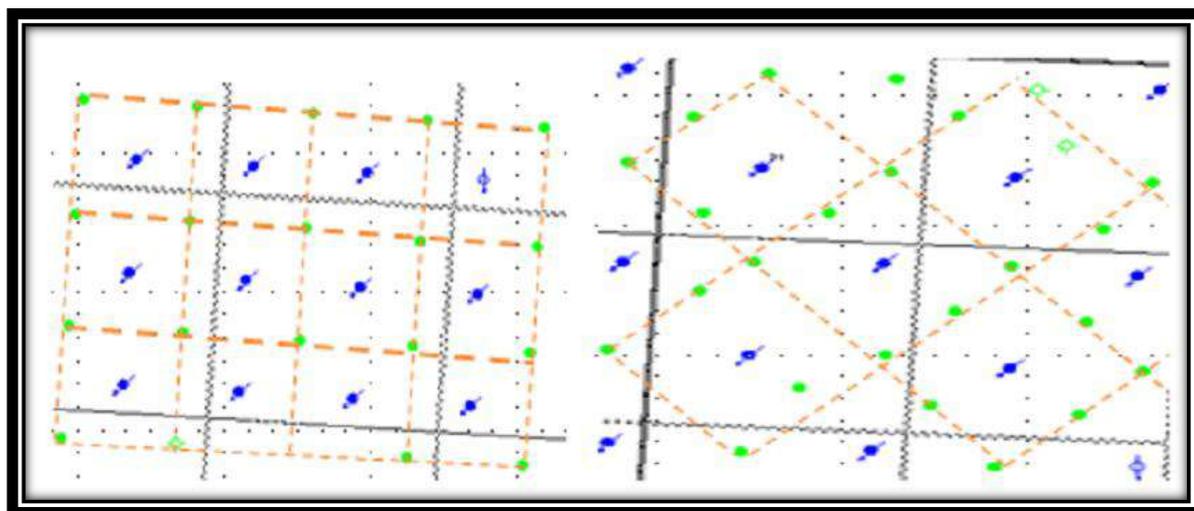


Figure IV-3 : configuration d'un pattern[1].

IV-3 Pattern monitoring :

IV-3-1 Conception des patterns :

Un schéma de pattern idéal pour l'injection de gaz doit correspondre aux exigences suivantes :

- Promouvoir une réponse plus rapide de la production d'huile.
- Utiliser des puits et des installations préexistantes et forer un nombre minimum de nouveaux puits.
- Assurer une couverture volumétrique maximale du réservoir.
- Accommoder l'hétérogénéité et l'anisotropie du réservoir.
- Réduire les débits d'injection de gaz en conservant le débit de production souhaité et gérer la disposition des puits injecteurs.

Dans le champ d'EL GASSI, il est impossible de répondre à toutes ces exigences car le champ a déjà été développé sous des considérations différentes (emplacement irrégulier des puits) au cours de la phase de récupération primaire. L'étude de l'implantation des puits de forage a indiqué un débit qui est différent du débit réel à cause de l'hétérogénéité et le degré élevée d'incertitude de distribution de la perméabilité directionnelle, les déséquilibres entre l'injection et la production, et la discontinuité latérale des roches réservoir.

Plusieurs puits sont fermés depuis l'origine à cause des débits de production nul suite au faibles caractéristiques du réservoir, et d'autres puits sont en attente d'intervention work over ces puits sont représenté dans la figure suivante :

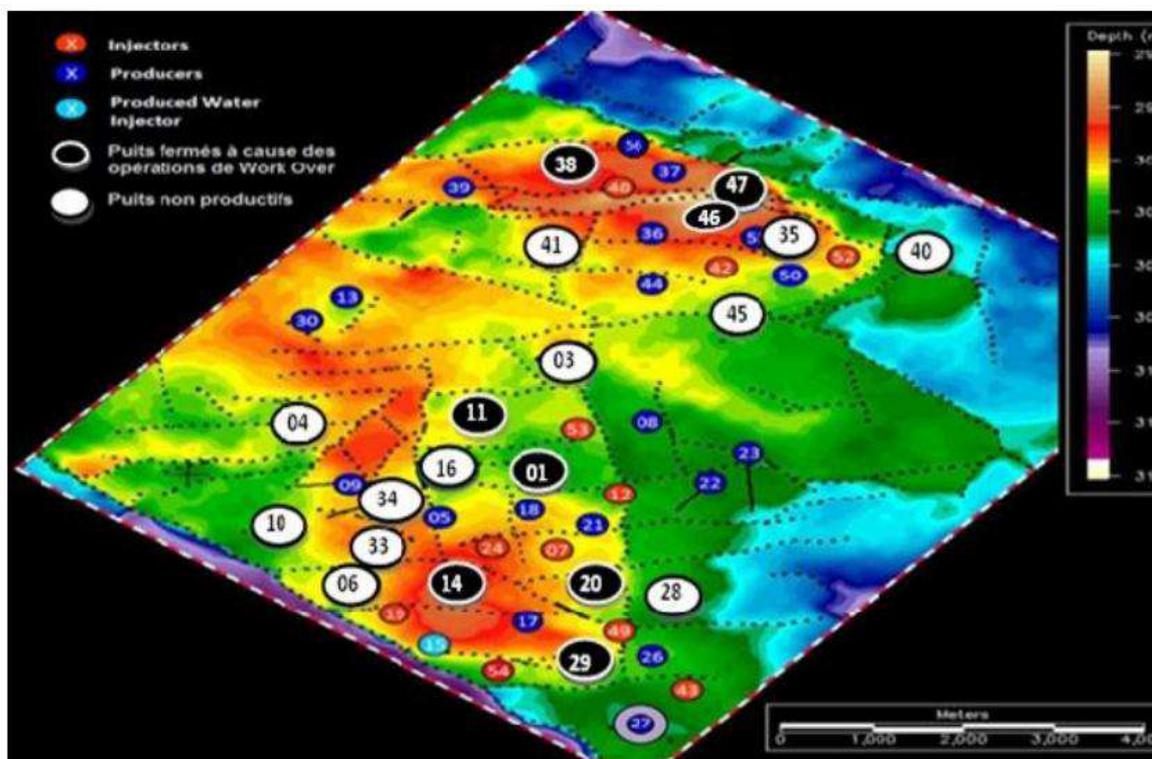


Figure IV-4: situation des puits dans le champ d`el gassi[1].

IV-3-1-1 Etudes des traceurs :

Les traceurs sont utilisés dans l'industrie pétrolière afin d'évaluer qualitativement ou quantitativement les écoulements à travers le réservoir, ils sont injectés dans un puits injecteur avec le fluide porteur (gaz miscible dans le cas d`el Gassi) et détectés dans un puits producteur après une certaine période de temps. Le délai entre un traceur qui ne réagit pas avec la formation (un traceur conservateur) et un traceur de partitionnement donnera une indication de saturation en huile résiduelle, d'un élément d'information qui est difficile à obtenir par d'autres moyens.

Les traceurs sont utilisés dans les tests entre les puits et peuvent être radioactifs ou chimiques, gaz ou liquide et ont largement été utilisés dans l'industrie du pétrole et de l'hydrologie depuis des décennies.

Ils permettent l'identification de :

- la direction de l'écoulement préférentiel dans le réservoir.

CHAPITRE IV : PARTIE PRATIQUE

- Indication de la communication des couches intermédiaires et de la perméabilité et de la stratification.
- Temps transitoire du traceur entre les puits.
- Indication possible des barrières et des fractures.
- L'efficacité de balayage entre l'injection et la production.
- Estimation possible de la saturation résiduelle de l'huile.
- Conformation de miscibilité.

