

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 Académique

Présenté Par :

**CHINE Mohamed Ziad, AISSANI Imed Eddine,
KOUADRI Mohamed Farouk**

-THÈME-

Modélisation des déplacements miscibles (Simulation de l'amélioration de productivité des puits) dans le champ de Gassi EL Agreb, En Utilisant le logiciel Pétrel.

Soutenue le : 09 / 2020 devant la commission d'examen

Jury:

Président	Mr. KADRI Yacine	MAB	Université Kasdi Merbah Ouargla
Examineur	Mr. KHABAZ Elghali	MAB	Université Kasdi Merbah Ouargla
Encadreur	Mme. HAFSI Fadila	MAB	Université Kasdi Merbah Ouargla
Co- Encadreur	Mr. ADJOU Zakaria	MAA	Université Kasdi Merbah Ouargla

Remerciements :

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

Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous avoir donnés la santé, La volonté et la patience durant toute la période de nos études afin d'accomplir ce modeste travail.

*Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à nos encadreurs Mme, **Hafsi Fadila** et Mr, **Adjou Zakaria** pour le temps qu'ils nous ont consacrés et l'aides qui nous a apportés malgré tout les circonstances exceptionnelles qui nous ont passés.*

*Je tiens à remercier Mr. **Kadri Ahmed yacine** 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. **Khabze el ghali**, qui a acceptés d'examiner mon travail.*

*On remercie chaleureusement Mr. **chatti Djamel Eddine** qui nous a aidés pour avoir effectué le stage. Nous apprécions vraiment leur aide.*

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

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

***Enfin**, dans ces dernières lignes, tous nos remerciements à nos familles et nos amis de la FHC, à tous ceux et celles qui ont contribué de près et de loin à la réalisation de ce travail qu'ils trouvent ici l'expression de nos profondes gratitude et nos remerciements.*

Sans eux, je ne serais pas où j'en suis et ce que je suis.

Merci

FAROUK...ZIAD... IMED



Dédicace

*J'ai toujours pensé à faire ou offrir quelque chose à ma mère
En signe de reconnaissance pour tout ce qu'elle a consenti comme efforts,
rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.*

*A celle qui m'a donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de
Sagesse et de patience.*

*A celle qui est la source de mon inspiration et de mon courage, à qui
Je dois de l'amour et de la reconnaissance.*

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

*À mon exemple de vie mon très cher père pour son sacrifice, et
Encouragement durant toute période de mes études.*

A mes chères sœurs

A mes chers frères

A la petite FARAH.

A ma grande famille.

*À tous mes amis de l'université avec qui j'ai partagé les meilleurs moments de
ma vie d'étude ; FAROUK, ZIAD, SAMI, BAHA, CHARAF, MOHY EDDINE,
ALI, AHMED, MOUSSA, ZAKI, HICHEM et tous les autres chacun à son
nom.*

A Tout Ceux que j'aime et je respecte.

AISSANI IMED



Dédicace

*Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.
Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :
A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a
jamais cessé de prier pour mon bonheur.*

*A mon cher père, pour tous les conseils qu'il m'a donnés, le soutien qu'il m'a
montré et les sacrifices qu'il a consentis pour me voir réussir.*

A mes chères sœurs.

A mon cher frère.

A ma grande famille.

A mes chers cousins

A mes chers amis

A mes chères binômes IMED et ZIAD

FAROUK KOUADRI



Dédicace

Je dédie ce modeste travail en premier lieu, à mes chers parents pour leur sacrifices et encouragement durant toute la période de mes études.

Il est naturel que ma pensée la plus forte aille vers ma mère, à qui je dois la vie et une part essentielle de ma personnalité. Qu'elle sache que l'amour qu'elle me donne continue à m'animer et me permet d'envisager l'avenir comme un défi.

*Ce travail est dédié à mon père **HASSAN**, décédé trop tôt, qui m'a toujours poussé et motivé dans mes études. J'espère que, du monde qui est sien maintenant, il apprécie cet humble geste comme preuve de reconnaissance de la part d'un fils qui a toujours prié pour le salut de son âme. Puisse Dieu, le tout puissant, l'avoir en sa sainte miséricorde !*

Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents, Je ne pourrai jamais égaler votre mérite

A mes frères Et ma sœur

*A toute ma grande famille : **CHINE***

*A mes deux collègues **KOUADRI Farouk**, et **AISSANI Imed**
A tous mes amis, Mohamed, Hilal, Sami et spécialement la promotion
2015*

A tous ceux qui ont contribués de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

ZIAD CHINE

Résumé :

La stimulation du puits GS14ZST situé dans le champ d'El- Gassi adapté par l'injection du gaz miscible à contribuer efficacement dans l'amélioration de la production de puits, mais après une certaine augmentation du débit de production d'huile due à l'injection du gaz, le GOR à augmenter considérablement dans le puits GS14ZST est capable même dans les autres puits de la zone.

L'objectif de notre simulation était l'exploitation du puits dans des conditions techniques et économiques optimales en conservant le plateau de production le plus longtemps possible en utilisant le logiciel PETREL (une prédiction sur la production du puits jusqu'à 2040) et chercher les causes de cette percée du gaz dans le puits étudié, en basant sur les enregistrements de diagraphie de production et en analysant les différents paramètres pétrophysiques. 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, GOR, PETREL, simulation*

Abstract:

The stimulation of the well GS14ZST in the El-Gassi field that is adapted by the injection of the miscible gas contributed effectively in the improvement of the production of the well, but after a certain increase in the flow of oil production due to the injection of the gas, the GOR to increase considerably in well GS 14ZST and capable even in other wells in the area.

The objective of our simulation was to exploit the deposit under optimal technical and economic conditions while maintaining the production plateau as long as possible (using the PETREL software) a prediction about well production to 2040, and to look for the causes of this gas breakthrough in the studied well based on the logging records of production and analyzing the various petro physical parameters. 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.

Keywords: *injection, recovery, miscible gas, GOR, PETREL, simulation*

ملخص

إن محاكاة البئر GS14ZST الذي يقع في حقل القاسي المزود بتقنية حقن الغاز الممتزج أدى بفعالية إلى تحسين إنتاجية البئر و لكن مع مرور الوقت نقص الإنتاج و ارتفعت نسبة الغاز في البترول المنتج بالرغم من أن البئر يعتبر من أفضل آبار المنطقة.

الهدف من هذه الدراسة هو استغلال البئر ضمن ظروف تقنية و اقتصادية مثالية من خلال الحفاظ على منسوب إنتاج عالي لأطول مدة ممكنة بواسطة برنامج المحاكاة PETREL (تنبؤ حول إنتاجية البئر المدروس إلى غاية 2040) و البحث عن أسباب ارتفاع نسبة الغاز في البترول المنتج من هذا البئر اعتمادا على دراسة وتحليل نتائج التسجيلات المختلفة للبئر و العوامل البيتروفيزيائية. أظهرت النتائج فعالية إستراتيجية الحقن لدينا على مختلف المعالم للحقل و الإنتاج الكلي للحقل.

الكلمات المفتاحية : حقن ,الغاز الممتزج, استرجاع ,محاكاة مؤشر نسبة الغاز في الزيت, PETREL,

SOMMAIRE

Remerciement.....	I
Dédicaces.....	II
Résumé.....	IV
Sommaire.....	VI
Liste des figures.....	IX
Liste des tableaux	XI
Liste des abréviations.....	XII
Nomenclature.....	XIII
INTRODUCTION	1

CHAPITRE I : Généralité sur le champ d'EL Gassi El Agreb

Introduction

- I.2 Situation et cadre géologique du champ
- I.3 Structure du champ
- I.4 Historique de la production du champ d'El-Gassi
- I.5 Propriétés et caractéristiques pétrophysiques
- I.6 Description de la série stratigraphique

Conclusion

CHAPITRE II : injection du gaz miscible dans un gisement d'huile

Introduction

- II.2 Différentes techniques de récupération
 - II.2.1 Récupération primaire (les mécanismes de drainage naturel)
 - II.2.2 Méthodes de récupération assistée
 - II-2-2-1 Récupération secondaire
 - II-2-2-2 Récupération tertiaire
 - II-2-2-2-1 les processus miscibles
- II-3 les déplacements miscibles
 - II.3.1 définition de la miscibilité
 - II.3.2 Présentation du diagramme ternaire

II-3-3 Description des différents procédés de base d'injection

II-3-3-1 L'injection de gaz haute pression

II-3-3-2 L'injection de gaz riche

II-3-3-3 L'injection d'un bouchon de GPL

II.4 miscibilité à premier contact (GPL)

II.5 miscibilité à multiple-contact

II.6 miscibilité dans le réservoir

Conclusion

CHAPITRE III : simulation du puits GS 14ZST

Introduction

III.2 Objectif de la simulation

III.3 Présentation du puits GS14ZST

III.4 Études des traceurs

III.5 Modélisation des propriétés pétrophysiques

III-5-1 Modélisation de la porosité

III.5.2 Modélisation de la perméabilité

III-5-3 Modélisation de la saturation

III-5-4 Maillage du Modèle

III-6 La simulation Streamline

III-7 Description du plan de simulation par injection du gaz miscible

III -7-1 Calage d'historiques (HISTORY MATCHING)

III-7-2 Prévisions (GOR, pression, production d 'huile, water cut)

III -7-3 Proposition de développement

III-7- 4 Discussion

Conclusion

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Conclusion générale

Recommandations

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXE

Liste des figures

Figure I-1	La situation géographique du champ GEA.....	04
Figure I-2	Les directions structurales régionales dans la zone GEA/Hassi Messaoud.....	04
Figure I-3	Le positionnement actuel des puits travers le champ d'El-Gassi	06
Figure I-4	Section stratigraphique en comparaison avec l'architecture de forage	09
Figure II-1	Les stages de développement d'un champ pétrolier	10
Figure II-2	La récupération secondaire	12
Figure II-3	L'injection du gaz carbonique	14
Figure II-4	Diagramme ternaire pour un système constitue des composants A, B et C qui sont Miscibles en toute proportion	15
Figure II-5	Diagramme ternaire	16
Figure II -6	Diagramme ternaire à pression et température données.....	17
Figure II-7	Détermination des conditions de miscibilité à partir du diagramme ternair ...	17
Figure II-8	La Miscibilité premier contact.....	19
Figure II-9	Processus de vaporisation de gaz drive.....	21
Figure III-1	Situation du puits dans le champ d'El Gassicore.....	24
Figure III-2	Utilisation des traceurs pour l'analyse.....	25
Figure III-3	Résultats des traceurs Gassicore	26
Figure III-4	Situation des failles, Gassicore	27
Figure III-5	Modèle de la porosité	28
Figure III-6	Modèle de la perméabilité	28
Figure III-7	Modèle de la saturation d'eau.....	29
Figure III-8	Création de la Grille 3D, Gassi core.....	30
Figure III-9	Streamlines pour paire < producteur-injecteur>Février2020.....	31
Figure III-10	History matching pour le puits GS 14Z.....	33
Figure III-11	Variation du GOR.....	34
Figure III-12	Variation de la pression.....	34
Figure III-13	Variation de la production d'huile.....	35

Figure III-14 Variation du water cut.....	36
Figure III-15 Résultats de diaggraphie de productions sur GS14ST.....	37
Figure III -16 Diaggraphie de température après le Shadow Frac de puits GS 14Z.....	39
Figure III-17 : Résultats de diaggraphie de productions sur GS14ST.....	4

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Propriétés du fluide d'El-Gassi.....	07
Tableau III-1 : Les paramètres d'injection.....	32
Tableau III-2 : les formations stratigraphiques du puits GS 14Z.....	37

Liste des abréviations

- GEA** : Gassi El-Agreb.
- GCR** : Gas Compression Réinjection.
- DST** : Drill Stem Test.
- API** : American Petroleum Institute.
- Cp** : Centipoises.
- Deg.F** : Degrésfahrenheit.
- Deg.C** : Degréscelsius.
- Scf** : Standard Cubic Feet.
- STB** : Stock Tank Baril.
- SNPA** : Société National des Pétroles Aquitaine.
- STOIP** : Standard Oil In Place.
- TVDSS** : True Vertical Depth SubSea.
- rb** : Réservoir Baril.
- OFM** : Oil Field Manager.
- OWC** : Oil Water Contact.
- GOC** : Gaz Oil Contact.
- Md** : Mili Darcy.
- M** : Mètre.
- EOR** : Enhanced Oil Recovery.
- GPL** : Gaz Pétrole Liquifié.
- FCM** : First Contact Miscibility.
- MCM** : Multiple Contact Miscibility.
- MMP** : Minimum Miscibility Pressure.

Nomenclature

B_{oi} : Facteur volumétrique de formation de l'huile initial.

B_g : Facteur volumétrique de formation du gaz.

B_o : Facteur volumétrique de formation de l'huile.

P_i : Pression de gisement.

P_b : Pression de bulle.

S_{or} : Saturation d'huile résiduelle.

S_v : La saturation de vapeur.

S_w : La saturation d'eau.

Introduction générale

Introduction générale :

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, consiste à ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface par déplétion naturelle. Quand cette énergie devient insuffisante et les réserves en place importantes, de nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel des puits et 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. 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.

L'amélioration de la production du champ après l'injection du gaz miscible a prouvé la fiabilité de cette méthode dans le champ d'El-Gassi mais le problème qui reste est l'augmentation de rapport GOR dans certains puits ce qui explique comme le percé du gaz.

L'objectif de notre mémoire est la prédiction de la production du puits GS14ZST d'après la simulation par PETREL et l'amélioration de cette production et résoudre le problème de l'élévation de GOR basant sur les enregistrements de diagraphie de production et en analysant les différents paramètres pétrophysiques.

Notre travail est réparti en **trois chapitres** :

Dans un premier temps, nous avons présenté le champ GEA en général et El-Gassi en particulier ainsi que les caractéristiques pétrophysiques du réservoir et les propriétés de ses fluides, puis on a expliqué en détail toutes les notions théoriques sur les différentes méthodes d'injection ainsi les déplacements miscibles dans les champs pétroliers, par la suite nous avons fait une simulation complète d'un puits producteur à GOR plus élevé en utilisant le logiciel PETREL.

Introduction générale

Une conclusion générale et des recommandations seront présentées à la fin de ce mémoire.

Chapitre I

Généralités sur le champ d'El-Gassi

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 sub surface 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].

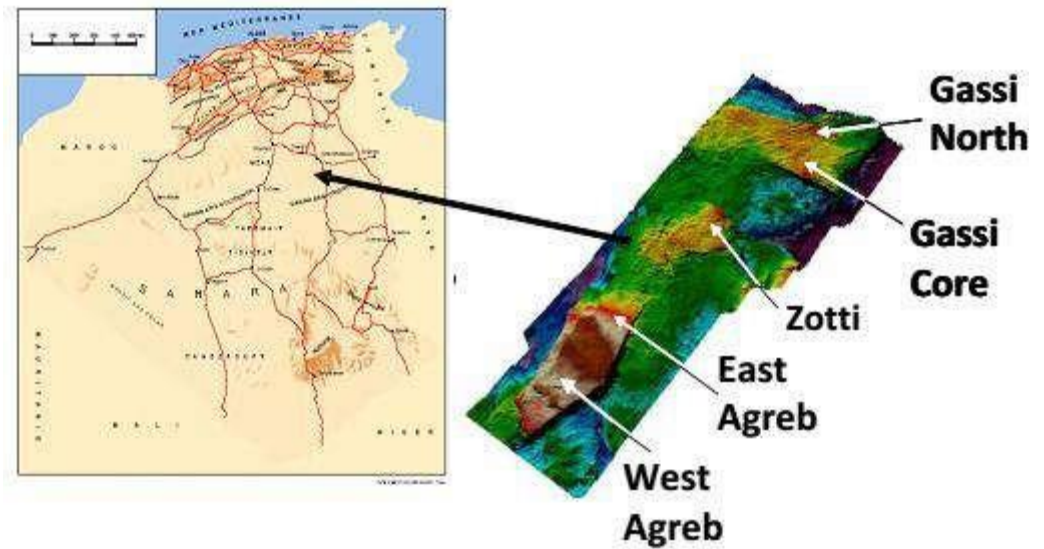


Figure I-1 : La situation géographique du champ GEA[1].

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.

