

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



**Faculte des hydrocarbures, energies renouvelables et
science de la terre et de l'univers**

Département de production des hydrocarbures

Mémoire

**En vue de l'obtention du diplôme
de Master**

Option : Production Académique

Presenté par : **KHELIL Med Elmouatamed – ARAMI Houda**

Thème

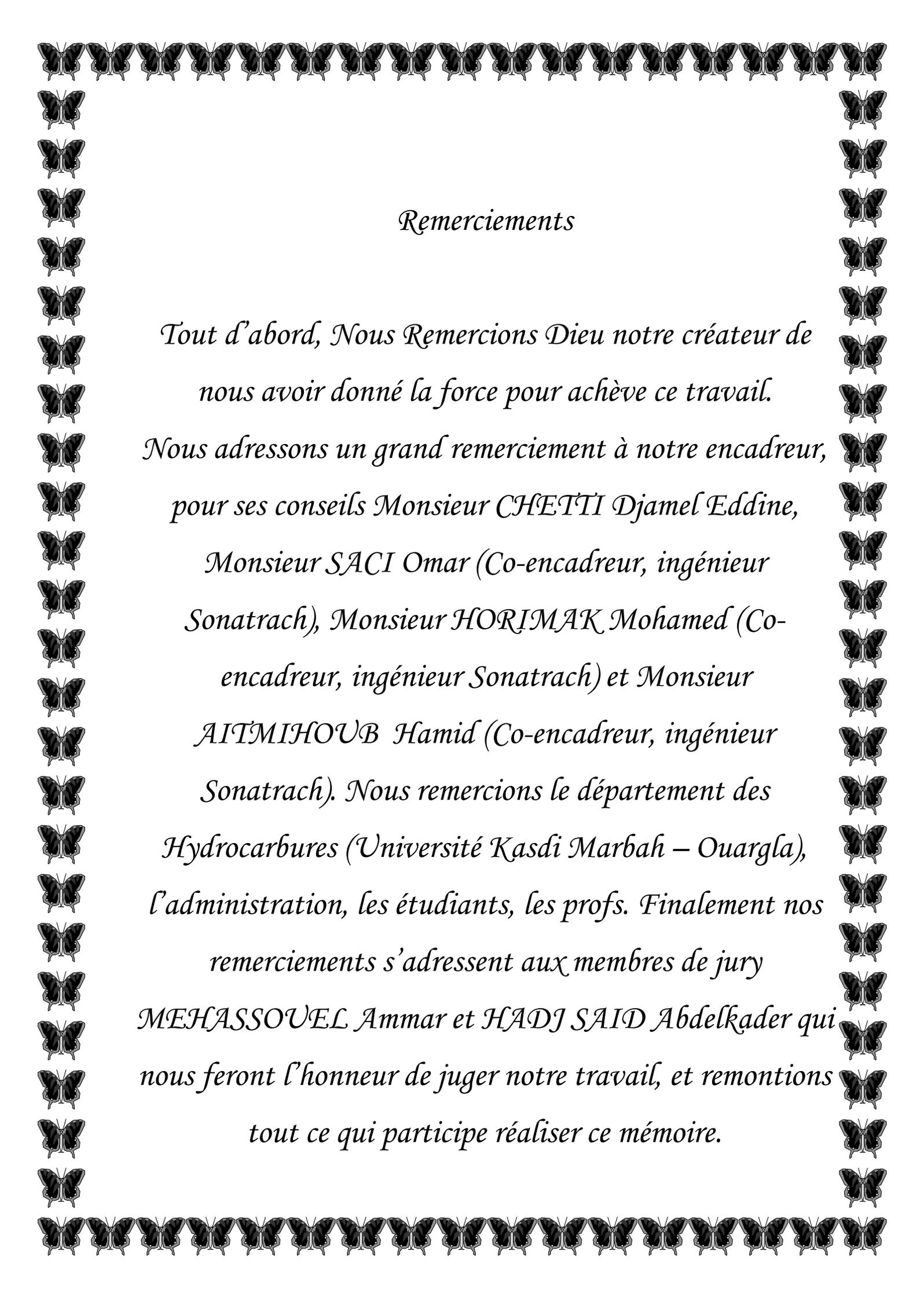
**Analyse des performances de l'interzone (14-15)
du champ Hassi Messaoud**

Soutenu le **23/05/2016**

Devant le jury composé de :

Président : MEHASSOUEL Ammar
Examineur : HADJ SAID Abdelkader
Encadreur : CHETTI Djamel Eddine