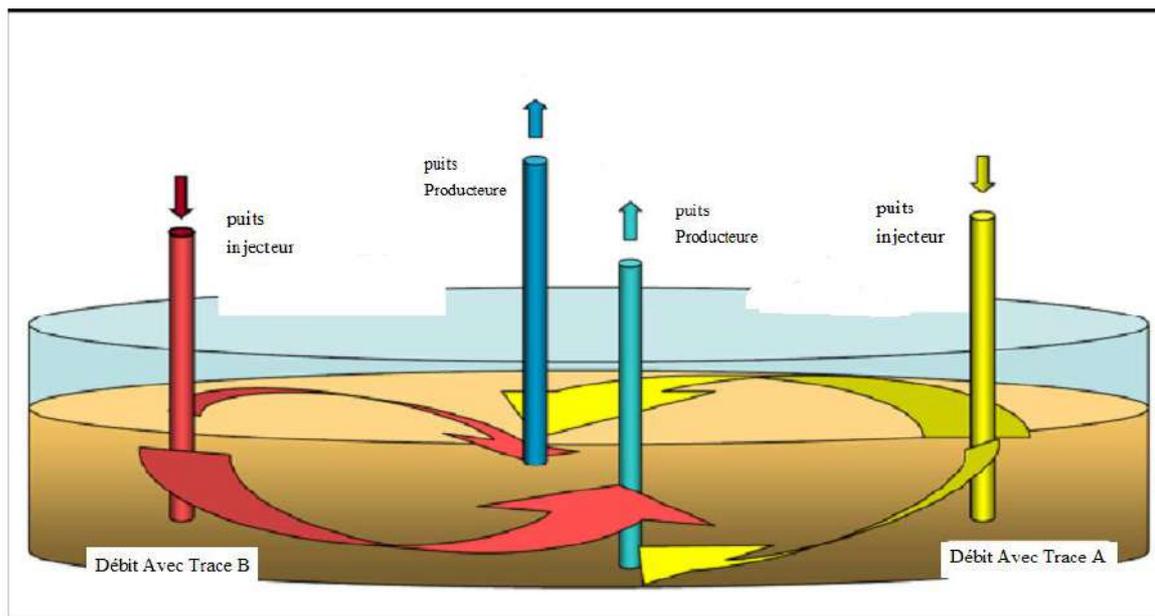


Figure IV-5 : utilisation des traceurs pour l'analyse[1].

L'étude des traceurs dans le champ d'El Gassi a donné les résultats suivants :

Gassi North : tous les puits sont connectés entre eux.

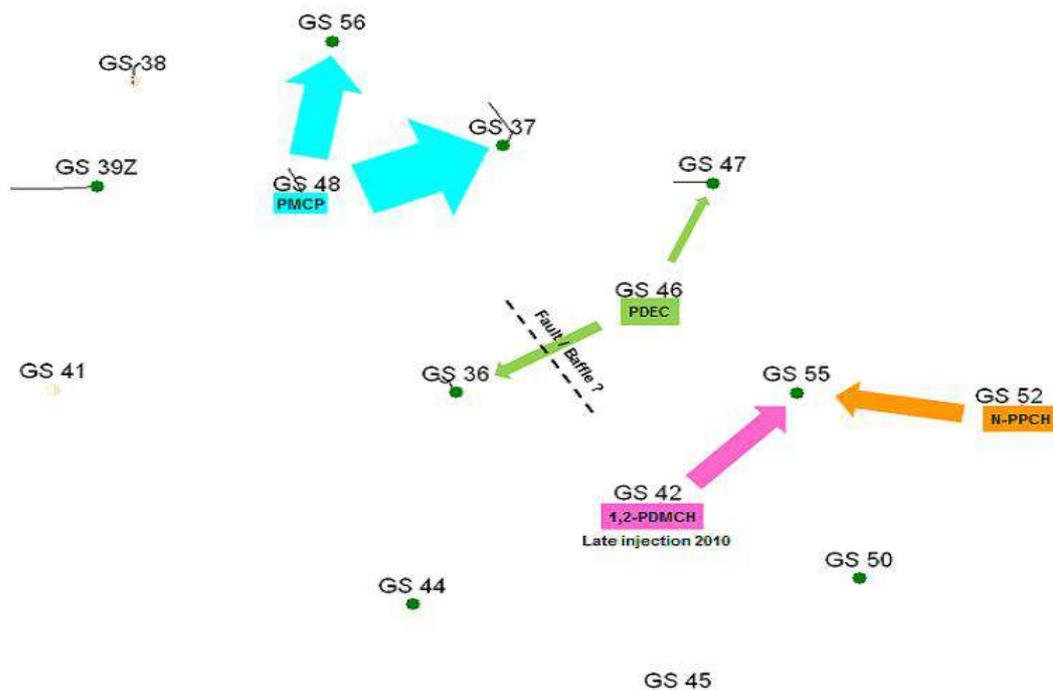


Figure IV-6: résultats des traceurs gassi north[1].

Gassi Core : D'après les résultats des traceurs, on remarque que dans la partie Nord-Ouest les puits GS_9,GS_10, GS_34, GS_4, GS_3, GS_30, GS_13 ne communiquent avec aucun puits injecteur ils ne font donc partie d'aucun pattern.

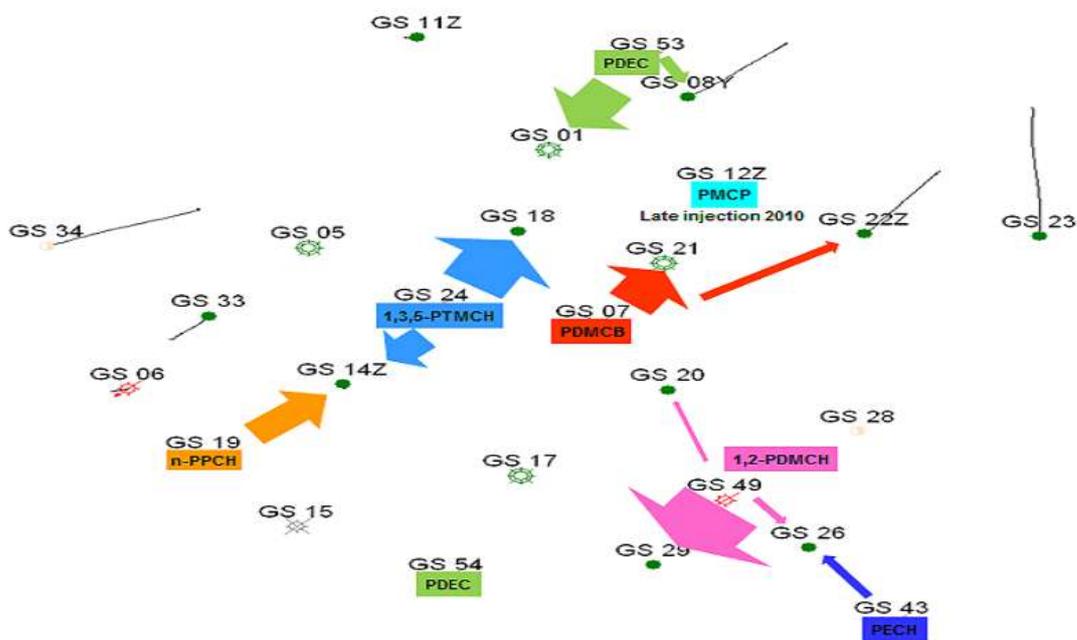


Figure IV-7: resultats des traceurs gassi core[1].