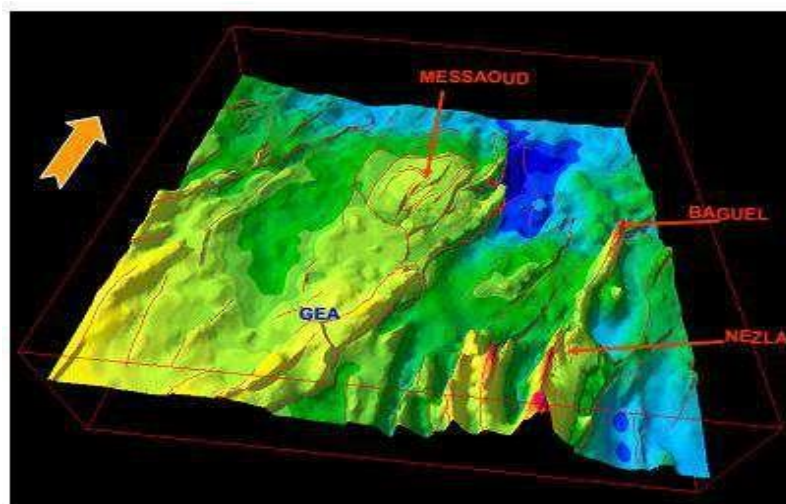


Figure I-2 : Les directions structurales régionales dans la zone GEA/Hassi messaoud[1].

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

Le forage de délinéation 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/

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 forée 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.

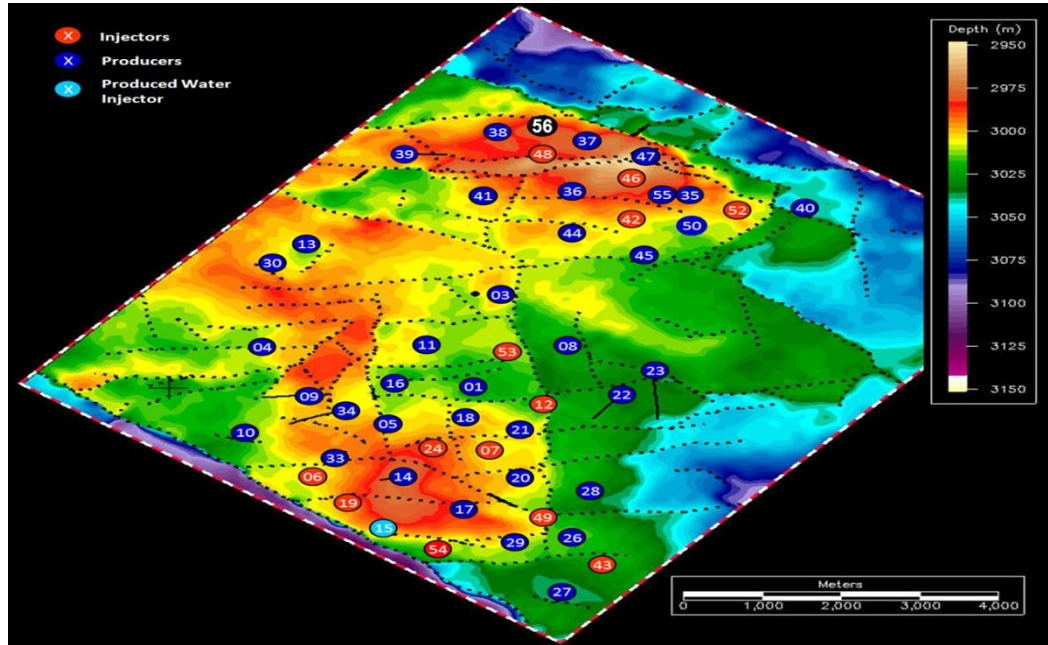


Figure I-3 : Le positionnement actuel des puits travers le champ d'El-Gassi [3].

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].

Propriétés de réservoir	Valeurs en unités américaines	Valeurs en unités métriques
Densité de l'huile	49.5 Deg API	781 Kg/m ³
Viscosité de l'huile	0.28 (a Pint) Cp	0.28 Cp
BO initial	1.687 rb/STB	1.687 m ³ /m ³
GOR initial	1003 scf/STB	178.64 m ³ /m ³
Bo	1,511 Rb/STB	1,511 m ³ /m ³
Bg Gassi Core	0.72*10 ⁻³ Rb/scf	0.72*10 ⁻³ m ³ /m ³
Bg Gassi North	0.68*10 ⁻³ Rb/scf	0.68*10 ⁻³ m ³ /m ³
Température du réservoir	235 Deg.F	112.77 Deg.C
Pression initiale à OWC	6653 Psi	458.7 bar
Pression au point de bulle	2105 Psi	145.13 bar
Pression de miscibilité	3500 psi	238 bar

- ❖ **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*10⁻³Rbbls/scf ;
 - Gassi-North : 0.68*10⁻³Rbbls/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 colonne 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.

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.

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DESCRIPTION	
CZ CENOZOÏQUE	MIO PLEOCENE		239	SABLE, CALCAIRE	
	EOCENE		122	CALCAIRE	
	SARAVAH	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	
	BAREMIEN		276	ARGILE, SABLE	
	NEOCOMIEN		182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE	
	MALM		226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE	
	MESOZOÏQUE	LUKI	ARGILEUX	107	ARGILE, MARNE
			LAGUNAIRE	211	ANHYDRITE, DOLOMIE
		LUS	LD1	66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
			LS1	90	SEL, ANHYDRITE
			LD1	65	DOLOMIE, MARNE
			LS1	58	SEL MASSIF
			LD1	31	DOLOMIE, MARNE
SALIF		TS1	46	ANHYDRITE, ARGILE	
		TS2	189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE	
		TS3	202	SEL MASSIF	
ARGILEUX		113	ARGILE		
GRESILUX		0 à 35	GRES, ARGILE		
ERUPTIF		0 à 92	ANDESITE		
PALEOZOÏQUE	Quaternaire de Hamra		75	Grès très fins	
	Grès d'El-Achmar		25	Grès fins glaucoeux	
	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. 2		100	GRES Goussiers, Argile	
R. 3		370	GRES Goussiers, Argiles		
PROTEROZOÏQUE	Infra Cambrien		45	GRES Argileux rouge	
	SOCLE			Granite porphyroïde rose	

Figure I-4 : colonne stratigraphique en comparaison avec l'architecture de forage [8].

I-7 Conclusion

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 dans le cadre de la stratégie de production était d'avoir une déplétion accompagnée de plus de stimulations de puits. Le développement actuel est tourné vers l'avenir consiste à pratiquer l'injection de gaz miscible, Ce processus est aussi appliqué avec un succès considérable dans certaines parties du champ voisin de Hassi Messaoud.

Chapitre II

injection du gaz
miscible dans un gisement d'huile

Introduction :

La récupération des hydrocarbures résulte essentiellement de l'expansion des fluides en place, de la contraction de la roche et de l'expansion de l'eau de l'aquifère, cette récupération par drainage naturelle est faible et ne dépasse pas 30% pour les gisements d'huiles. C'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans ces gisements de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération. Les premiers procédés utilisés (injection d'eau ou de 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). Actuellement, ces injections sont mises en œuvre parfois dès le début de la vie du gisement. Encore faut-il être sûr, avant d'entreprendre l'un de ces procédés, de l'insuffisance des mécanismes naturels, ce qui n'est pas facile connaître en début de production sur champ. Aussi généralement un minimum de données de production. Depuis quelques décennies ont été étudiées et mises en œuvre sur champ d'autres techniques plus élaborées. Dont l'utilisation se justifie par la recherche accrue d'un taux de récupération plus élevée : c'est la récupération améliorée ou tertiaire (EOR : Enhanced Oil Recovery) [5].

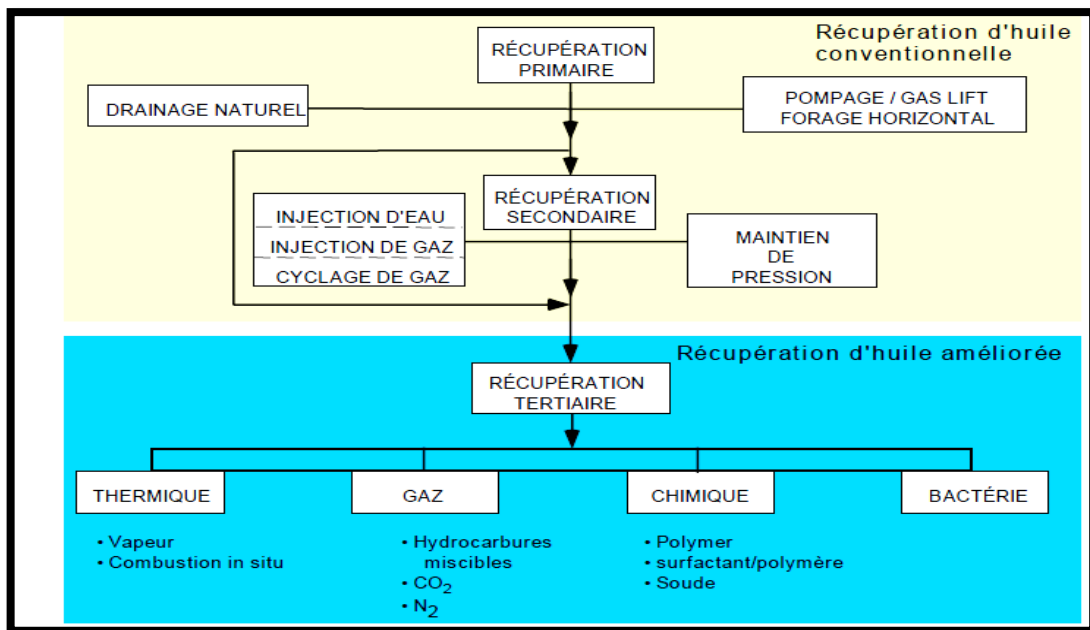


Figure II-1 : Les stages de développement d'un champ pétrolier [2].

II-1 Différentes techniques de récupération :

II-1-1 Récupération primaire (les mécanismes de drainage naturel) [5] :

La production naturelle d'un gisement utilise l'énergie propre de celui-ci. Due à l'existence d'une pression plus élevée dans les pores de la roche qu'au fond du puits. Tous les autres procédés de récupération impliquent l'introduction dans le gisement d'une quantité d'énergie supplémentaire pour suppléer l'absence ou l'épuisement de l'énergie propre du gisement et

permettre la production d'une partie des réserves encore en place au début de l'application de la méthode. On distingue :

- Drainage par expansion monophasique du fluide de réservoir
- Drainage par expansion du gaz dissous (Solution gas drive).
- Drainage par expansion de dôme de gaz (Gas cap drive).
- Drainage par expansion d'aquifère (Water drive).
- Drainage par gravité.

II-1-2 Méthodes de récupération assistée :

II-1-2-1 Récupération secondaire [2]:

Les méthodes de calcul des réserves et des facteurs de récupération envisageables par déplétion naturelle ont été expliquées. On a également montré que la présence d'un dôme de gaz (gas cap) ou d'un aquifère actif entraîne généralement un bon facteur de récupération en assurant un drainage naturel efficace.

L'insuffisance du drainage naturel dans la plupart des réservoirs a conduit les opérateurs à mettre en œuvre des moyens de drainage artificiel, la méthode la plus élémentaire étant l'injection de gaz naturel ou d'eau.

Aux tous débuts de l'industrie du pétrole, on laissait les réservoirs produire naturellement jusqu'à atteindre un certain niveau de déplétion, en général lorsque les taux de production n'étaient plus rentables. Test ce qu'on appelait la phase de production « primaire ». Dans la seconde phase, on augmentait la récupération en mettant en œuvre des méthodes de drainage artificiel (injection d'eau ou de gaz) dans le réservoir ou d'activation dans les puits ; on les appelait logiquement « méthodes de récupération assistée ».

a) L'injection d'eau (Water flooding):

L'injection d'eau est l'une des préoccupations les plus importantes des exploitants. Réaliser une injection d'eau dans une formation pétrolière pour assurer le maintien de pression du gisement et le balayage de l'huile par cette eau, nécessite de définir une qualité de l'eau pour chaque formation pour assurer une circulation des fluides [9].

L'écoulement des hydrocarbures en milieu poreux, indispensable à la production, ne se fait jamais en système vraiment monophasique. En effet, dans les pores de la roche, il existe le plus souvent une certaine quantité d'eau (appelée saturation). Cette eau a été mise en place par les hydrocarbures lorsqu'ils l'ont déplacée lors de la constitution du gisement (migration).

Le choix de l'injection d'eau implique une bonne connaissance du réservoir et de l'aquifère donc un minimum d'historique de production. Dans le cas où les conditions physiques du gisement imposent une injection d'eau, simultanée à la mise en production, il convient de

réaliser des installations modulaires pour tenir compte de l'incertitude sur le cahier des charges. La disposition d'un approvisionnement en eau suffisant, en quantité, qualité et régularité et La réalisation des installations de surface nécessaires au traitement de l'eau, à sa distribution et son injection. Le programme d'exploitation du champ doit tenir compte de ces installations eau [6].

b) L'injection du gaz (déplacement sans miscibilité) [6]:

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 plus importants que dans le cas d'une injection d'eau.

Le gaz injecté est presque toujours constitué d'hydrocarbures : gaz de production du gisement dans le cas très fréquent où il n'y a pas de source de gaz extérieure. Il s'agira de freiner le déclin de pression : on sera loin d'un maintien de pression.

En général, le gaz injecté n'est pas miscible avec l'huile, il est injecté soit dans le gaz- cap soit directement dans l'huile.

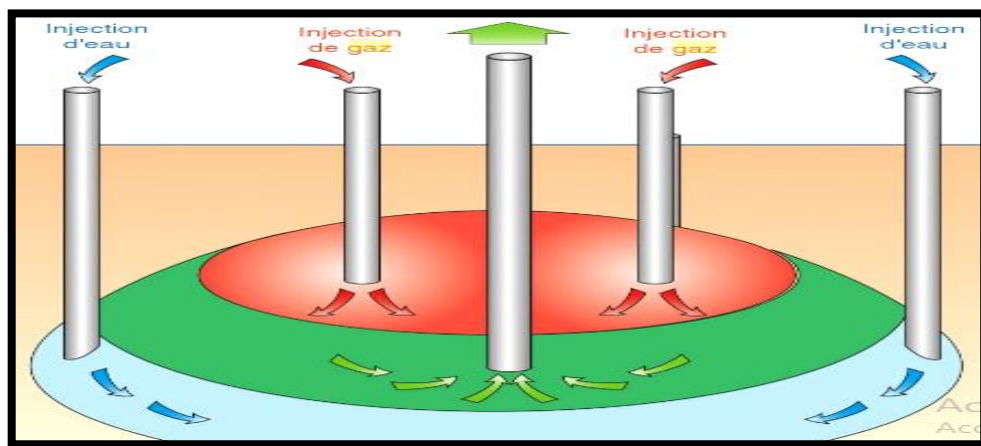


Figure II-2 : La récupération secondaire [2].

II-1-2-2 Récupération tertiaire :

Les méthodes de la récupération assistée du pétrole, ou l'EOR. L'EOR implique une réduction de la saturation de l'huile sous la saturation de l'huile résiduelle (S_{or}). Ces méthodes sont concentrées sur la récupération le pétrole restant d'un réservoir qui a été épuisé en énergie lors de l'application des méthodes de récupération primaire et secondaire. Les techniques tertiaires qui offrent des perspectives de production finale de 30% à 60% (ou plus) de l'huile d'origine du réservoir en place.

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

- Méthodes thermiques.
- Méthodes miscibles.
- Méthodes chimiques.

II-1-2-2-1 Méthodes miscibles :

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

L'injection de gaz miscible avec l'huile, si elle est possible, améliore nettement l'efficacité de déplacement E_d et peut être le procédé à retenir.

Par exemple l'utilisation du gaz carbonique.

- **L'injection du gaz carbonique [6]:**

L'injection de CO_2 dans des réservoirs pétroliers est une méthode efficace de récupération assistée du pétrole (EOR) et est utilisée par l'industrie pétrolière depuis une quarantaine d'années. La prise en compte des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère a mené à étudier ces dernières années le potentiel de cette méthode pour stocker durablement le CO_2 . Si les conditions de réservoirs sont adéquates, elle peut permettre à la fois d'augmenter notablement la récupération d'huile et de stocker définitivement du CO_2 dans les formations géologiques.

Le gaz carbonique peut être mis en œuvre soit à l'état gazeux, soit dissous dans l'eau, soit sous forme de bouchons alternés. La très grande solubilité du gaz carbonique dans les huiles et à un degré moindre dans l'eau se traduit par :

- *Une diminution importante de la viscosité de l'huile, une légère augmentation de la viscosité de l'eau. Cette propriété entraîne une amélioration importante de la mobilité de l'huile dans le gisement.

- *Un accroissement de volume de l'huile suivant la qualité de l'huile et la pression de saturation.

- *Une réduction de la densité de l'huile ce qui amoindrit les phénomènes de ségrégation dus à la pesanteur, lors de l'injection de gaz carbonique gazeux.

*Des valeurs faibles de tension interraciale. Sous forme gazeuse et à pression suffisante on peut atteindre la miscibilité avec l'huile.

*Une action sur les roches carbonatées ou argileuses, il va diminuer les forces capillaires. La solubilité du gaz carbonique dans l'huile dépend de la nature de l'huile, de la pression et de la température.

La plupart des projets passés et actuels d'EOR utilisent du CO₂ peu coûteux et ont un résultat économique appréciable (167-227 sm³ CO₂/STB pétrole). Le potentiel de stockage du CO₂ associé à l'EOR est important, à peu près 60 % du CO₂ injecté est retenu dans le réservoir, en ne prenant pas en compte la réinjection. Il est admis qu'il y a peu de défis technologiques majeurs à relever, cependant les contraintes économiques doivent être prises en compte pour les cas de CO₂ cher (comme par exemple celui provenant de la production d'électricité).

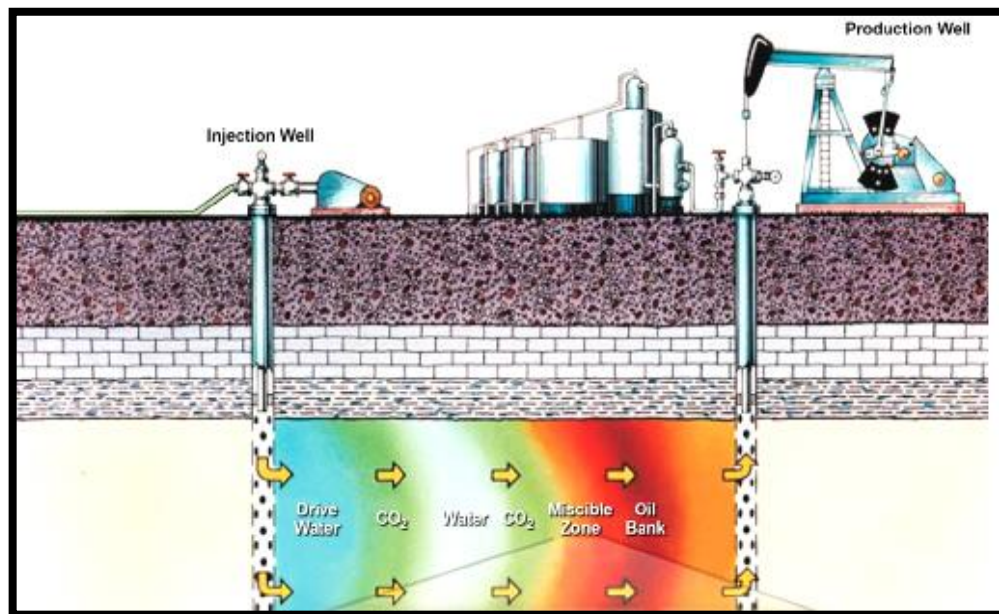


Figure II-3: L'injection du gaz carbonique (Courtesy of Mr. J, Lindley, US department of Energy, Bartlesville, Oklahoma).

II-2 les déplacements miscibles :

II-2-1 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.

Le développement de la miscibilité est conditionné par la composition du gaz et de l'huile du

réservoir, la pression et la température opératoire. Cette phénomène permet d'augmenter la récupération d'huile et de gaz par la réduction de la saturation de l'huile résiduelle à la valeur la plus faible possible. Puisque la saturation d'huile résiduelle dépend du nombre capillaire et la saturation de l'huile résiduelle diminue lorsque le nombre capillaire augmente, la tension interfaciale devrait être ramenée à sa valeur la plus basse en injectant un solvant miscible jusqu'à ce que la miscibilité soit atteinte [7].

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 ».
- Le calage du modèle de l'huile du réservoir ; ceci est réalisé par l'intermédiaire du test multi contact et du swelling tests.

II-2-2 Présentation du 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. Chaque angle du triangle équilatéral représente un des composants (100 %), et chaque côté correspond à zéro pour cent de l'élément représenté par le coin opposé.

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].

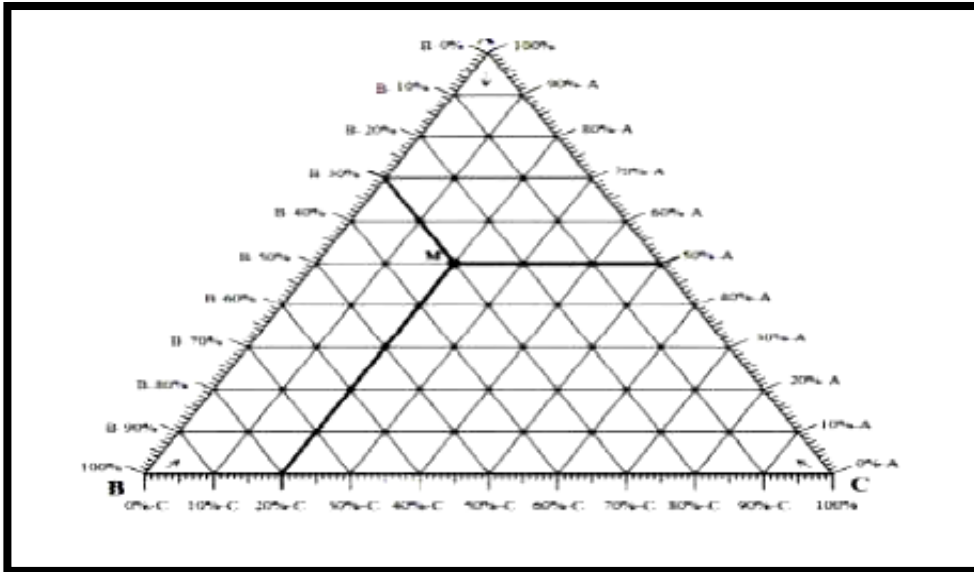


Figure II-4: Diagramme ternaire pour un système constitué des composants A, B et C qui sont miscibles en toute proportion.

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 « pseudos composants » qui sont :

- C1: L'ensemble des composants légers, essentiellement le méthane C1 (éventuellement N₂).
- C2-C6 : L'ensemble des composés moyens, tous les hydrocarbures de l'éthane à l'hexane inclus), éventuellement CO₂, SH₂, etc. Les hydrocarbures intermédiaires jouant un rôle prépondérant dans les échanges thermodynamiques. Tous les mélanges seront dénommés riches ou pauvres par rapport eux.
- C7+ : L'ensemble des composants lourds.

Soit M un point à l'intérieur du triangle. Ce point est représentatif d'un mélange dont le teneur en l'un des constituants de base, le méthane par exemple, est proportionnelle la distance entre M et le côté (C7+, C2- C6). Cette teneur en méthane se lit sur graduation du côté (C2-C6, C1) en menant de M la parallèle au côté (C7+, C2-C6).

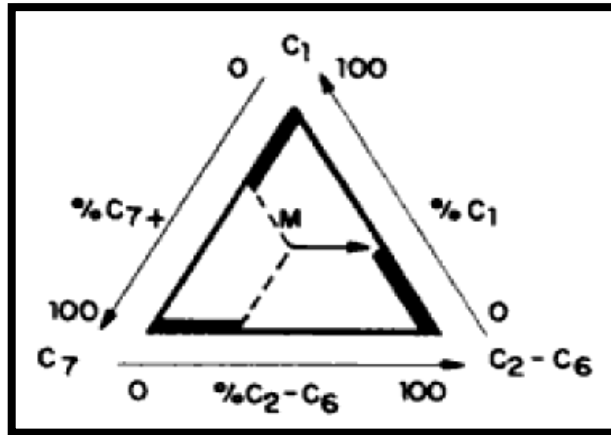


Figure II-5 : Diagramme ternaire.

A une pression et à une température donnée, un point M correspond, selon sa position à l'intérieur du triangle, à une seule phase ou à un mélange diphasique. Il est possible de tracer à P et T donnés, sur le diagramme ternaire, les courbes limites du domaine diphasique D, la courbe de bulle et la courbe de rosée. La composition correspondant au point C (Figure III-3) est celle du mélange des trois constituants retenus qui accepte la pression et la température données comme la pression et la température critique. A un liquide saturé A correspondant nécessairement une vapeur saturée B avec laquelle il est en équilibre. Le segment AB est appelé "diamètre de conjugaison", D'après ce qui précède, chacun de ses points représente un mélange diphasique dont les phases ont pour compositions celles de A et de B.

En se déplaçant vers le point critique, cette droite de conjugaison tend vers tangente au point critique, Cette tangente délimite Vers la gauche une zone V où les mélanges sont gazeux et une zone L où ils sont liquides. Les mélanges V et L ne sont pas miscibles en toutes proportions. A droite de la tangente les mélanges de la zone M sont dits "supercritiques".

Les mélanges de la zone M Sont tous miscibles entre eux et le sont également avec ceux des zones V et L dans la mesure où la droite joint un point de la zone M à un point des zones V et L ne coupe pas courbe de saturation [6].

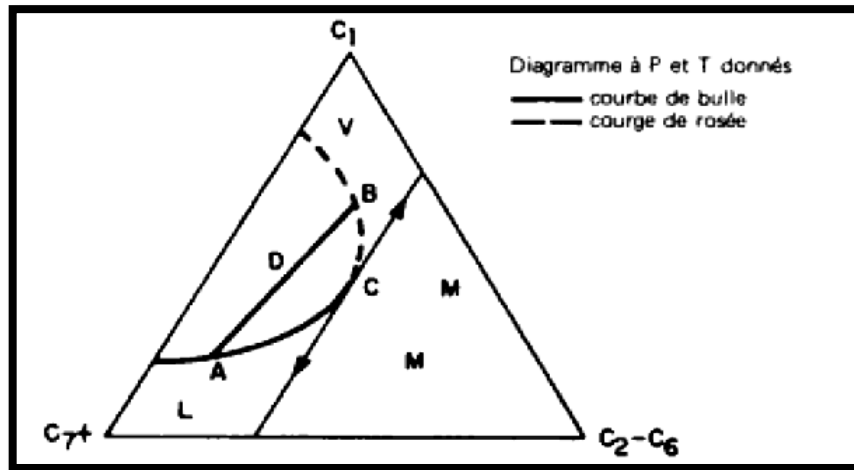


Figure II-6 : Diagramme ternaire à pression et température données [6].

On remarque que les pressions élevées et les basses températures sont très favorables aux déplacements miscibles, puisqu'elles réduisent considérablement l'importance du domaine diphasique (Figure II-6).

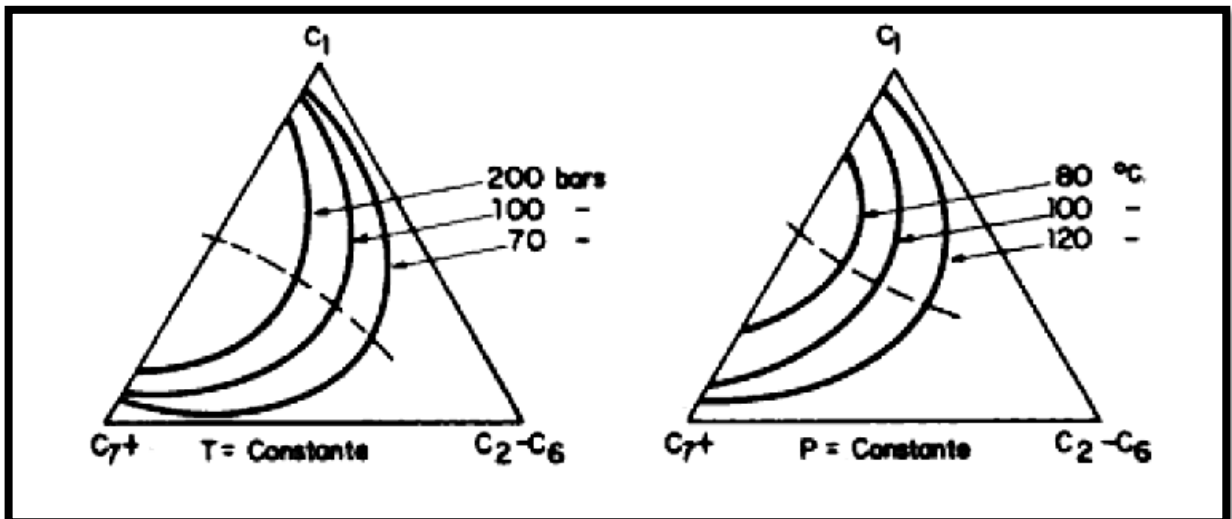


Figure II-7 : Détermination des conditions de miscibilité à partir du diagramme ternaire [6].

II-2-3 Description des différents procédés de base d'injection :

Trois processus basiques ont été proposés pour le déplacement miscible de l'huile du réservoir : l'injection de gaz haute pression, l'injection de gaz riche et le l'injection de bouchon de GPL.

II-2-3-1 L'injection de gaz haute pression :

L'injection de gaz haute pression concerne l'injection de gaz d'hydrocarbures ou de gaz inertes.

a) L'injection d'hydrocarbures gazeux à haute pression :

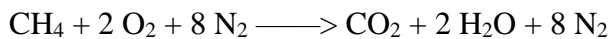
Les conditions d'application du procédé sont les suivantes :

- Pression élevée (donc gisements profonds). Les pressions minimales sont de l'ordre de 200 à 300 bars.

- Huile riche en produits intermédiaires (degré API >35).

b) L'injection de gaz inerte à haute pression :

La plus grande partie du gaz naturel injectés pour une récupération par déplacement miscible n'a d'autre but, une fois la miscibilité obtenue, que de pousser le front miscible et de remplir le milieu poreux. Il est donc possible d'injecter tout d'abord une certaine quantité d'hydrocarbures gazeux (environ 5 % du volume des pores) pour assurer la miscibilité avec l'huile du gisement, puis de remplacer l'injection de ces hydrocarbures, qui ont malgré tout une valeur marchande relativement appréciable, par celle de gaz encore meilleur marché, par exemple des gaz de combustion (flue-gas). On peut obtenir de tels gaz, de composition approximative CO₂ (12 %), N₂ (88 %), en brûlant des quantités relativement faibles de gaz séparation par exemple si on considère la combustion du méthane :



Le gaz inerte offre en outre l'avantage d'avoir un facteur de compressibilité élevé, ce qui entraîne l'utilisation en surface de volumes gazeux moindres pour un même remplissage du gisement. Par contre ce gaz doit être épuré, ce qui accroît son prix de revient [6].

II-3-3-2 L'injection de gaz riche :

Dans le cas d'une injection de gaz riche, on disposera comme paramètres opératoires d'une part de la pression d'autre part, éventuellement, de la composition du gaz injecté (que l'on peut rendre plus riche par adjonction de butane et propane ou bien de GPL) .Le gaz riche d'ailleurs est soit du gaz naturel provenant d'un gisement voisin, soit du gaz provenant d'un stage de séparation du brut produit, soit un gaz naturel pauvre que l'on aura chargé, avant injection, de propane et de butane. Mais le propane et le butane sont des produits chers dont on ne peut envisager une injection permanente. Une fois le banc miscible formé, il convient d'arrêter l'injection de gaz riche et de la remplacer par une injection de gaz pauvre, miscible en toute proportion au gaz riche à l'arrière du front d'avancement.

Il convient donc de n'arrêter l'injection de gaz riche que lorsque l'on dispose d'une réserve suffisante de gaz riche derrière le front miscible. Cette quantité de gaz varie d'ailleurs, suivant la nature du gaz et de l'huile en présence. L'injection de gaz riche trouve son application dans le déplacement d'huile contenant relativement peu de produits intermédiaires et quand la pression et la température du gisement sont moyennement élevées, Les pressions de déplacement se situent en général entre 140 et 210 bars [6].

II-2-3-3 L'injection d'un bouchon de GPL :

L'injection de solvant GPL dans un réservoir stratifié amène en général les couches les plus perméables à recevoir un volume de solvant excédant plusieurs fois celui qui est nécessaire pour

obtenir le déplacement miscible sur toute l'étendue du champ, avant que les couches les moins perméables aient reçu leur minimum. La distribution de solvant dans les strates régit la portion du réservoir qui peut être balayée de façon miscible. En réduisant le contraste de perméabilité effectif, l'efficacité globale d'un déplacement miscible peut être améliorée. Ceci peut être réalisé par réinjection d'eau [6].