IV-3-2 Présentation des patterns :

En se basant sur le critère de la zonation des puits et les résultats de l'étude des traceurs ainsi que les résultats de la simulation Streamline préétablis nous avons créé les patterns suivants :

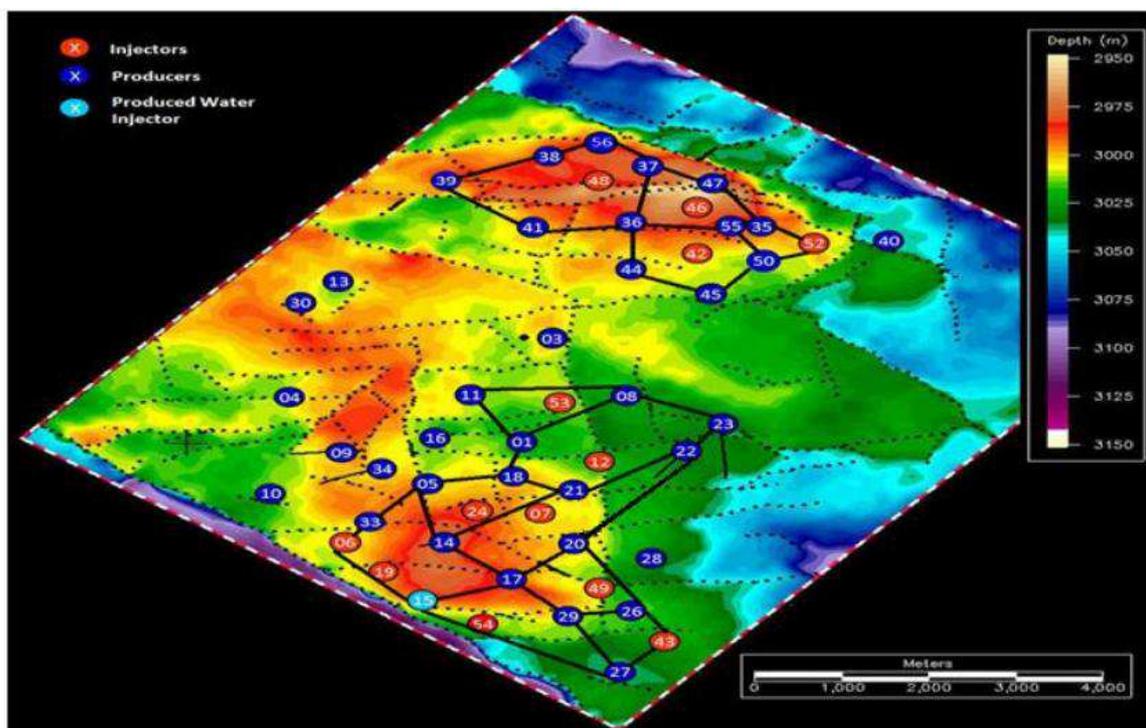


Figure IV-8 : patterns primaires du champ d'el gassi[1].

Les puits GS 38, GS47, GS35, GS01, GS20, GS14, GS29, GS27, GS06 sont des puits fermés actuellement pour les raisons citées précédemment mais sont inclus dans les patterns pour compter leur historique de production et les utiliser comme des puits d'observation pour la surveillance du réservoir.

IV-3-3 Correction des patterns selon l'évolution de la pression et du GOR :

a- Gassi Core :

- Pattern GS_43 :

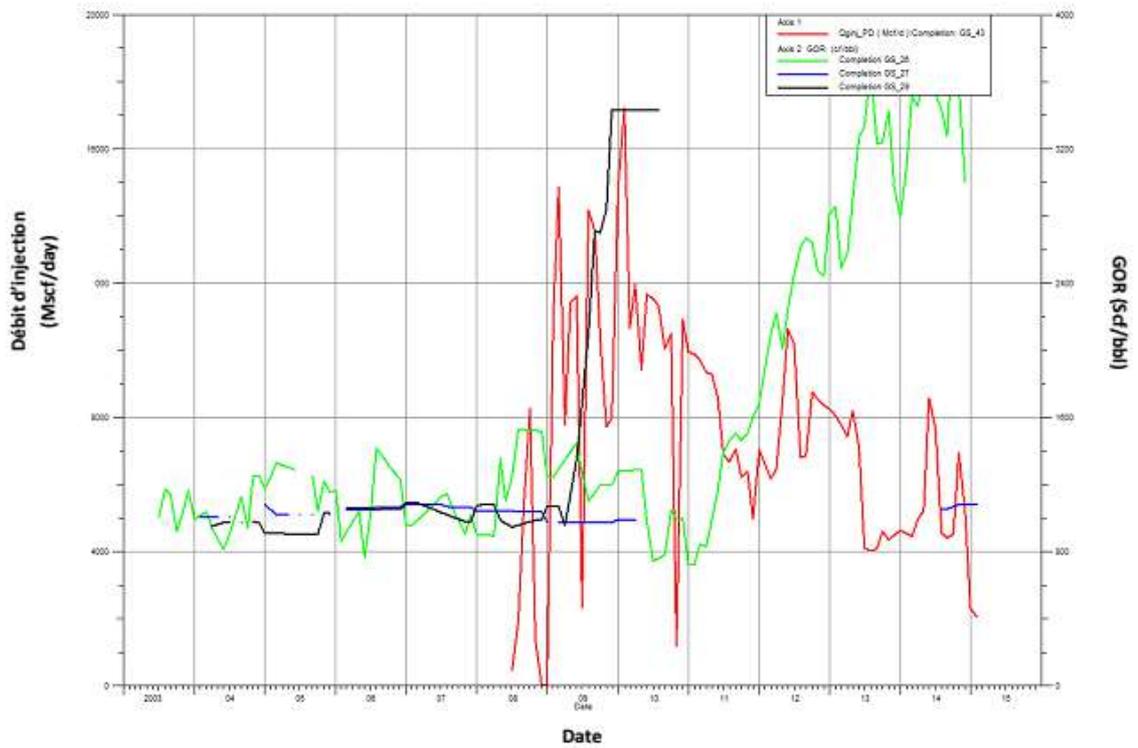


Figure IV-9 : évolution du GOR dans les puits producteurs du pattern GS_43[9].

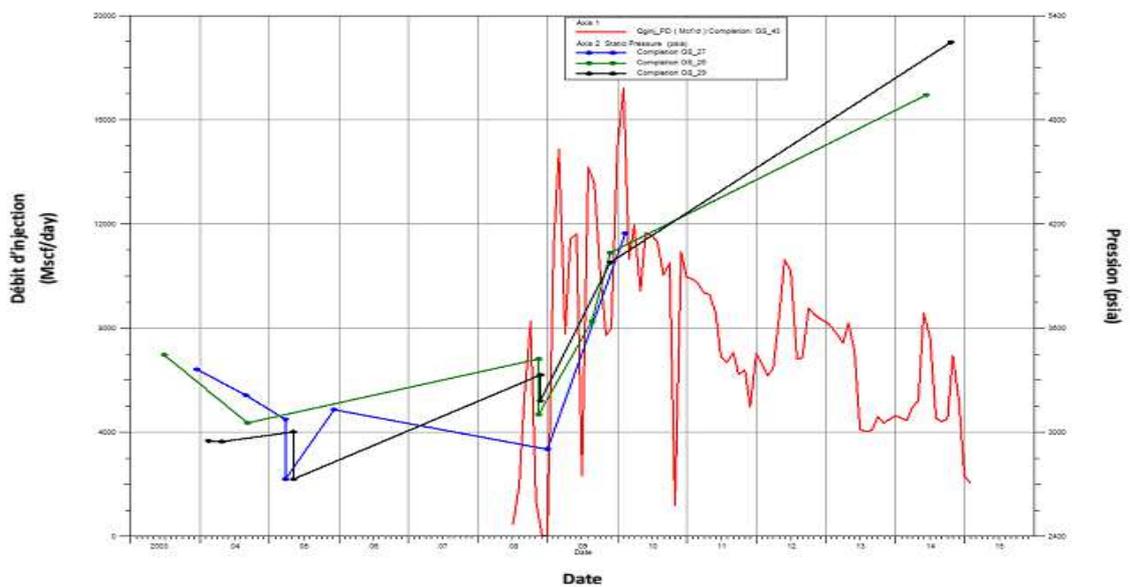


Figure IV-10 : évolution de pression dans les puits producteurs du pattern GS_43[9].