II-2-4 Miscibilité premier contact (FCM) :

Les fluides injectés dans la miscibilité à premier contact (FCM : First Contact Miscibilité) sont les mélanges de gaz de pétrole liquéfié (GPL). Ces solvants mélangent directement avec les huiles de réservoir en toutes proportions et le mélange reste monophasé. Le solvant de GPL est représenté par C_{2-7} , le gaz de conduite de slug solvant par et la pseudo-composante des hydrocarbures lourds par C_{7+} [12].

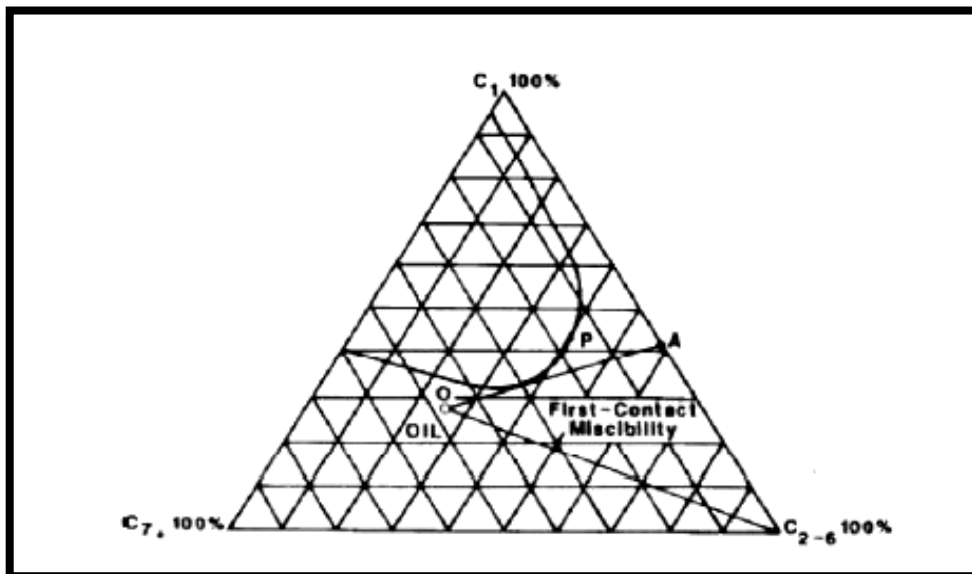


Figure II-8 : La Miscibilité premier contact.

II-2-5 Miscibilité multi contact (MCM) :

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. Les deux processus sont liés à l'emplacement de la composition de l'huile de réservoir sur un diagramme Pseudo-ternaire en ce qui concerne la Tie line (la ligne tangente à la courbe bimodale passant par le point de tresse).

II-2-5-1 Processus de condensation de gaz drive :

La composition de l'huile de réservoir « O » se trouve à gauche de la Tie line limitant PB sur le diagramme de pseudo-ternaire, et lorsque le solvant injecté, qui est un mélange de gaz naturel et intermédiaires $C_2 \rightarrow 6$ a une composition comprise entre A et B. Les résultats de miscibilité provenant du transfert in situ (condensation) d'hydrocarbure intermédiaire du solvant injecté dans l'huile du réservoir.

En supposant que le gaz naturel avec les concentrations minimales de $C_2 \rightarrow 6$ (point B) est injecté dans le réservoir avec la composition de l'huile "O", le mécanisme de la miscibilité dynamique se déroule comme suit :

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

Une injection continue de solvant B enrichit les mélanges globaux du réservoir $M_1, M_2, M_3 \dots$ avec plus de composants intermédiaires $C_2 \rightarrow 6$. Une zone de transition est créée le long de la courbe de point de bulle avec les compositions de la phase d'équilibre liquide $L_1, L_2, L_3 \dots$ jusqu'à ce que la composition de la tresse du point P soit atteinte et l'huile de réservoir devient directement miscible avec le solvant injecté B. Pour une composition du solvant donnée, la miscibilité minimale de pression (MMP) au-dessus duquel la miscibilité dynamique peut être obtenue dans un processus de condensation de gaz drive. Comme la taille de la région à deux phases d'un diagramme pseudo- ternaire est réduite lorsque la pression du réservoir est augmentée, une concentration plus faible des intermédiaires $C_2 \rightarrow 6$ dans le solvant injecté sont nécessaires pour accomplir la miscibilité à des pressions plus élevées de réservoir [13].

II-2-5-2 Processus de vaporisation de gaz drive :

Le processus de vaporisation de gaz drive a lieu lorsque la composition « O » se trouve sur ou à droite de la ligne de jonction limitant PB (le pétrole brut portée dans l'intermédiaires), et lorsque le solvant injecté a une composition se trouvant à gauche de la ligne de jonction limitant et également à gauche de la tangente ligne OA. Les solvants injectés sont le gaz naturel à haute pression (le processus de gaz à haute pression), l'azote, gaz de combustion et CO_2 . La miscibilité

est atteinte à une pression de miscibilité minimale qui a des valeurs différentes, correspondant aux différents gaz injectés et de compositions différentes de réservoir d'huile [13].

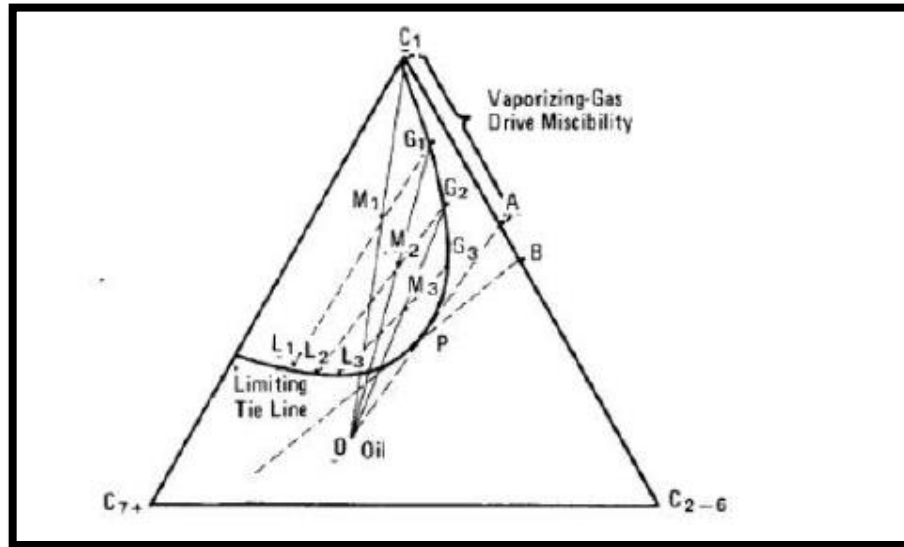


Figure II-9 : Processus de vaporisation de gaz drive.

II-3 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 pseudocomposants. 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 pseudocomposants, n'est valable que si les quantités relatives des composés définissant les pseudocomposants restent constantes.

De ce fait, le regroupement des composés hydrocarbures en pseudocomposés 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 composés.

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.

Conclusion

L'injection de gaz miscibles est une des méthodes les plus utilisées pour améliorer la récupération d'hydrocarbures (*Enhanced Oil Recovery*, EOR). En raison du coût important de cette technique, un haut degré de précision est requis pour prédire le processus. Une telle précision comprend les paramètres de dépistage préliminaires pour le déplacement de gaz miscible, la pression minimale de miscibilité MMP et de la disponibilité du gaz.

Le procédé d'injection de gaz miscible à haute pression le plus prometteur, Leur efficacité est basée sur les échanges de constituants entre phase gazeuse et phase liquide, plus que sur une miscibilité stricte. Bien que la poursuite des travaux de recherche soit nécessaire pour mieux comprendre leurs mécanismes, particulièrement dans le cas des réservoirs fissurés, les techniques de laboratoire et de calcul existantes sont d'ores et déjà suffisantes pour les applications pratiques.

Enfin on peut dire qu'un déplacement miscible est capable de récupérer une quantité très élevée par rapport à un déplacement immiscible tel que l'eau. Un balayage par un fluide miscible va typiquement laisser une petite quantité d'huile résiduelle.

Chapitre III

Simulation du puits
GS14ST

Introduction :

Le logiciel utilisé pour la simulation est PETREL réservoir engineering le simulateur ECLIPSE 100, c'est un logiciel développé par Schlumberger, il simule les modèles Black oil et Black oil généralisé (avec option gaz à condensât), il utilise une approche complètement implicite (Fully Implicit) avec possibilité de choisir d'autres approches de simulation (IMPES).

ECLIPSE 100 peut être utilisé pour :

- Simulation des réservoirs inclinés et des réservoirs de différentes régions géologiques
- Simuler les réservoirs multiples à plusieurs millions de mailles, réservoirs fracturés, présence de failles, aquifères,.....etc.

Un fichier de données d'entrée ECLIPSE est scindé en sections, chacune étant introduite par un mot-clé d'intitulé de section. Notez que dans le fichier d'entrée, tous les mots clés doivent être dans le bon ordre. Pour lancer une simulation (RUN) il faut faire la collecte de toutes les données nécessaires, c'est une étape primordiale et capitale.

A SonaHess les données de production et de l'injection sont stockées sous forme de base de données OFM. Les data input sont subdivisés en plusieurs sections, chacune d'elle est caractérisée par un certain nombre de mots-clés qui définissent les propriétés de réservoir [1].

III-1 Objectif de la simulation :

Simuler signifie imiter le comportement d'un réservoir en termes de pression et de débits de production en fonction du temps au moyen d'un modèle de réservoir. Le but de cette simulation était l'exploitation du gisement dans des conditions techniques et économiques optimales en conservant le plateau de production le plus longtemps possible. Afin de déterminer la viabilité d'un schéma d'injection de gaz et donc son applicabilité à l'ensemble de la zone cible. Le plan de travail a été élaboré sur la base de la méthode de simulation par l'injection de gaz miscible [9].

III-2 Présentation du puits GS14ST :

Le GS14 est un puits vertical producteur d'huile foré dans le cadre de développement du champ d'El-Gassi, le forage du puits a été commencé le 22 Septembre 1983, complété le 12 janvier 1984 tubing 4"1/2 VAM et mis en production en Mai 1984.

Le 26 Mai 1988 un 1^{er} Work-over a été réalisé dans le but de changer la complétion 3"1/2, restauré 1540 m de tubage 7" et remettre le puits en production avec un liner crépiné 5" et un tubing de production de 3"1/2.

En 1993 le puits a été fracturé, des bons résultats ont été obtenus après cette opération 3800 BOPD. La perméabilité Fracturation estimée de 3.8 mD.

Le 20 Février 2005 un deuxième Work-over était réalisé après abandon du premier trou le GS14

suite à la communication de l'annulaire 7'' x 9'' 5/8, réalisation d'une fenêtre entre 3155 m et 3159.56 m, un trou foré jusqu'à la côte 3167 m ; le forage a continué avec une section 6'' déviée de 3167 m à 3222.5 m avec une inclinaison de 25° et un azimute de 39°.

Des opérations diagraphiques de fin de trou ont été réalisées et un Liner 4 1/2'' New Vam 12.6 lb/ft P-110 était descendu.

Le premier test réalisé le 05/07/2005 avec un débit faible de 0.62 m³/h.

Le 28 Avril 2007 le puits était fracturé, des bon résultats ont été obtenus suite à cette opération 4 m³/h

Depuis l'année 2007 plusieurs opérations ont été effectuées sur le puits, changement CCE, dessalage et nettoyage du fond. Le puits continu à produire avec un faible débit en moyenne de 2.08 m³/h.

Le 13 Octobre 2012, durant l'opération de nettoyage du fond, un poisson (ClearCut Mill 3'' 3/8) était perdu à la profondeur 3052.76m/MV plusieurs tentatives de repêchage ont été effectuées pour repêcher le poisson et remettre le puits en production, résultats négatives.

Suite aux difficultés de repêchage de la couronne, la présence d'une communication dans l'annulaire A tubing 4'' 1/2 x Casing 7'', le puits a été programmé pour un Workover pour faire un deuxième sidetrack.

Depuis 2012 le puits GS14Z fermé et reemplété en 2019 a GS14ST

La complétion actuelle 4 1/2'' LCP, perforée en 3165-3171 m MD

Le puits GS14ST produit des débits faibles, le dernier well test donne 32 BOPD avec un GOR de 23,710 scf/bbl.

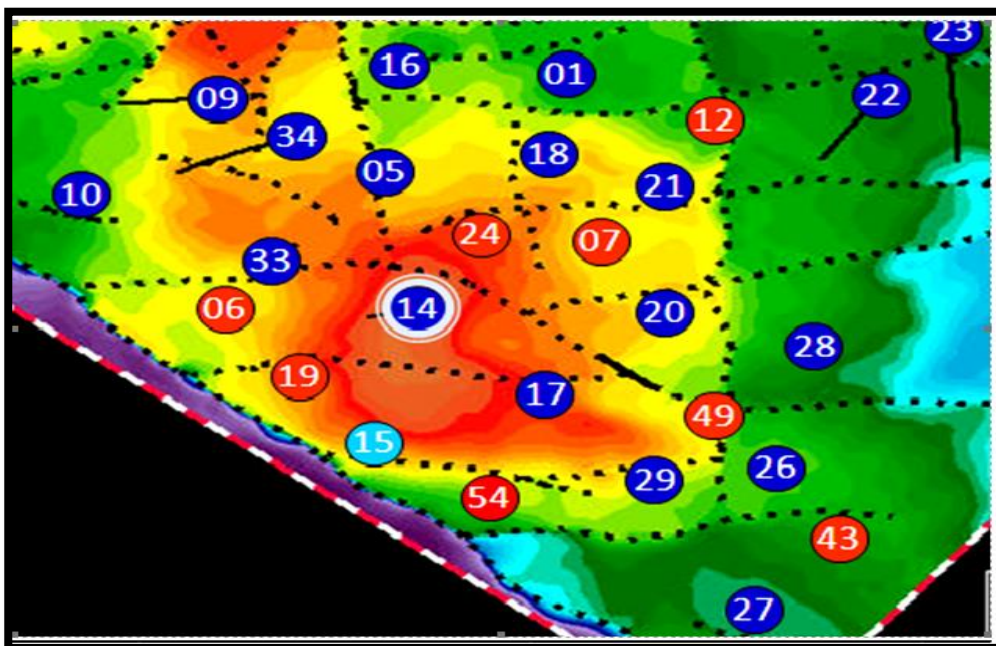


Figure III-1 : Situation du puits dans le champ d'El Gassicore [1].

III-3 Études 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 donner a 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.
- 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.

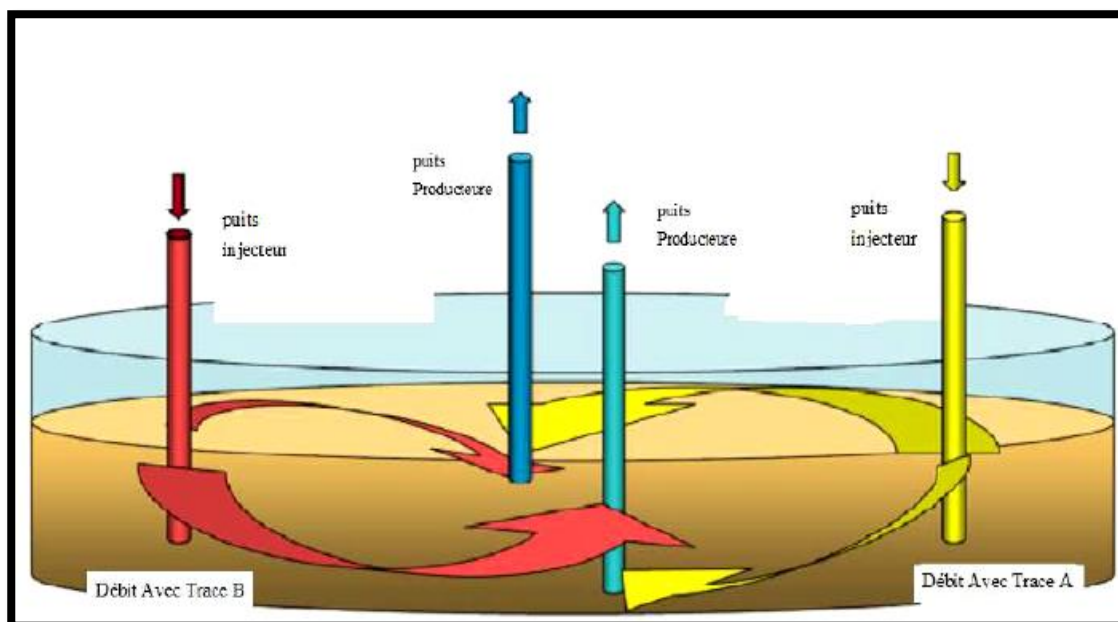


Figure III-2 : Utilisation des traceurs pour l'analyse [1].

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

Le puits injecteur GS 19 supporte le puits GS 14Z qui relie ce dernier, ce puits producteur assurant ainsi un soutien de leur production. La direction des déplacements miscibles est vers le

nord-est, elle est représentée par une flèche orange.

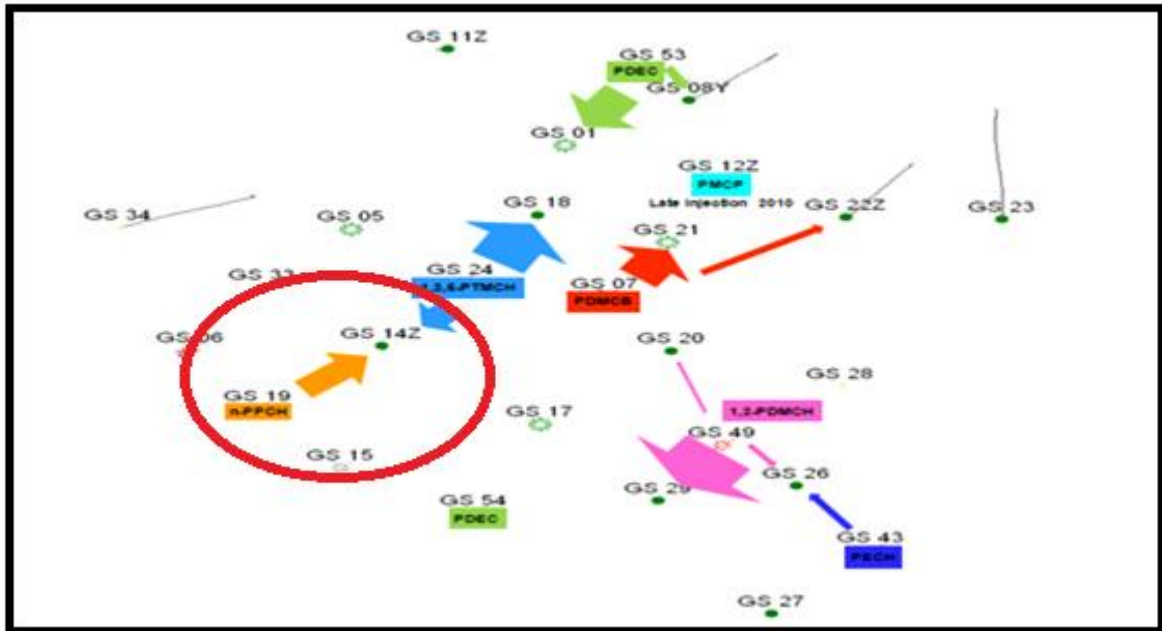


Figure III-3 : Résultats des traceurs Gassicore [1].

À El Gassi, plusieurs tendances des failles majeures peuvent être identifiées et liées aux événements régionaux. Il y a une dominance des failles de tendance N-S, NW-SE NE-SW et approximativement E-W. Les failles N-S présentent un historique de réactivation polyphasique et sont probablement originaires d'une collision continentale panafricaine précambrienne. Des failles NW-SE et NE-SW sont observées dans le Gassi core .Ces orientations de failles peuvent être liées à l'extension paléozoïque NW-SE, suivie par la compression hercynienne NW-SE. Ils présentent également des quantités importantes de réactivation post-hercynienne, en grande partie par retournement, ce qui affecte également les strates sous-jacentes. Cela est probablement dû à la phase de compression W-E «autrichienne» du Crétacé précoce. En général, les failles cartographiées sont sub-verticales, avec des creux de 60° à 80°. L'existence de ces failles (couleur rouge) empêche l'écoulement d'eau à partir le puits GS 15 (injecteur d'eau) vers le GS 14Z, qui prévient la communication entre eux.

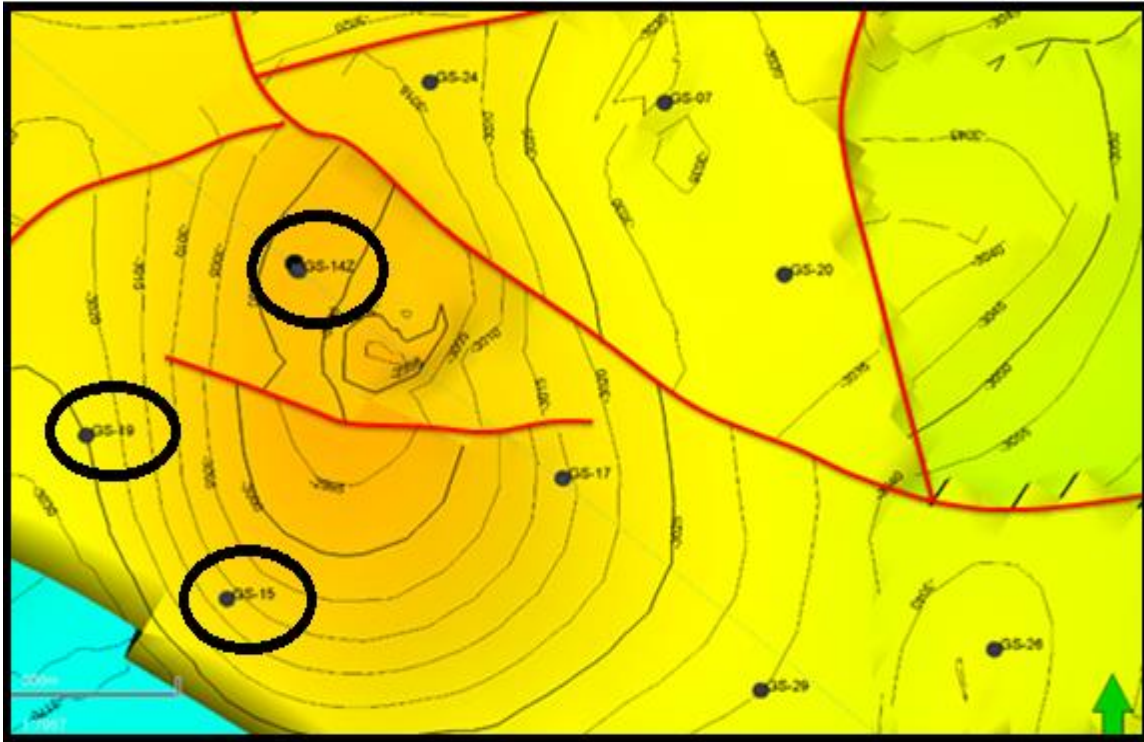


Figure III-4: Situation des failles, Gassicore [1].

III-4 Modélisation des propriétés pétrophysiques :

La mise à l'échelle des propriétés pétrophysiques est une opération qui consiste à calculer les valeurs des propriétés de la maille à partir de celles des mailles fines qu'elle regroupe. Cette procédure peut être, aussi, appelée homogénéisation du milieu, du fait que des portions du milieu poreux de propriétés différentes sont regroupées en une seule grande portion.

III-4-1 Modélisation de la porosité :

La figure III-5 illustre la distribution des porosités, Les segments structuraux ont généralement différentes caractéristiques de porosité reflétant les différentes histoires d'enfouissement.

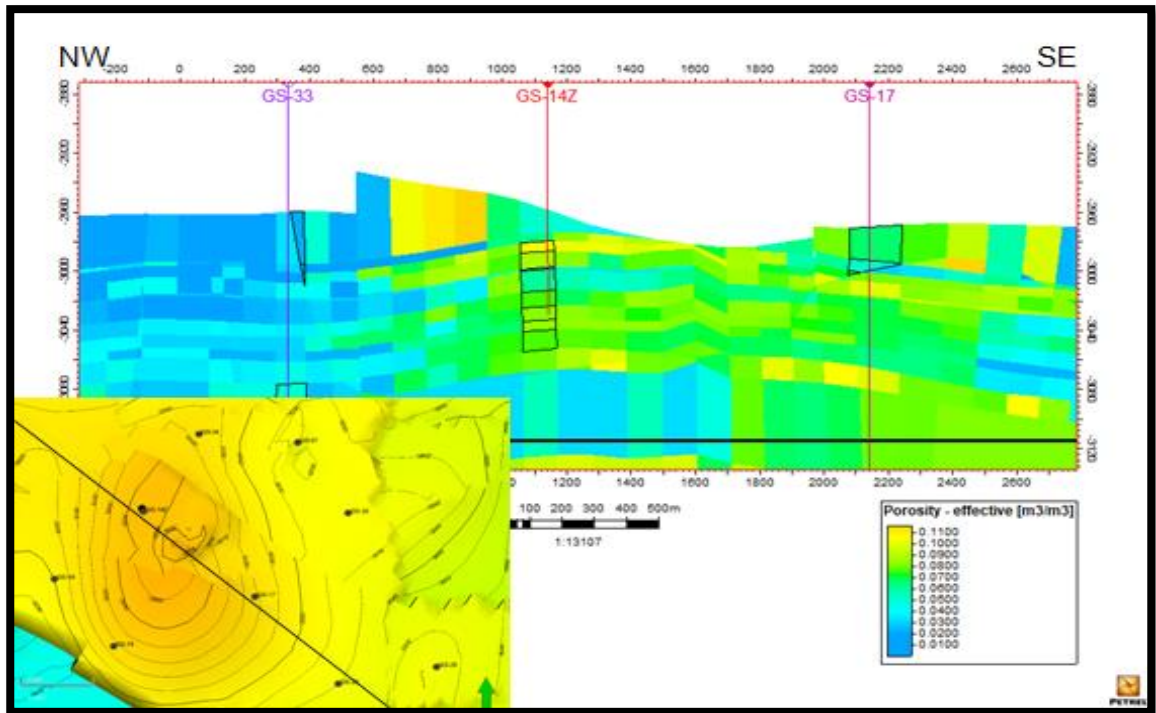


Figure III-5 : Modèle de la porosité [14].

III-4-2 Modélisation de la perméabilité :

Pour la zone envahie, une simple relation porosité-perméabilité a été utilisée pour calculer la perméabilité. Afin d'interpoler la perméabilité à travers le modèle.

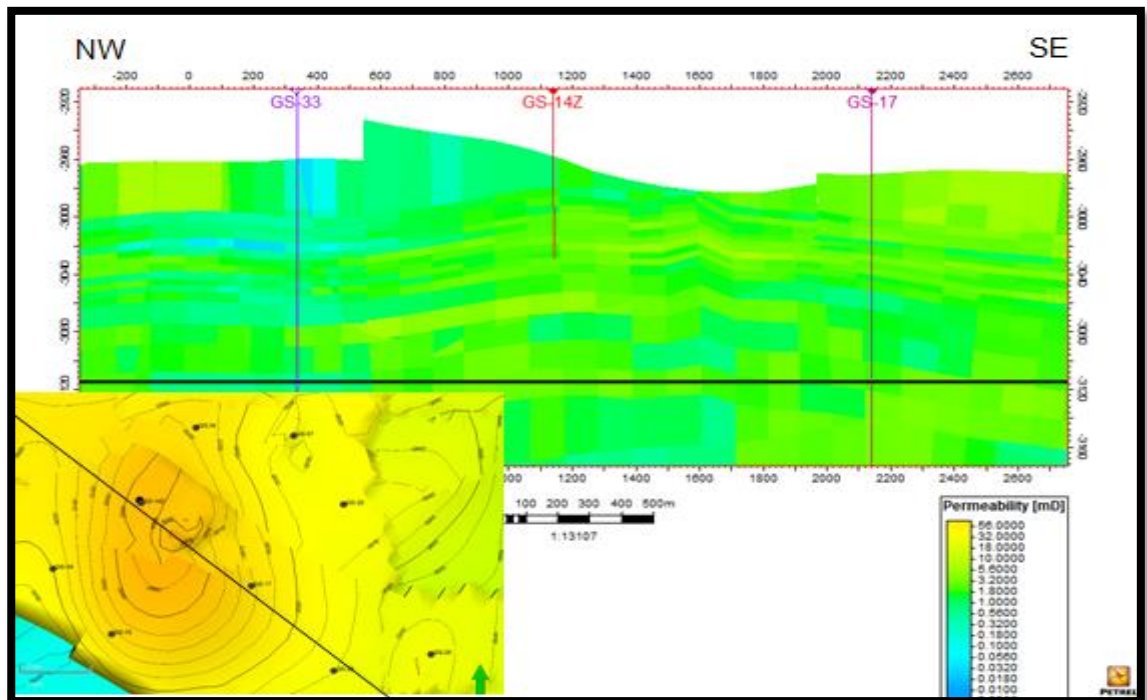


Figure III-6 : Modèle de la perméabilité [14].

III-4-3 Modélisation de la saturation :

La saturation en eau calculée par Archie a été utilisée pour sortir la perméabilité de la zone vierge à huile en utilisant une fonction Skelt inversée.

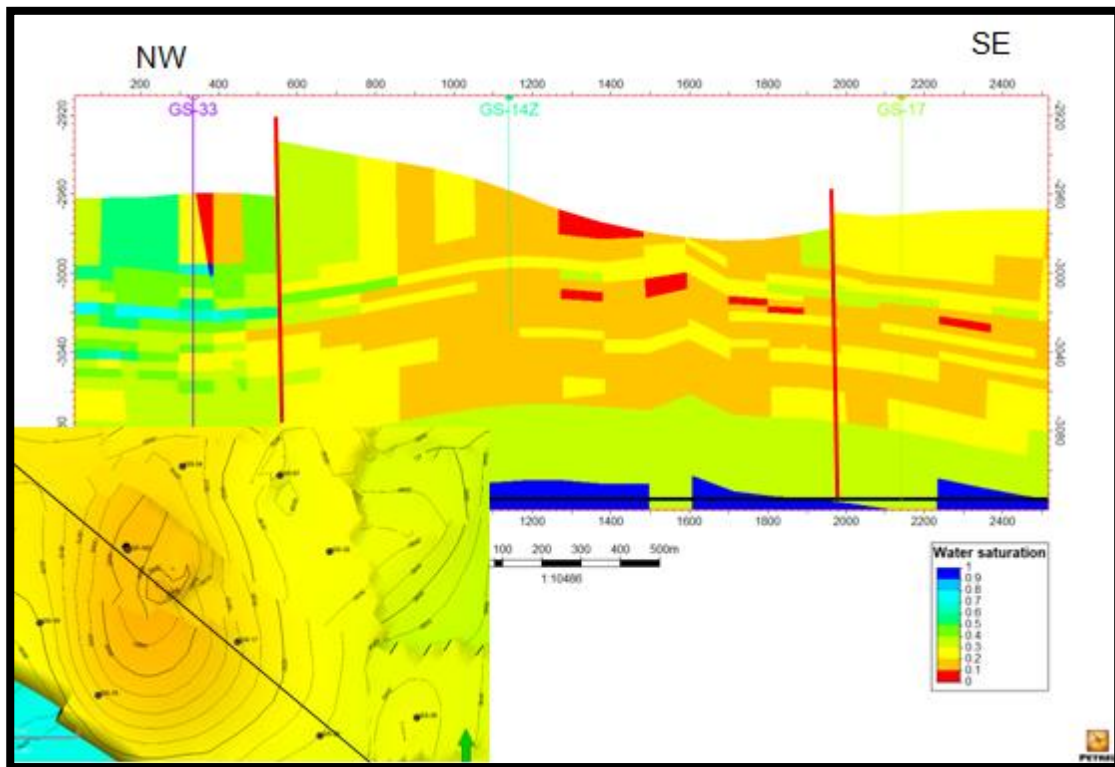


Figure III-7 : Modèle de la saturation d'eau [14].

III-4-4 Maillage du Modèle :

La figure III-8 représente la grille produite pour Gassi core. Ce modèle forme le fondement de la modélisation des paramètres pétrophysiques, desquels les volumes d'hydrocarbures peuvent être dérivés. Par la suite, des mailles de simulation sont créés et exportés dans le simulateur Éclipse. Le modèle permet à l'ingénieur de spécifier n'importe quelle forme de limite extérieure. Plusieurs puits de production ou d'injection peuvent également être inclus.