On remarque que la pression de chaque puits producteur augmente avec l'augmentation du débit injecté :

- GS_26 : sa pression de fond statique augmente avec l'augmentation du débit injecté après la période de Fill Up ce qui indique une communication probable avec le GS_43.
- GS_29, GS_27 : la pression de fond statique augmente avec l'augmentation du débit injecté après la période de Fill Up mais ces puits sont fermés alors on ne peut pas juger si cette augmentation est due au débit injecté ou bien à la fermeture.

Le GOR augmente après le début de l'injection :

- GS_26 : augmentation remarquable du GOR après la période de Fill Up, ce qui confirme la communication.
- GS_29 : augmentation du GOR avant la fermeture ce qui donne une idée sur la communication.
- GS_27 : il n'y a pas une augmentation du GOR et on ne peut pas juger si le puits était fermé avant la fin du période de Fill Up ou bien s'il y a pas une communication.

b- Gassi North :

- **Pattern GS_42 :**

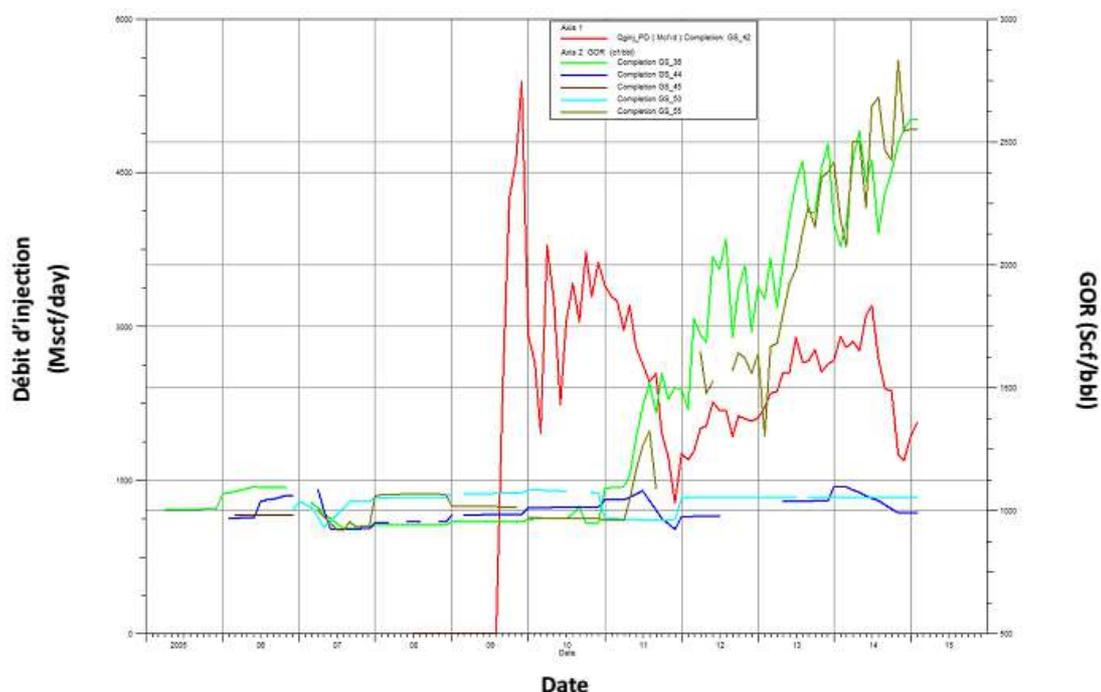


Figure IV-11 : évolution du GOR dans les puits producteurs du pattern GS_42[9].

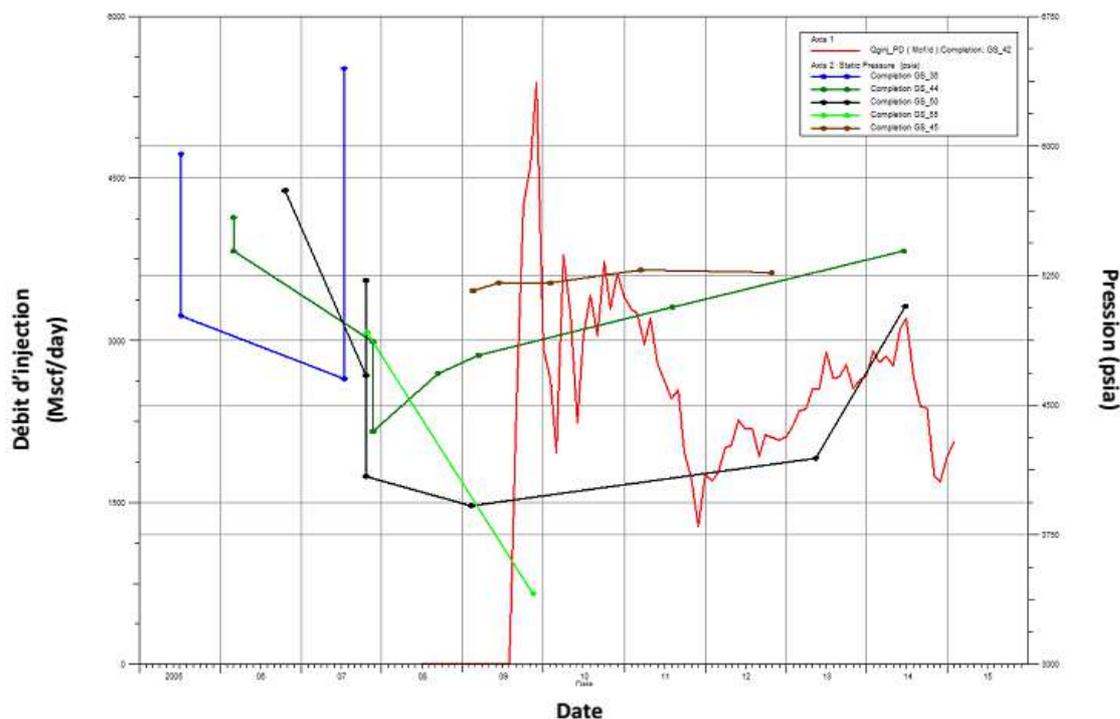


Figure IV-12 : évolution de pression dans les puits producteurs du pattern GS_42[9].

D'après les graphes on peut déduire qu'il y a une communication entre les puits producteurs GS_36, GS_55, GS_44, GS_50 et le puits injecteur.

- GS_45 n'est pas supporté par le GS_42 car il y a une faille entre ces deux puits qui prévient la communication entre eux.

IV-3-4 Facteurs d'allocation et facteurs de pertes :

Définitions :

- **Facteur de participation (FP)** : représente la quantité du puits d'injection destinée à alimenter chaque pattern.

- **Facteur de perte** : représente la quantité injectée et perdue dans les zones adjacentes à notre pattern étudié.

NB : le facteur effectif = Facteur de participation – Facteur de perte.

Les facteurs du champ d'el Gassi sont présentés comme suit :

CHAPITRE IV : PARTIE PRATIQUE

Tableau IV-1: Les facteurs d`allocation des puits de Gassi-Core[1].

GASSI CORE											
PatternGS07			Pattern GS_12Z			Pattern GS19			Patern GS24		
puits	WAF	Loss	puits	WAF	Loss	puits	WAF	Loss	puits	WAF	Loss
GS07	1	0	GS_12Z	1	0	GS_19	0.7	0.3	GS_24	1	0
GS_14 Z	0.2	0	GS_01	0	0	GS_05	0.5	0	GS_05	0.5	0
GS_17	0.1	0	GS_08Y	0.2	0	GS_06	1	0	GS_14Z	0.4	0
GS_20	0.7	0	GS_18	0.1	0	GS_14Z	0.4	0	GS_18	0.9	0
GS_21	0.9	0	GS_21	0.1	0	GS_15	0.5	0.5	GS_19	0.3	0
			GS_22Z	1	0	GS_17	0.2	0	GS_21	0	0
			GS_23	1	0	GS_33	1	0			

GASSI CORE											
Pattern GS53			Pattern GS54			Pattern GS43			Pattern GS49		
puits	WAF	Loss									
GS_53	1	0	GS_54	1	0.7	GS_43	1	0.7	GS_49	1	0
GS_01	1	0	GS_15	0.5	0.5	GS_26	0.4	0	GS_17	0.3	0
GS_08 Y	1	0	GS_17	0.4	0	GS_27	0.5	0	GS_20	0.3	0
GS_11 Z	1	0	GS_27	0.5	0	GS_29	0.2	0	GS_26	0.6	0
			GS_29	0.3	0				GS_29	0.5	0
									GS_54	0	0

Tableau IV-2 : Les facteurs d`allocation des puits de Gassi –north[1].

GASSI NORTH											
PatternGS42			Pattern GS46			Pattern GS48			Patern GS52		
puits	WAF	Loss	puits	WAF	Loss	puits	WAF	Loss	puits	WAF	Loss
GS42	1	0	GS_46	1	0	GS_48	1	0	GS_52	1	0.4
GS_36	0.3	0	GS_36	0.4	0	GS_36	0.3	0	GS_50	0.8	0
GS_44	0.5	0	GS_37	0.2	0	GS_37	0.8	0	GS_55	0.8	0
GS_45	0.5	0	GS_47	1	0	GS_38	1	0	GS_35	0.5	0
GS_50	0.2	0	GS_55	0.1	0	GS_39	1	0			
GS_55	0.5	0	GS_35	0.5	0	GS_41	1	0			
						GS_56	1	0			

IV-4 Critères de choix des débits injectés :

- 1- Pour les patterns à grandes pressions (proches à 6000 psi) on maintient le IVRR=1.
- 2- Le but final de la gestion du réservoir du champ d'El-Gassi est d'atteindre un VRR cumulé= 0.8 dans le Core et le North.
- 3- Si la pression du pattern est trop faible, on augmente le débit injecté jusqu'à qu'on ait la pression désirée ensuite on garde le IVRR=1.
- 4- L'injectivité maximale des puits injecteurs.
- 5- La pression maximale en tête (5000 psi).
- 6- Si le GOR est trop élevé (plus que 3000 à 4000 Scf/bbl), il faut soit garder le même débit d'injection soit le diminuer.
- 7- On donne la priorité aux grands producteurs du champ.
- 8- L'influence de l'injection sur la production.

IV-5 Conclusion :

Les résultats obtenues par logicielle OFM donne une idée sur la fiabilité de la méthode du VRR. Cette méthode n'utilise pas seulement les données numériques mais aussi le jugement de l'ingénieur (les failles, la transmissibilité, la distance entre les puits injecteurs et producteurs, le GOR,...) pour avoir une meilleure distribution des débits de gaz à injecter sur tout le champ pétrolier.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Conclusion

Dans le cadre du monitoring d'injection de gaz miscible dans le réservoir cambrien du champ d'El Gassi, notre étude sur les performances de l'injection de gaz miscible a été faite en ayant pour objectif l'amélioration des paramètres du réservoir en optimisant les débits d'injection.

A travers cette étude nous nous sommes intéressés aux problèmes d'injection spécifique au champ d'El Gassi que l'on peut résumer en une baisse de la pression dans la partie core jusqu'à atteindre la mmp dans quelques puits, une augmentation du GOR de quelques patterns et une instabilité de la balance injection production telles sont les caractéristiques du gisement objet de notre travail de recherche.

En vue d'assurer la surveillance du réservoir et d'assurer un management efficient et économiquement rentable de la ressource pétrolière nous avons construit l'outil du pattern monitoring et entrepris l'analyse des diagnostic plots qui ont été issues et qui nous ont permis de visualiser l'influence de l'injection sur les différents paramètres du réservoir et particulièrement sur la production, ainsi d'analyser l'état actuel du réservoir afin d'établir une nouvelle stratégie d'injection afin de remédier aux problèmes précités en respectant les contraintes déjà existantes.

Pour vérifier la pertinence de l'outil nous avons été amenés à faire des prévisions dans le but d'évaluer l'impact des débits optimisés sur les paramètres d'injection et sur la production à moyen terme et ont confirmé l'efficacité des résultats obtenus et la fiabilité de l'outil du pattern monitoring, celles-ci ont montré une hausse de la pression du réservoir qui avoisinera en 2021 la pression initiale du réservoir, une évolution acceptable du GOR qui n'indique pas de percée de gaz, il convient également de noter que la production a été incrémentée sur les 5 années.

Grace au management du réservoir et à la stratégie de développement adoptées à ELGassi selon les indications fournies par cette étude, nous pouvons affirmer que Le pattern monitoring est un outil relativement fiable pour être pris en compte et mis en application.

En conclusion nous pouvons affirmer que notre travail basé sur la méthode analytique a été particulièrement fécond et stimulant et nous a permis d'aboutir à des résultats probants de l'avis même des ingénieurs travaillant sur le site.

Recommandations :

- Faire un suivi continu des puits et du réservoir avec le pattern monitoring pour préserver un bon état du réservoir.
- effectuer une sensitivity study afin de réajuster les paramètres de pression, GOR et VRR et d'optimiser les débits d'injection chaque année.
- réaliser des diagraphies PLT pour les puits a GOR élevé afin d'avoir la contribution de chaque couche et éviter les zones productrices de gaz .
- Assurer la miscibilité pour les puits a basse pression:
 - Améliorer la pression du réservoir en augmentant les débits d'injection et/ou durant les puits producteurs.
 - Diminuer la pression minimale de miscibilité en injectant du CO₂ ou en ajoutant des éléments légers au gaz sec injecté.
- Améliorer les PI des puits a faibles caractéristiques pétrophysique en effectuant des forages horizontaux et/ou des fracturations.
- Faire un nettoyage de puits régulier :
 - traitement avec eau douce pour les sels.
 - traitement avec reformat pour les asphaltes.
- Améliorer les conditions de surface :
 - Têtes de puits.
 - Centre de traitement.