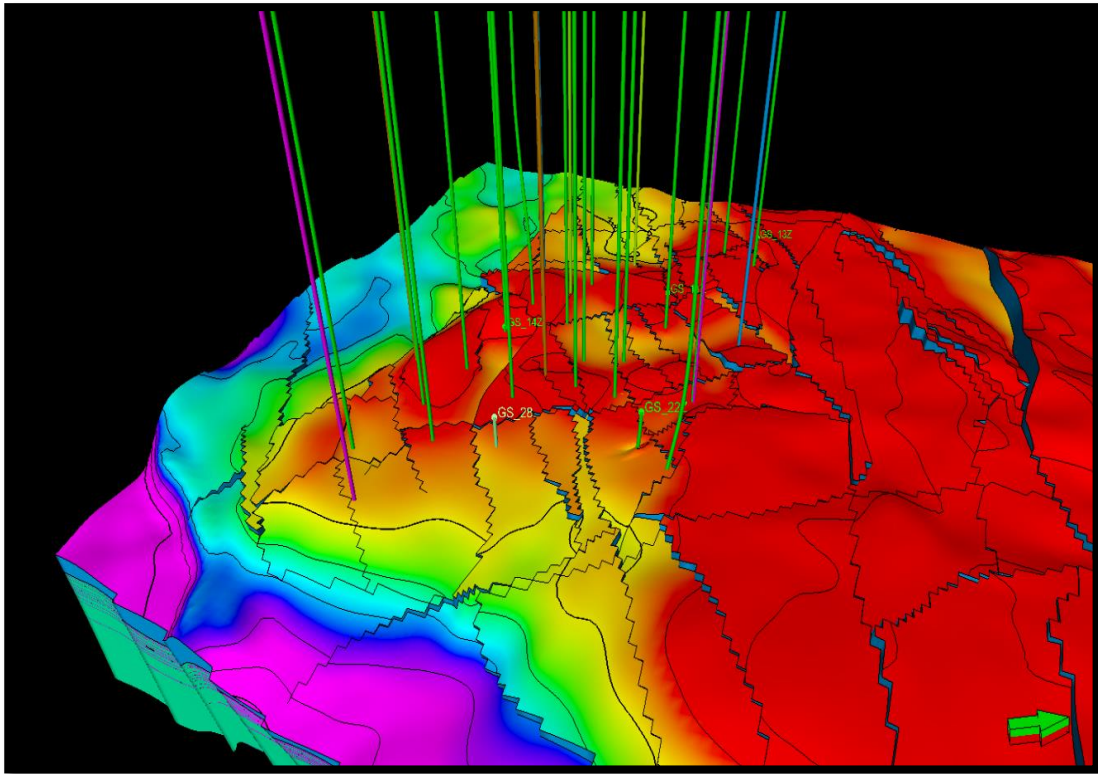


Figure III-8 : Création de la Grille 3D, Gassi core [15].

III-5 La simulation Streamline :

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 de modèle d'écoulement comme la méthode IMPES classique. La ligne de courant est définie comme étant la courbe instantanée dans l'espace au long de laquelle chaque point est tangent à la vectrice vitesse local. La simulation se basant sur les lignes de courant est particulièrement efficace en résolvant de larges modèles géologiquement complexes et hétérogènes où l'écoulement des fluides est dicté par : la position des puits, les débits d'écoulement, les propriétés des roches « perméabilité, porosité, fausse distribution », la mobilité des fluides « perméabilité relative des phases et la viscosité », et la gravité. Les effets de la pression capillaire, les contraintes groupe surfacique et les systèmes dominés par l'expansions, par contre, ne sont pas modélisés efficacement par la méthode des lignes de courant.

La simulation par la méthode des lignes de courant implique les étapes de base suivantes :

1. Tracer les lignes de courant sur la base de champ de vitesse.
2. Calculer le temps de voyage de la particule ou temps de vol suivant les lignes de courant.

La coordonnée de temps de vol fournit une forme quantitative de la visualisation de l'écoulement qui peut avoir une variété d'applications dans la caractérisation ou le management du réservoir.

3. Résoudre les équations de transport (saturation et concentration) le long des lignes de courant. Les calculs de transport est performés en coordonnées de temps de vol .effectivement découpant les effets d'hétérogénéité et simplifiant significativement les calculs.
4. Actualiser périodiquement les lignes de courant pour prendre en compte les effets de mobilité ou le changement des conditions dans le champ. Une fois les lignes de courant régénérées, recalculer le temps de vol suivant les nouvelles lignes de courant .Finalement, les calculs de saturation sont résumés avec le temps de vol TOF actualisé. Une étape critique ici est le transfert des informations des anciennes lignes de courant aux nouvelles lignes de courant .ceci peut être une source potentielle d'erreur durant la simulation avec les lignes de courant.

L'avantage de calcul par la méthode des lignes de courant peut être attribué à quatre raisons principales :

- 1-L'actualisation des lignes de courant doit seulement être faite fréquemment.
- 2-Les équations de transport suivant les lignes de courant peuvent souvent être résolues analytiquement.
- 3-La solution numérique 1D suivant les lignes de courant n'est pas contrainte par le critère de stabilité des mailles géologiques , donc permettant de larges pas de temps.
- 4-Pour les déplacements dominés par l'hétérogénéité, le temps de calcul varie linéairement avec le nombre de mailles faisant d'elle la méthode préférée pour la simulation des modèles géologiques fins.

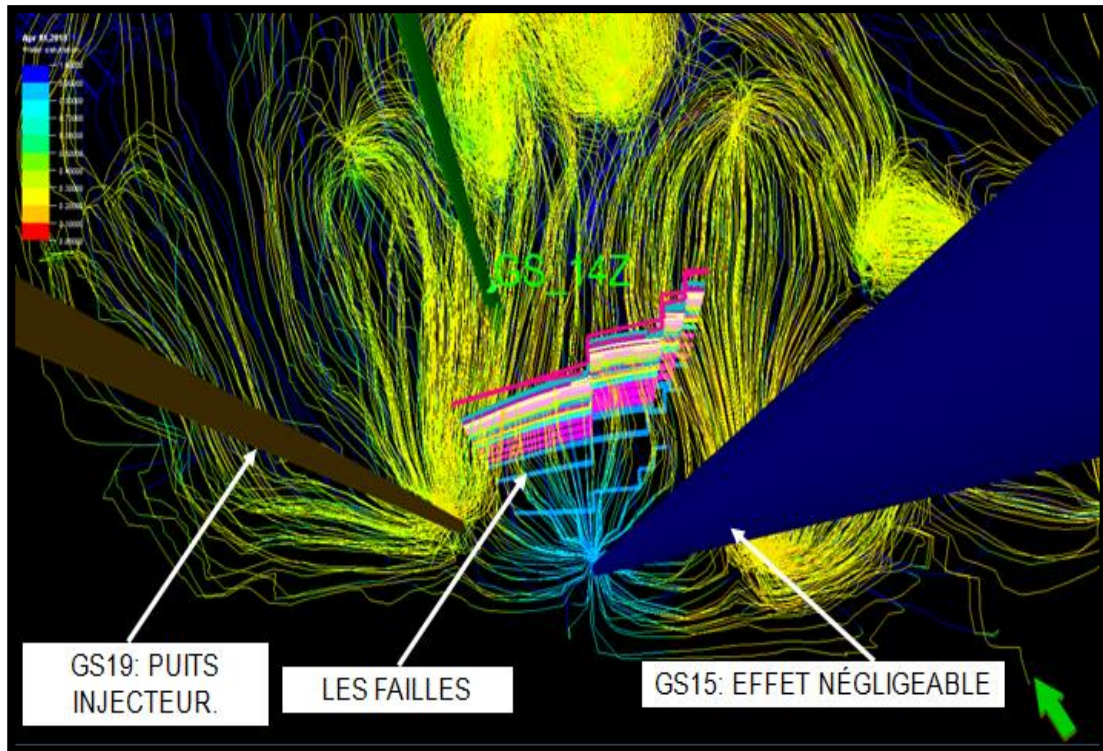


Figure III-9 : Streamlines pour paire < producteur-injecteur> Février 2020 [15].

Comme on peut constater sur la figure III-9, la méthode streamline représente fidèlement le déplacement des fluides, on voit clairement que la production en puits GS 14Z sera supportée par le puits GS 19 car on aura un important balayage au voisinage de puits GS 14Z, cependant on a obtenu une bonne représentation de chemin préférentiel de fluide et une image profonde du réservoir. Le Tableau III-1 montre les différents paramètres d'injection.

Tableau III-1 : Les paramètres d'injection.

GS 14Z	
Support	GS 19
Bbl/day	243

III-6 Description du plan de simulation par injection du gaz miscible :

III-6-1 Calage d'historiques (HISTORY MATCHING) :

La simulation est exécutée en imposant les débits de production d'huile enregistrés et le modèle calcule les débits (huile, gaz et eau) correspondant ainsi que les pressions dans les grids block. La phase de validation de ce modèle prend fin lorsqu'un raisonnable calage de l'historique

(HISTORY MATCHING) est réalisé. Les paramètres nécessaires qu'il faut voir pour le calage du modèle (dessous. HISTORY MATCHING) sont :

- ❖ Production d'huile du puits GS 14Z.
- ❖ GOR du puits GS 14Z.
- ❖ Production d'eau et Water cut du puits.

Les résultats de simulation sont représentés dans la figure ci-

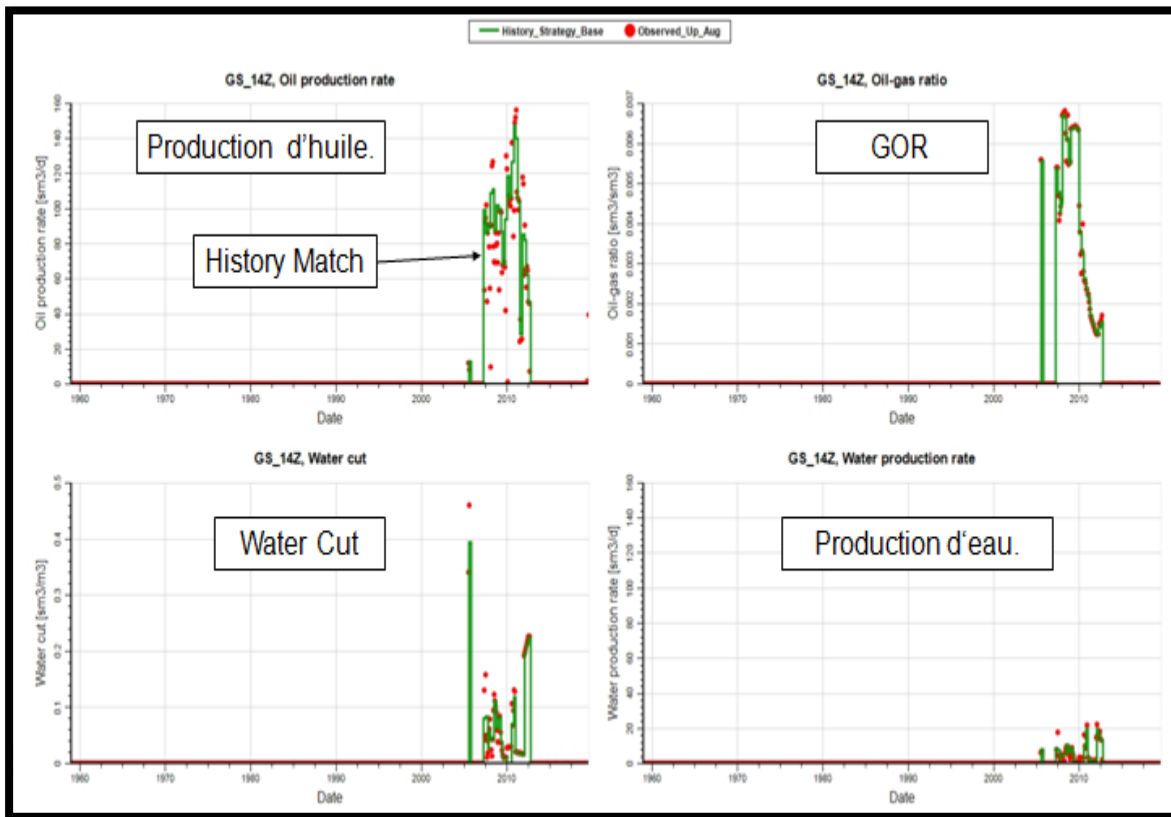


Figure III-10: History matching pour le puits GS 14Z.

Cette figure représente le profil de production d'huile, GOR, water cut et la production d'eau à travers le temps dont les points en rouge représente les valeurs observés alors que la ligne verte représente les résultats des paramètres précédents du puits simulé, il est évident qu'il a un bon calage entre les deux courbes ce qui signifie que le modèle ne comporte pas de grandes anomalies. Les résultats de simulation après le calage historique s'avèrent acceptable donc le modèle obtenu permet de faire des prédictions de production.

III-6-2 Prévisions :

Cette partie traite des prévisions sur moyen terme (20ans) appliqués aux paramètres du GOR, pression, production et water cut, obtenus à partir d'une simulation faite au champ d'El Gassicore de février 2020 jusqu'à 2040, l'objectif étant d'appréhender le comportement à moyen terme du réservoir.

III-6-2-1 GOR :

La connaissance et le suivi du GOR est indispensable à une gestion optimisée du réservoir, à savoir qu'une valeur élevée du GOR peut être interprétée comme un indicateur de percée de gaz.

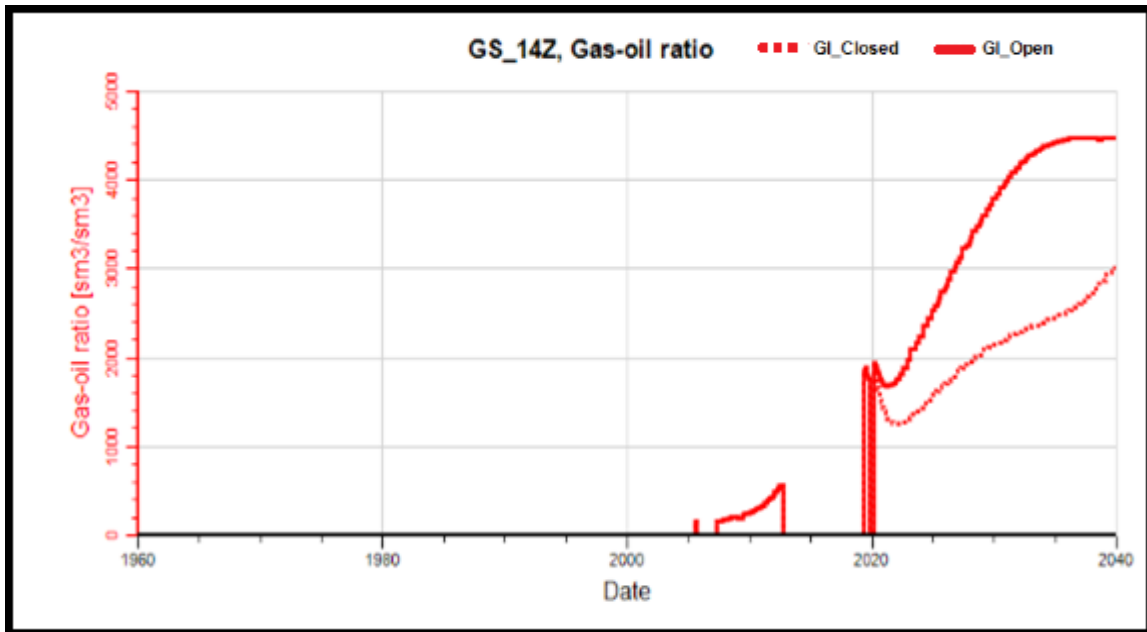


Figure III-11 : Variation du GOR.

D'après la figure III-11, on remarque une croissance graduelle du GOR pendant la période allant de 2020 à 2040. On enregistre une augmentation jusqu'à $4500 \text{ cm}^3/\text{cm}^3$ suite à la réinjection de gaz miscible après de l'ouverture de puits GS 19.

III-6-2-2 La pression :

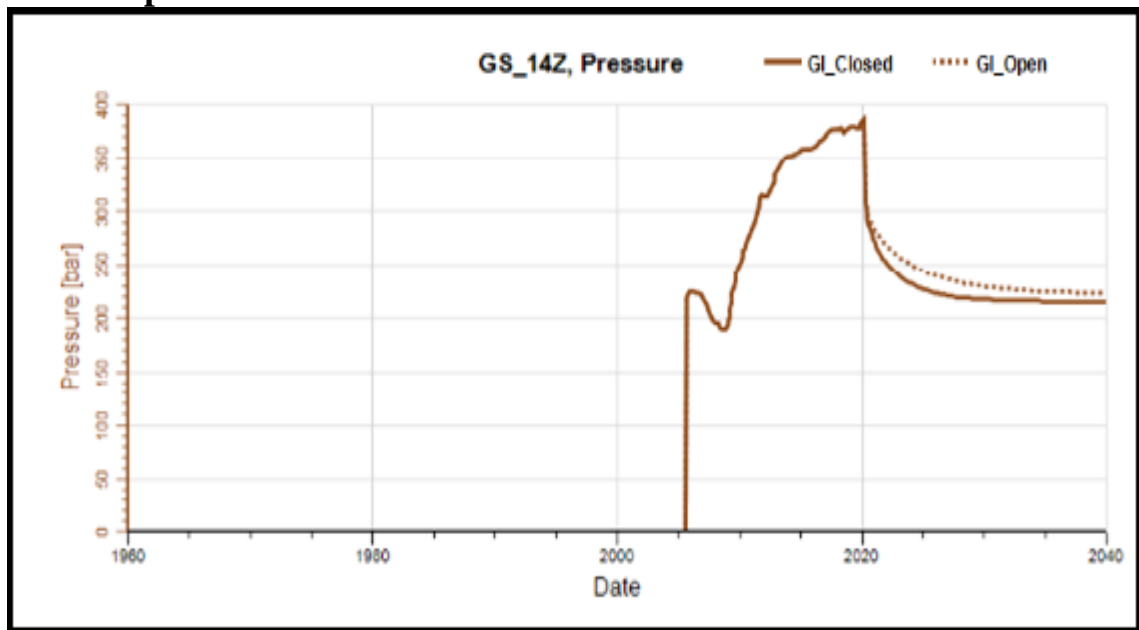


Figure III-12 : Variation de la pression.

La figure représente un profil de pression en fonction du temps résumant les deux scénarios

- La courbe en lignes continus représente le scénario d'injecteur fermé.
- La courbe en lignes discontinus représente le scénario d'injecteur ouvert.

La pression chute lentement jusqu'à 225 bars en 2040 lorsque le puits GS 19 est ouvert, cette pression est élevée par rapport au puits injecteur fermé (215 Bars). Il était évident que le cas de puits injecteur ouvert est plus favorable que le cas de puits injecteur fermé dont l'impact a apparu immédiatement dès la première année d'injection.

III-6-2-3 La production d'huile :

La figure III-13 représente un profil de production d'huile en fonction du temps résumant les deux scénarios

- La courbe verte continue représente le scénario d'injecteur fermé.
- La courbe verte discontinue représente le scénario d'injecteur ouvert.

La figure consiste à évaluer l'impact des débits d'injection, elle représente la quantité d'huile produite par le puits GS 14Z lié au puits GS19 suite au support d'injection fourni par celui-ci à la fin de l'année 2040 qui est $80 \text{ sm}^3/\text{d}$. Lorsque le puits injecteur est fermé on remarque une chute considérable dans les quantités produites pendant les prochaines 20 années. La production atteint $50 \text{ sm}^3/\text{d}$. Il était évident que le cas de puits injecteur ouvert est plus bénéfique que le cas de puits injecteur fermé dont l'impact a apparu immédiatement dès la première année d'injection.

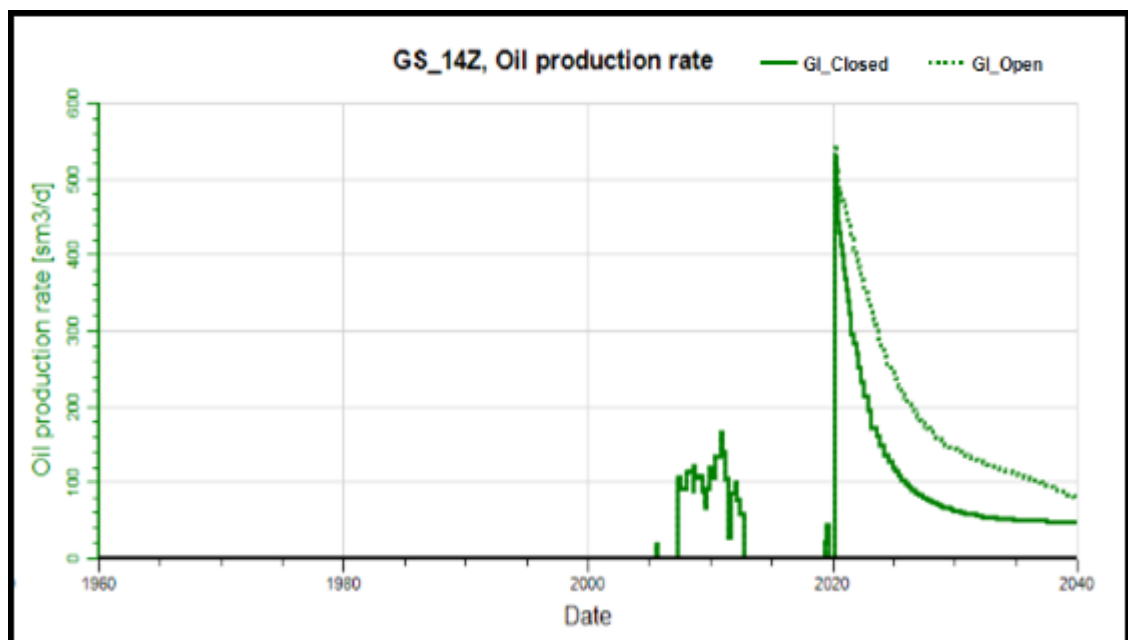


Figure III-13 : Variation de la production d'huile.

III-6-2-4 Water cut :

La figure III-14 représente le profil du water cut à travers le temps. Le water cut a légèrement augmentée suite à l'opération d'injection du gaz dans ce niveau toute au long des 20 prochaines

années jusqu'à atteindre $0.033 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$. On voit clairement que l'augmentation du water cut est inversement proportionnelle à la production. Donc le water-cut a un effet négatif, et pose un problème future très sérieux l'analyse permet de déterminer les différents débits de liquide en fonction d'augmentation du water-cut. Le volume de l'afflux aquifère est limité par la présence d'une baffle zone à faible perméabilité juste au-dessus du contact huile-eau.

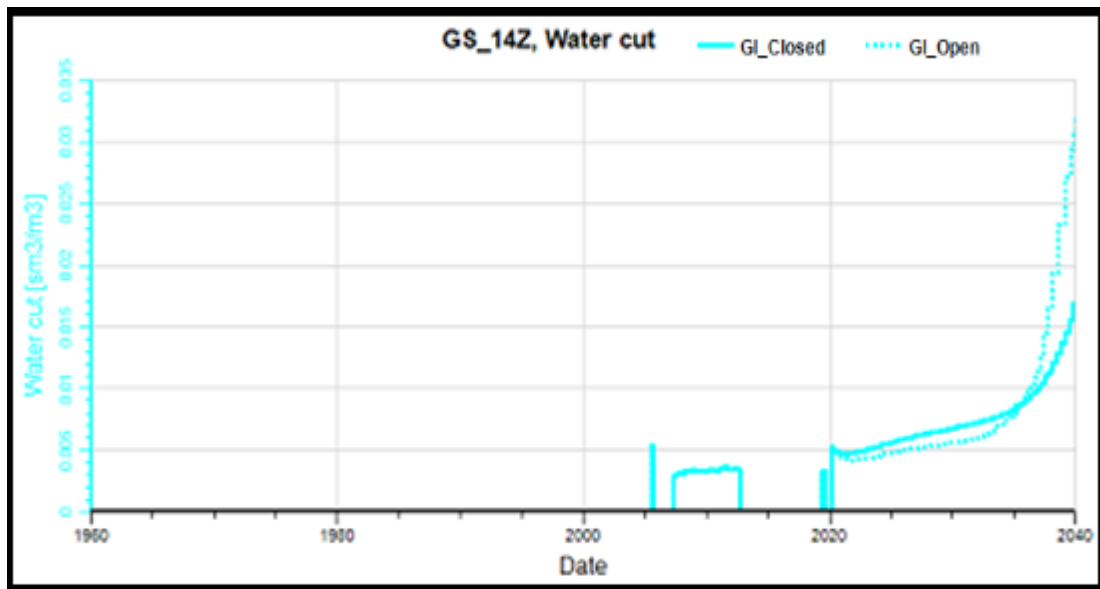
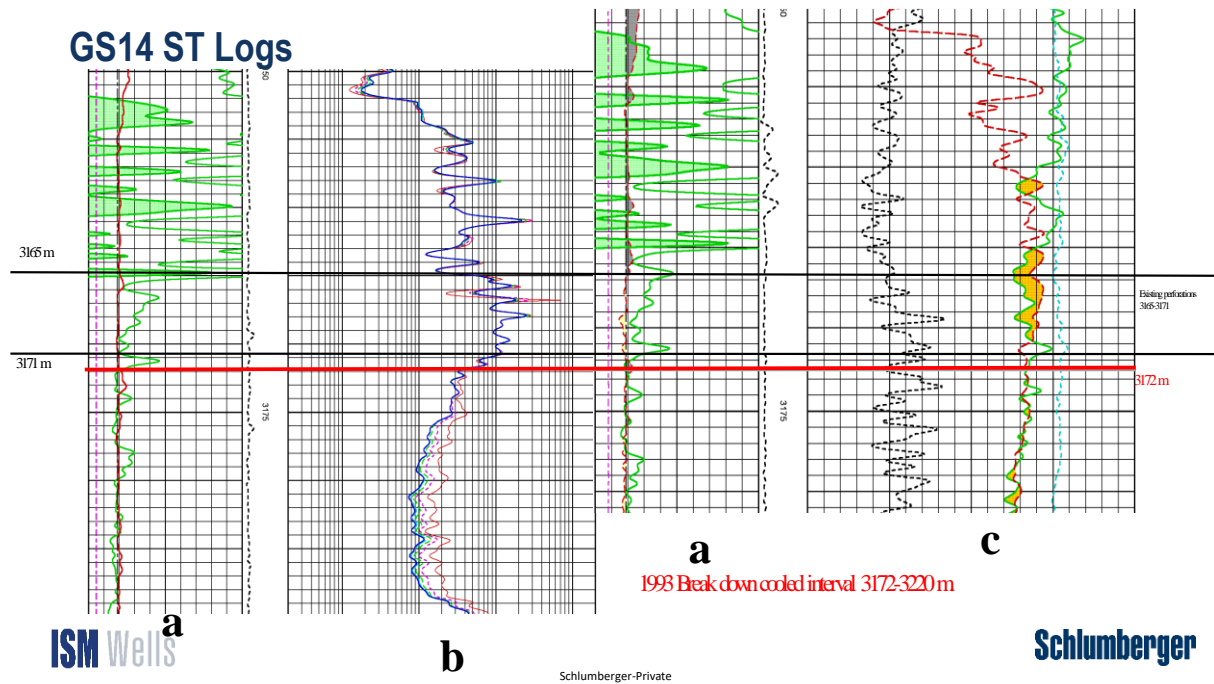


Figure III-14: Variation du water cut.

A partir de l'interprétation de ces graphes on a vu que l'augmentation de water cut est négligeable et le débit d'huile a chuté malgré que les taux d'injection est bien calculés dans les cellules choisies, et d'après l'augmentation de GOR qui traduit l'augmentation de volume de gaz sec et la diminution d'huile produites, nous avons conclu qu'il y a un problème dans le puits, ce problème probablement est le percée de gaz (le gaz breakthrough).

IV-6-3 Proposition de développement :

Les changements nous provoquent de faire une investigation afin de déterminer les causes de ce problème pour pouvoir le résoudre. Dans le but de réaliser des diagraphies PLT pour le puits GS 14 à GOR élevé afin d'avoir la contribution de chaque couche. Pour cela on a vérifié les logs (GR, Résistivité et la densité) du puits GS 14 pour confirmer les prédictions précédentes.



La figure III-15 : Résultats de diagrapie de productions sur GS14ST

La figure représente les résultats de diagrapie de production faites sur le puits GS14ST tel que :

La figure (a) représente le gamma ray où on remarque la décroissance de gamma ray à partir du point 3164m ce que signifie que les perforations existées sont juste dans le top de notre réservoir

La figure (b) représente le log de résistivité on remarque une nette augmentation sur la valeur de la résistivité à partir du point 3164m ce que signifie l'absence de fluide

La figure (c) contient trois graphes :

Le graph discontinu noire represent le log sonique, une augmentation remarquable a partir du point 3165m, cette augmentation indique l'existence des hydrocarbures dans cet intervalle

Les graphes en vert et rouge représentent le log de Densité- Neutron. après la profondeur 3000m des cross sections se forment entre les deux graphes ce qui indique une zone de présence de gaz (poches de gaz) .

Tableau III-2 : les formations stratigraphiques du puits GS 14Z.

Age	Formations	Profondeur (m)
Ordovicien	ZDA	3151-3165
Cambrian	RI	3165-3189
Cambrian	Ra	3189-3278

Les trois formations mentionnées au-dessus ont été utilisées pour définir la base de la subdivision du réservoir dans GEA. La zone supérieure bioturbée est connue sous le nom de RI, tandis que les zones moyenne et inférieure forment respectivement les subdivisions supérieure et inférieure de Ra. La nomenclature RI et Ra est basée sur le schéma Sonatrach existant initialement conçu pour le champ de Hassi Messaoud. La séquence complète de Ri / Ra est mieux conservée à El Gassi, où elle est recouverte par une succession d'hétérolithiques de l'ordovicien inférieur (schistes et grès) qui composent la Zone des Alternances (ZDA). Ces zones peuvent être corrélées au moyen de données de wire line dans toute la zone GEA. Dans le sud-est de l'Algérie, la nature isopache de ces zones est visiblement confirmée dans les affleurements où des zones individuelles peuvent être tracées sur plusieurs kilomètres avec une variation d'épaisseur relativement limitée. Deux baffles zones semblent être présentés dans le réservoir GEA. La zone supérieure apparaît en haut du Ra, tandis que la zone inférieure apparaît dans Ra inférieure près du contact huile-eau.

- Les perforations existantes (3165-3171m) sont dans le bas de la zone Ri
- Ri semble être plein de gaz, où en observe plusieurs poches de gaz dans ce niveau.

Afin de déterminer des nouveaux zones producteurs d`huiles et éviter les zones producteurs de gaz. Nous avons étudiés un log de température après le Shadow Frac comme montre la figure III-16 et les résultats de diagraphies sur l`intervalle 3185-3220 m comme montre la figure III-17.