Références bibliographiques

- [1] Aymeric Lozet: Hess GEA : OFM Data Map and User Guide Par Reservoir engineer 2010
- [2] Howard B. Bradley: Petroleum engineering handbook par Edition society of petroleum engineers 1987 ISBN 1—55563-010-3
- [3] Jorge Avendano : Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole.. Université Paris-Est, 2012. France.
- [4] Marco R. Thiele and Rod. Batycky : Using Streamline-derived injection efficiencies for improved water flood management Streamsim Technologies.
- [5] Marco R. Thiele and Rod. P. Batycky: Water injection optimization using a Streamline –based workflow; Streamsim Technologies.
- [6] OilField Manager fundamentals Par: schlumberger Edition: Schlumberger 2010
- [7] Society of Petroleum Engineers Copyright 2003,: SPE 84080
- [8] Society of Petroleum Engineers : SPE Reservoir evaluation and engineering; April 2006
- [9] using Oil Field Manager (OFM); Workflow Schlumberger Information Solutions July 5, 2012
- [10] Water flood Monitoring and Surveillance Solution Training. Version 2012
- [11] www.petrowiki.org

Annexes

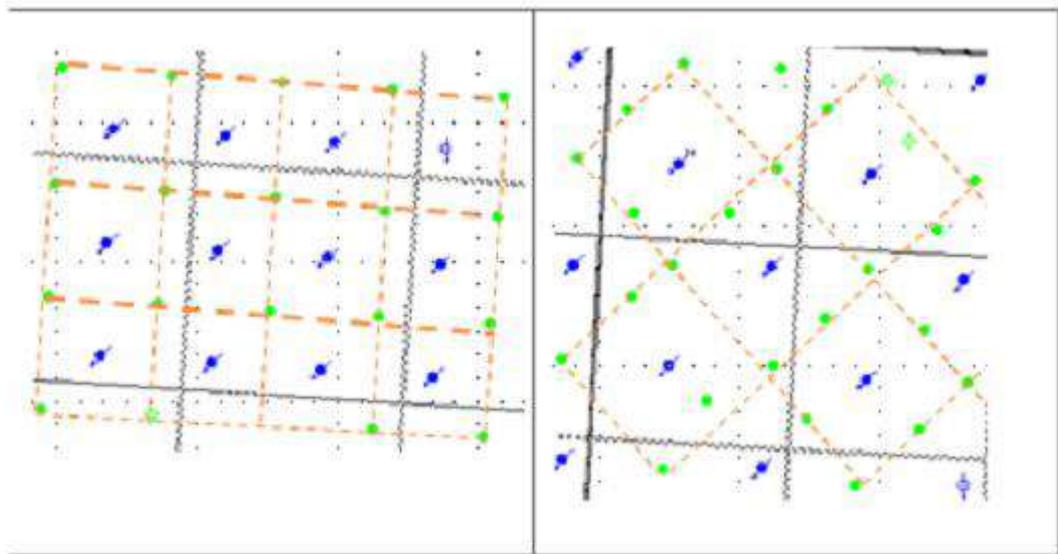
Annexe 01 :OFM (oil field manager)

Dans notre projet, on a utilisé l'OFM pour réaliser ces étapes :

1-Création des patterns(les cellules) prenant en considération l'interactivité entre les puits :

Pour créer un pattern, il faut utiliser notre jugement et connaissance à propos du réservoir pour attribuer une fraction logique de production et d'injection de la partie du réservoir incluse dans le pattern. Après la division, on peut comparer les performances, la surveillance et l'optimisation des opérations au niveau de la configuration, considérant à la fois l'injection et la production.

Exemple des patterns pour une distribution régulière :



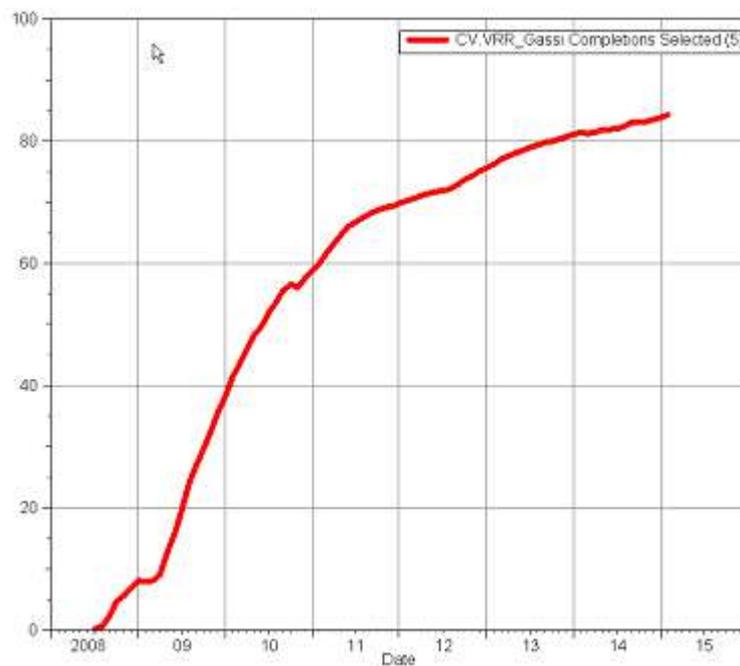
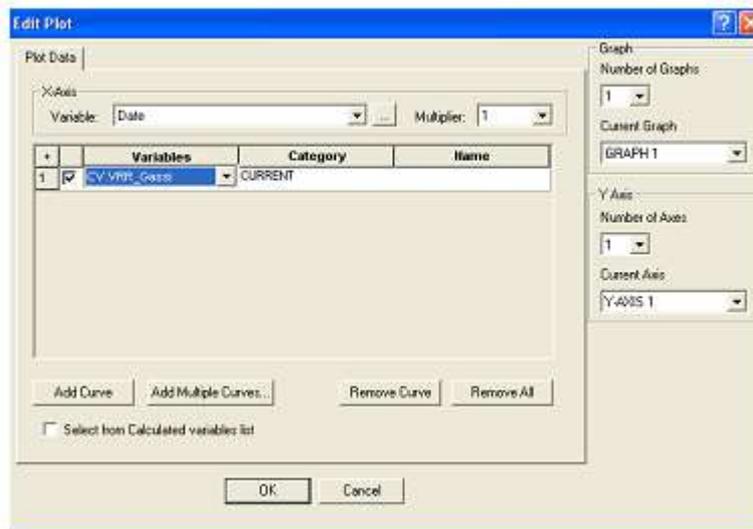
2- Modification et correction des patterns :

En changeant les facteurs de participation ou les dates. On peut travailler pattern par pattern ou en changeant tous les data en même temps.

On trouve la nomination suivante :

- Date : est la date effective du début des facteurs de participation, elle n'est pas nécessairement la première date de production ou d'injection.
- Factor : est le facteur de participation qui représente la quantité du puits d'injection destinée à alimenter chaque pattern.
- Loss : la quantité injectée et perdue dans les zones adjacente à notre pattern étudié

Annexe 01 :OFM (oil field manager)



- Jordan plot :

- a- On choisit les puits du pattern étudié ;

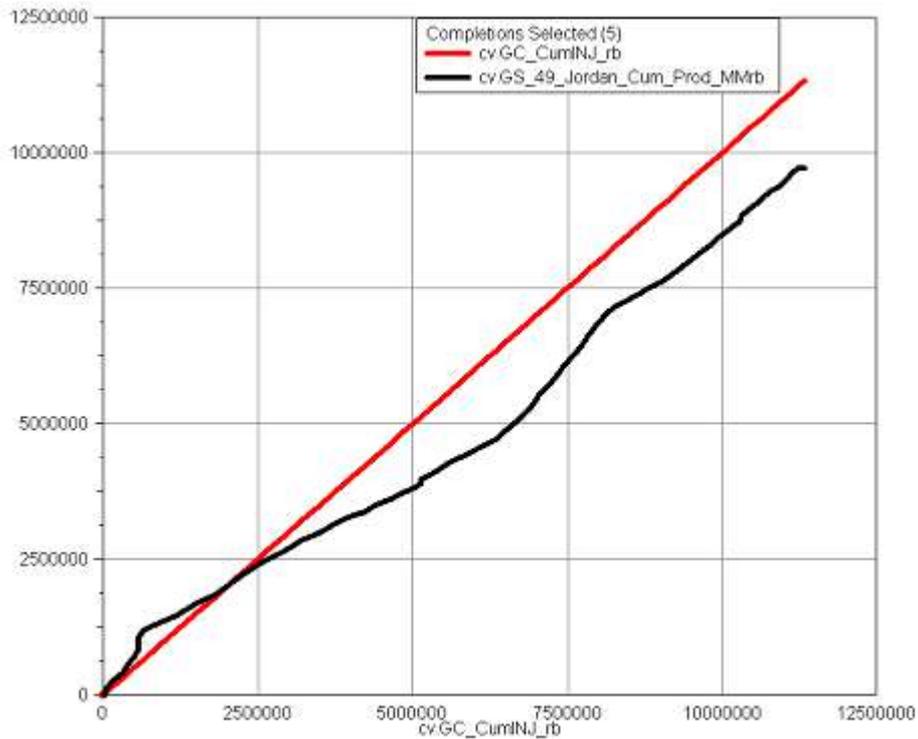
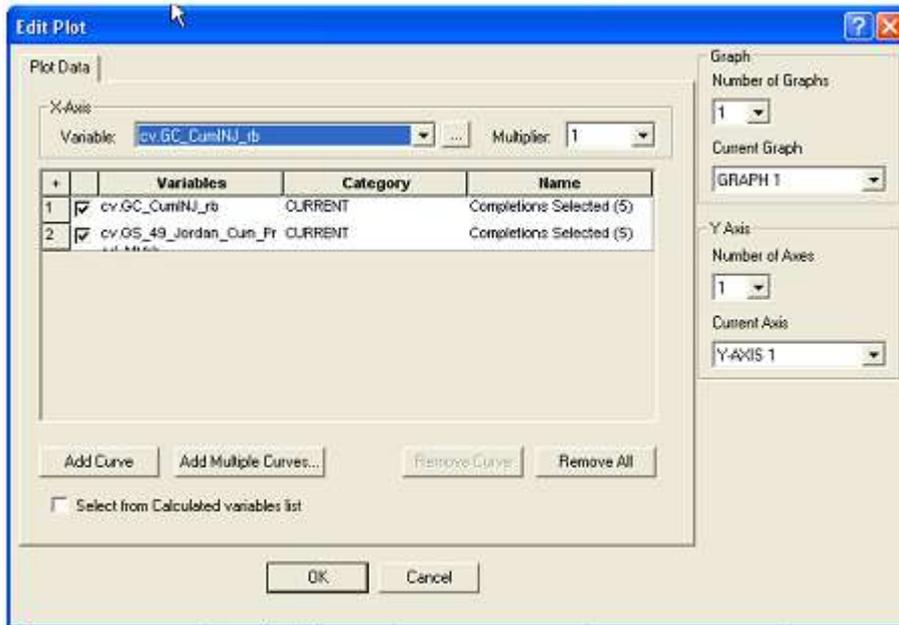
- b- Home -> Plot ;

- c- On choisit la variable de l'axe des X => cv.GC_CumINJ_rb qui représente l'injection cumulée en Réservoir Baril ;

Annexe 01 :OFM (oil field manager)

d- On choisit les variables de l'axe des Y => qui sont une fonction prédéfinie du Jordan Plot et cv.GC_CumINJ_rb (pour avoir le plot X=Y) ;

e- On click OK.



Annexe 01 :OFM (oil field manager)

- Autre types de plot :

1- On choisit les puits étudiés ou tout le champ ;

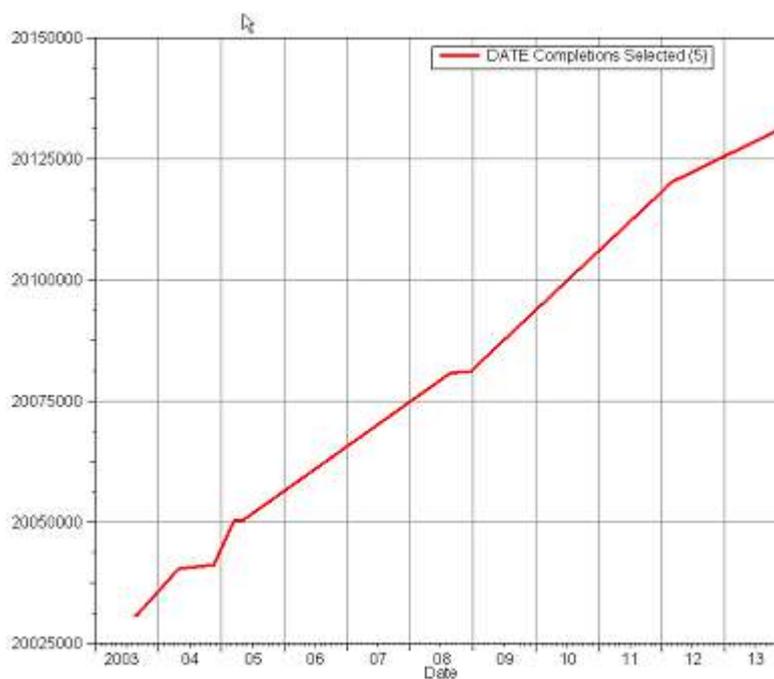
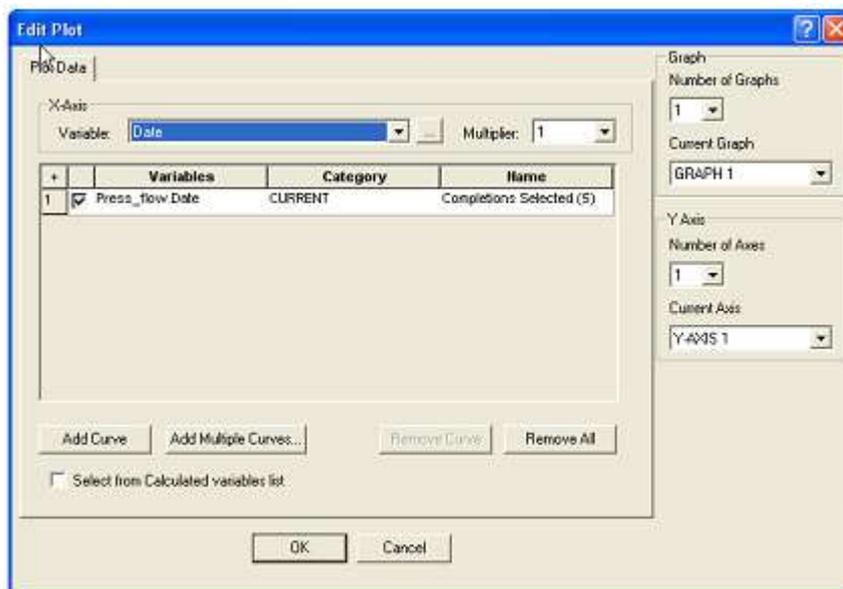
2- Home => Plot ;

3- On choisit les variables X et Y ;

4- OK.

5- Exemple :

Plot de l'historique de la pression dynamique :



Annexe 02 : Streamline

Méthode des lignes de courant (Streamline) :

2-1 Introduction :

La méthode des lignes de courant a reçu une attention significative pendant cette dernière décennie, elle est maintenant acceptée comme une technologie efficace et complémentaire pour plusieurs méthodes qui s'approchent du modèle d'écoulement comme la méthode MPES classique. La simulation se basant sur les lignes de courant est particulièrement efficace en résolvant de larges modèles géologiquement complexes et hétérogènes ou l'écoulement des fluides est dicté par : la position des puits, les débits d'écoulement, les propriétés des roches « perméabilité, porosité, distribution des failles », la mobilité des fluides « perméabilité relative des phases et la viscosité », et la gravité. Les effets de la pression capillaire, les contraintes et les systèmes dominés par l'expansion, par contre, ne sont pas modélisés efficacement par la méthode des lignes de courant.