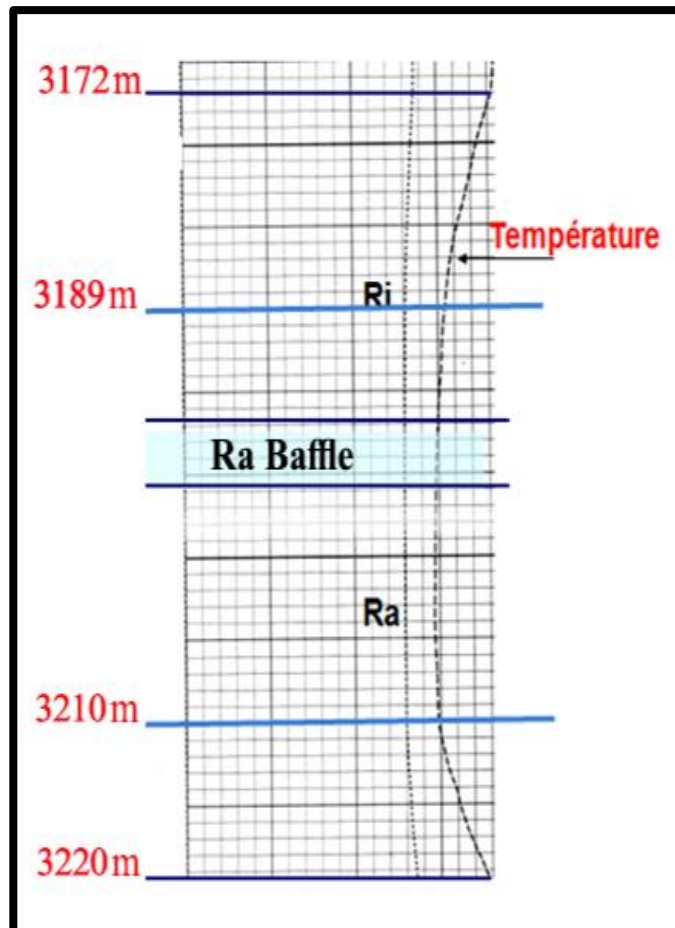
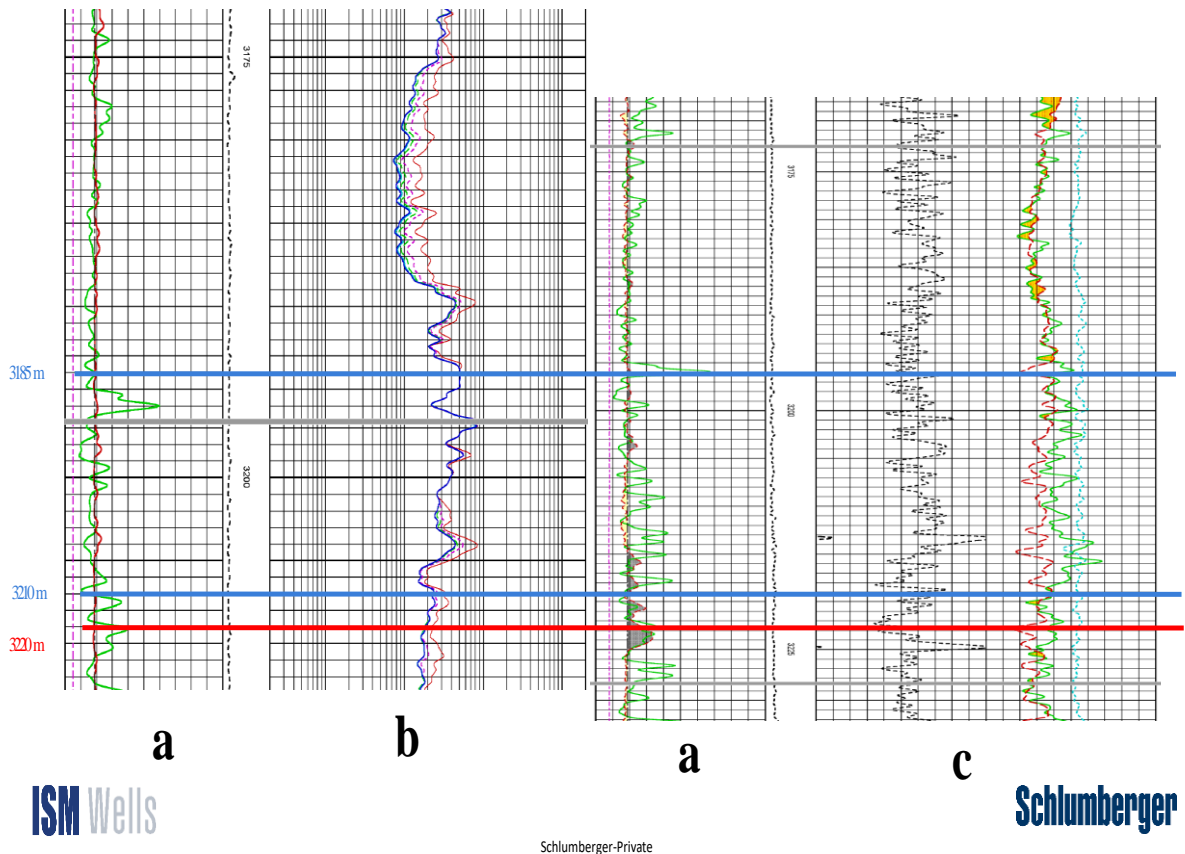


Figure III -16 : Diagraphie de température après le Shadow Frac de puits GS 14Z.

Le graphe représente le changement de température après le Shadow frac dans l'intervalle 3172-3230 m

En remarque une diminution de température dans cette intervalle ce qui signifie une bonne pénétration de fluide dans la formation a cause de la bonne perméabilité dans cette intervalle.



La figure III-17 : Résultats de diagraphie de productions sur GS14ST

La figure représente les résultats de diagraphie de production fait sur le puits GS14ST tel que :

La figure (a) représente le gamma ray on remarque que le gamma ray garde des valeurs bas dans l'intervalle 3185-3220m

La figure (b) représente le log de résistivité on remarque une nette diminution sur la valeur de la résistivité dans l'intervalle 3185-3220m par rapport l'intervalle (3165-3171m) ce qui signifie la présence de fluide car les fluides sont des conducteurs

La figure (c) contient trois graphes

- Les graphes discontinus noirs représentent le log sonique, une augmentation remarquable dans l'intervalle 3185-3220m, cette augmentation indique l'existence des hydrocarbures.
- Les graphes en vert et rouge représentent le log Densité-Neutron dans l'intervalle 3185-3220m il n'y a pas des cross sections entre les deux graphes ce qui indique l'absence des poches de gaz.

Discussion

L'interprétation quantitative des enregistrements de diagraphie et des données de formations stratigraphiques résulte que :

- Les perforations existantes (3165-3171m) sont justes dans le haut de réservoir
- Les perforations existantes (3165-3171m) sont dans le bas de la zone Ri
- Ri semble être plein de gaz, il y a plusieurs poches de gaz dans cette intervalle.
- L'Intervalle refroidi de Shadow Frac est 3172-3220 m.
- L'Intervalle le plus froid de 3189 à 3210 m.
- L'intervalle correspond à la base de Ri et au Ra supérieur, même le Ra Baffle ne sont pas affecté par la pénétration du fluide de fracturation pour cela la température reste stable.
- Les perforations existantes sont supérieures de 18 m à intervalle le plus froid.
- Les résultats montrent que la stabilisation de la température dans l'intervalle 3189–3210 indique des valeurs importantes de la perméabilité.

Conclusion

D'après les résultats des diagraphies on déduit que la majorité de l'huile semble provenir du Ra d'une zone non perforée (3189-3210m) sous les perforations existantes. Et pour cela on conclut que cette couche a des bonnes caractéristiques pétrophysiques, donc une perforation dans cet intervalle permet d'augmenter la perméabilité qui par la suite augmente la valeur de l'IP alors une fracturation hydraulique est nécessaire.

Conclusion générale :

Dans le cadre de la modélisation des déplacements miscibles dans le réservoir du champ d'El Gassi, notre étude a été faite en ayant pour objectif d'amélioration des paramètres de la production et résoudre le problème de l'élévation de GOR dans ce réservoir.

Le travail réalisé est focalisé sur le puits GS14ZST, localisé dans la partie core dans le Champ El-Gassi qui a été le premier champ découvert dans la zone GEA caractérisé par ses pauvres propriétés pétrophysiques 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 dans le cadre de la stratégie de production était d'avoir une déplétion accompagnée de plus de stimulations de puits , pour faire une modélisation des différents paramètres pétrophysiques et étudier les déplacements miscibles et résoudre le problème de l'augmentation de GOR dans ce puits.

Suite à l'étude de modélisation faite sur ce champ, **on conclut que :**

L'injection de gaz miscibles est nécessaire pour le maintien de pression et améliorer la production d'huile dans ce champ. En raison du coût important de cette technique, un haut degré de précision est requis pour prédire le processus.

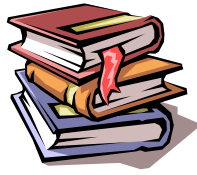
La première partie de notre étude est la simulation de puits GS14ZST qui a été effectuée par logiciel PETREL a fin d'avoir des prédictions sur la production futur de puits, et la résolution de problème de GOR qui a été confirme par la simulation a laide de l'analyse des résultat des enregistrements de diagraphie fais sur puits GS14Z et GS14ZST.

A fin de cette simulation on à donne une suggestion d'amélioration de production qui consiste à faire une nouvelle perforation dans l'intervalle sélectionné, en évitant les poches de gaz, et on estime que le GS14Z ST peut potentiellement produire jusqu'à **2 200 BOPD**.

Recommandations :

On propose quelques recommandations qui peuvent contribuer dans l'amélioration de la productivité de puits GS14ZST de la partie core d'EL GASSI:

- ✓ Ajouter des perforations dans la partie inférieure.
- ✓ Refaire l'optimisation périodiquement pour garder le même niveau de production.
- ✓ A cause des résultats des propositions, nous recommandons de faire augmenter la capacité du traitement des gaz sec pour améliorer la miscibilité dans le réservoir qui augmente la production.
- ✓ Faire des études technico-économiques sur toute la durée d'exploitation du champ avant de faire n'importe quel projet.



Bibliographie

- [1] AymericLozet: Hess GEA: OFM Data Map and User Guide Par Reservoir engineer 2010.
- [2] IFP training-Reservoir-engineering drive mechanisms formation professionnalisante Pro IGR4, IFP School (May 2017).
- [3] Oil Field Manager (OFM); Workflow Schlumberger Information Solutions (July 5, 2012).
- [4] THÈSE de doctorat Présentée à L'UNIVERSITÉ BORDEAUX 1 Ecoulements des fluides complexes en milieu poreux : Utilisation de Micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole, PDF, (novembre 2011)
- [5] Techniques d'exploitation pétrolière, Le gisement, édition Technip (IFP), R.Cossé (1989).
- [6] Cours de production-récupération assistée Tome 6 M.LATIL Paris : Ed. Technip, (1984).
- [7] Ronald E. Terry, Enhanced Oil Recovery; 3rd Edition: Robert A Meyers, Ed. Encyclopedia of Physical, Academic Press (2001).
- [8] Oil Field Manager Fundamentals Par: schlumberger Edition: Schlumberger 2010.
- [9] IFP training© ENSPM formation industrie, copyright (2006).
- [10] Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands James G.Speight, Date de publication originale: (15 juillet 2009).
- [11] Enhanced oil recovery for NORNE EIELD (Statoil C.Segemt) Kazeen Adeyato Avolola, book, (JULY- 2012).
- [12] Lake, L. W, Enhanced Oil Recovery, Prentice-Hall, EnglewoodCliffs, book (1989, 5-7).
- [13]NIPER Enhanced Oil Recovery Information, National Institute For Petroleum and Energy Research, (April 1986).
- [14] El-Gassi _ Field Model Dynamique Progress Report, Hamid Mammeri, (May-2017).
- [15] Using PETREL software; Workflow Schlumberger version 2018, (Février 2020).

Annexe

TYPE DE CORELATION		CFPA		SN REPAL			
		DIAGRAPHIE	PETRO-PHYSIOUE	SED.	DIAG.		
LE CAMBRIEN	Isométriques: Grès	Ri	R70	D5			
		R1 (CFPA)Ra(SN REPAL) Réservoir	R95				Y0
			R100		D4	Ra sup.	M7
	R130		D3	Ra moye	M6		
	R140		D2		M5		
	R150		ID	Ra inf.	M4		
	R160				M3		
	R170				M2		
	R180		D1		M1		
	R190						
	R200						
	R2 (CFPA) R2(SN REPAL) Réservoir	R2					
R3		R300					

Annexe-1- Gisement de Hassi-Messaoud concordance entre divers types de subdivision



SONATRACH / DIRECTION PRODUCTION / HASSI MESSAOU
 DEP / DEPARTEMENT OPERATIONS / SERVICE WORK OVER

COMPLETION 4" 1/2 NEW VAM ANCRE
PACKER HYDRAULIQUE

GS-14Z

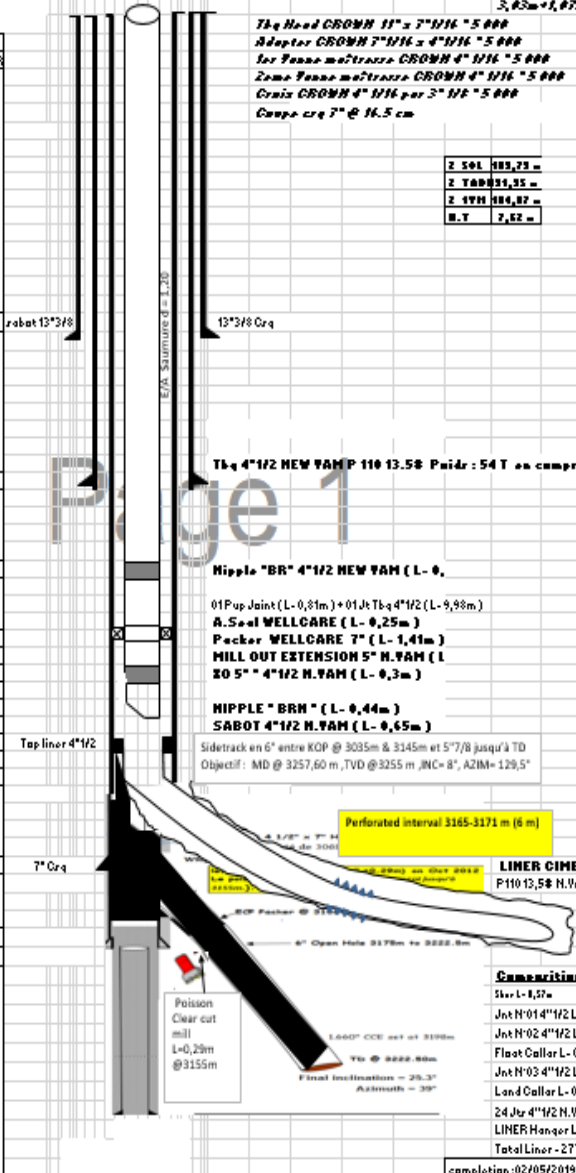
X : 762 673,54 m
 Y : 3 428 273,27 m

Bliva 7" 1/16 4" 1/2 N.VAM H Bus 2 4" 1/2 N.Vam B Bus
 Ajutage avec 294 Jtr 4" 1/2 N.VAM 13.58 P 110+4 PPA (0,41m+1,05m+
 3,03m+1,07m)

Tkg Head CROWN 11" x 7" 1/16 " 5 000
 Adapter CROWN 7" 1/16 x 4" 1/16 " 5 000
 Ser Yenna matrasse CROWN 4" 1/16 " 5 000
 Zema Yenna matrasse CROWN 4" 1/16 " 5 000
 Cernis CROWN 4" 1/16 par 3" 1/2 " 5 000
 Coupe cre 7" @ 16.5 cm

Z SOL	183,73 m
Z TAB	31,35 m
Z 17M	184,07 m
M.T	7,02 m

Item	ID Inch	COTES	
		CE / VM	SOND / TR
12" 3/8 Shae		434.52	441
9" 5/8 Shae		2508.52	2515.00
Nipple R	3" 6/8	2955.68	2962.16
Packer		2968.05	2974.53
Nipple BRH	3" 4/56	2970.42	2976.91
WEG 4" 1/2		2971.52	2978.00
Top Liner 4" 1/2		2972.52	2979.00
KOP			3035.00
Shae 7"		3161.52	3168.00
TVD			3255.00
MD			3257.60



Page 1

Nipple "BR" 4" 1/2 NEW VAM (L - 0,)
 01 Pup Joint (L - 0,81m) + 01 Jt Tkg 4" 1/2 (L - 9,98m)
A.Seal WELLCARE (L - 0,25m)
Packer WELLCARE 7" (L - 1,41m)
MILL OUT EXTENSION 5" N.VAM (L - 0,3m)
NIPPLE " BRH " (L - 0,44m)
SABOT 4" 1/2 N.VAM (L - 0,65m)

Sidetrack en 6" entre KOP @ 3035m & 3145m et 5" 7/8 jusqu'à TD
 Objectif : MD @ 3257,60 m, TVD @ 3255 m, INC = 8", AZIM = 129,5°

LINER CIMENTE 4" 1/2
 P110 13,58 N.VAM

- Compositioin :**
- Skr L - 8,57m
 - Jct N°01 4" 1/2 L - 10,17m
 - Jct N°02 4" 1/2 L - 9,88m
 - Floa Callar L - 0,52m
 - Jct N°03 4" 1/2 L - 9,56m
 - Land Callar L - 0,24m
 - 24 Jtr 4" 1/2 N.Vam L - 238,83m
 - LINER Hangar L - 7,97m
 - Total Liner - 277,74m

LINER CIMENTE 4" 1/2
 P110 13,58 N.VAM
Compositioin :
 Skr L - 8,57m
 Jct N°01 4" 1/2 L - 10,17m
 Jct N°02 4" 1/2 L - 9,88m
 Floa Callar L - 0,52m
 Jct N°03 4" 1/2 L - 9,56m
 Land Callar L - 0,24m
 24 Jtr 4" 1/2 N.Vam L - 238,83m
 LINER Hangar L - 7,97m
 Total Liner - 277,74m

completion:02/05/2019

Annexe-2- Configuration de Complétion du puits GS 14