La simulation moderne par les lignes de courant se base sur six principales clés :

- Tracer les lignes de courant en 3D en terme de temps de vol « TOF ».
 - Redistribuer l'équation de conservation de masse suivant les lignes de courant en termes de TOF.
 - Mise à jour « actualisation » périodique des lignes de courant.
 - Solution numérique de l'équation de transport 1D suivant les lignes de courant.
 - Prendre en compte les effets de gravité en utilisant un opérateur dispersant.
 - Extension pour les fluides compressibles. Ce qui fait de la méthode des lignes de courant utile et unique réside dans le contexte de ce qui est généralement considéré comme important en simulation des réservoirs :
- Mis à l'échelle « up scaling ».
 - Quantification de l'efficacité de déplacement.
 - La vitesse de calcul.
 - le calage historique.

Annexe 02 : Streamline

En plus, l'exploitation des data spécifique aux lignes de courant aide considérablement à comprendre et à analyser l'efficacité d'injection ou de production et peut être considérée comme l'aide unique dans la mise à l'échelle.

La nature de la méthode permet un traitement semi analytique compositionnel et unidimensionnel suivant les lignes de courant et est capable de minimiser les effets de dispersion même en cas d'utilisation des profils de saturation numériquement calculés. Plus loin, la popularité de la méthode dépend d'une part de découpage de la pression et des composants de l'équation de conservation de masse, aboutissant à de larges pas de temps dans l'équation de la pression et au moins un ordre de magnitude de speed up factor

Par conséquent, les simulateurs avec la méthode des lignes de courant peuvent facilement parcourir des problèmes d'une amplitude allant de quelques milliers de mailles en cas d'injection du gaz et du modèle compositionnel jusqu'à plusieurs millions de mailles pour un écoulement plus simple « ex : déplacement immiscible ».

2-2 Motivation et littérature :

La simulation par la méthode des lignes de courant de nos jours est précédée par au moins quatre autres méthodes pour la modélisation des écoulements dominés par la convection dans le réservoir.

Les méthodes de lignes injecteur/producteur ont été largement utilisées par l'industrie pétrolière. Ces méthodes utilisent des solutions analytiques pour la distribution de la pression et de la vitesse dans le réservoir. Les limitations de ces méthodes sont qu'elles exigent des propriétés homogènes et une largeur du réservoir constante.

Les méthodes des tubes de courant ont reçues plus d'attention et ont été appliquées avec succès pour le cas d'injection d'eau ou en cas des déplacements immiscibles. Dans ces méthodes, le domaine est divisé en un nombre de tubes de courant et les calculs des saturations des fluides sont effectués suivant ces tubes. Quoique, la nécessité de prendre précaution de la géométrie des tubes peut devenir un peu délicate en 3D. Ainsi, plusieurs applications des lignes de courant sont limitées à 2D ou aux quelques formes d'approches hybrides pour prendre en compte les effets tridimensionnels.

Annexe 02 : Streamline

Les méthodes qui suivent la trajectoire de la particule ont été utilisées dans l'industrie pétrolière pour faire un modèle qui trace le transport dans les réservoirs d'hydrocarbures ainsi que pour les applications à l'hydraulique souterraine. Ces méthodes suivent le mouvement d'un nombre important de particules suivant des trajectoires appropriés. Au moment où elles donnent de bons résultats près des fronts raides, elles ne sont pas aussi efficaces devant les profils lisses. Un autre inconvénient est la perte de résolution de front avec le temps et la variance statistique dans la concentration de la réponse.

Finalement, les méthodes « front cracking » introduisent le front du fluide comme un degré de liberté dans le calcul. Les premières limitations de ces méthodes sont le fardeau du calcul associé avec les complexités qui résultent d'une approche étroite ou de l'intersection des contours frontaux.

2-3 Modèle mathématique :

Les simulateurs se basant sur les lignes de courant font l'approximation des calculs des écoulements des fluides en 3D par la sommation des solutions 1D suivant les lignes de courant. Le choix de la direction des lignes de courant pour le calcul 1D rend l'approche extrêmement effective pour modéliser les écoulements dominés par la convection dans le réservoir.

Le concept clé dans la simulation avec la méthode des lignes de courant est l'isolation de l'hétérogénéité géologique des calculs des propriétés physiques de l'écoulement. Mathématiquement, cela est accompli en utilisant le temps de vol comme une coordonnée variable suivant les lignes de courant. On passe à un système de coordonnées où toutes les lignes de courant sont droites et la distance est remplacée par le temps de vol. L'impact de l'hétérogénéité du réservoir est intégré dans le temps de vol et dans les trajectoires des lignes de courant. Les processus physiques des calculs sont réduits aux solutions 1D suivant les lignes de courant. Les lignes de courant sont généralement distribuées dans l'espace avec une résolution plus grande que les mailles correspondantes, et par conséquent fournissent des résolutions transversales excellentes.

Les calculs des saturations suivant les lignes de courant sont découpés à partir des grilles et peuvent être tirés avec de petites ou sans limitations intrinsèques des pas de temps..

Titre: injection du gaz miscible par la méthode du VRR

Résumé:

L'objectif de notre travail consiste à évaluer les performances d'injection de gaz miscible dans les champs d'El Gassi afin d'obtenir un taux de récupération maximal tout en gardant le bon état du réservoir.

Dans un premier temps, nous avons présenté le champ GEA en général et ElGassi en particulier ainsi que les caractéristiques pétrophysiques du réservoir et les propriétés de ses fluides ,puis on explique en détail toutes les notions théoriques sur les différentes modes de récupération ainsi la miscibilité et le déplacement miscible dans les champs pétroliers, par la suite nous avons fait une optimisation des débits d'injection de gaz en utilisant le logiciel OFM , les résultats obtenus montrent l'efficacité de notre stratégie d'injection sur les différents paramètres du réservoir, ainsi que sur la production globale du champ.

Mots clés: *injection , gaz miscible , récupération , miscibilité , OFM*

العنوان: حقن الغاز المختلط بطريقة VRR

ملخص

الهدف من عملنا هو تقييم أداء حقن حقول البترول بالغاز المختلط في شركة القاسي لتحقيق معدلات الاسترداد القصوى مع الحفاظ على حالة جيدة للحقول البترولية. أولاً، قدمنا مجال GEA بشكل عام وElGassi بشكل خاص والخصائص البتروفيزيائية للحقل وخصائص السوائل، ثم نشرح بالتفصيل كل المفاهيم النظرية حول أوضاع الاسترجاع المختلفة، والامتزاج في حقول النفط، كما عملنا على تحسين تدفق حقن الغاز باستخدام برنامج OFM، أظهرت النتائج فعالية استراتيجية الحقن لدينا على مختلف المعالم للحقل و الإنتاج الكلي للحقل.

الكلمات المفتاحية : حقن , غاز مختلط , استرجاع , اختلاط

Title: injection of miscible gas by the method of the VRR

Abstract:

The objective of our work consists in evaluating the performances of miscible gas injection in the fields of El Gassi in order to obtain a maximum rate of recovery while keeping the good state of the reservoir.

Initially, we presented field GEA in general and ElGassi in particular as well as the petrophysic characteristics of the reservoir and the properties of its fluids, then one thus explains in detail all the theoretical concepts on the various fashions of recovery miscibility and miscible displacement in the oil fields, thereafter we made an optimization of the flows of gas injection by using software OFM, the results obtained show the effectiveness of our strategy of injection on the various parameters of the tank, like on the aggregate production of the field.

Key words : injection , gas miscible , recovery , miscibility , OFM