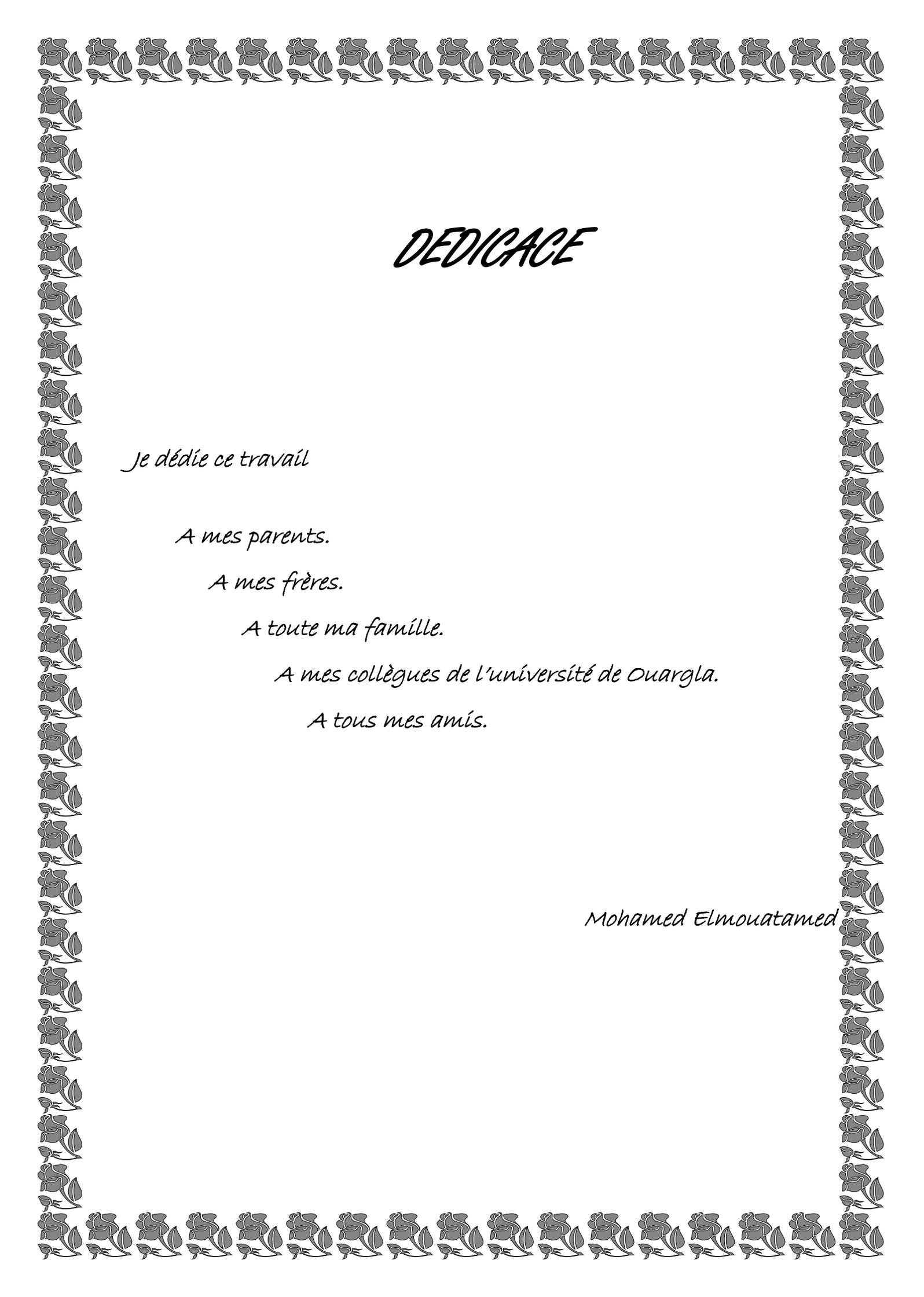
Univ. Ouargla
Univ. Ouargla
Univ. Ouargla



Remerciements

Tout d'abord, Nous Remercions Dieu notre créateur de nous avoir donné la force pour achève ce travail.

Nous adressons un grand remerciement à notre encadreur, pour ses conseils Monsieur CHETTI Djamel Eddine, Monsieur SACI Omar (Co-encadreur, ingénieur Sonatrach), Monsieur HORIMAK Mohamed (Co-encadreur, ingénieur Sonatrach) et Monsieur AITMIHOUB Hamid (Co-encadreur, ingénieur Sonatrach). Nous remercions le département des Hydrocarbures (Université Kasdi Marbah – Ouargla), l'administration, les étudiants, les profs. Finalement nos remerciements s'adressent aux membres de jury MEHASSOUEL Ammar et HADJ SAID Abdelkader qui nous feront l'honneur de juger notre travail, et remontions tout ce qui participe réaliser ce mémoire.



DEDICACE

Je dédie ce travail

A mes parents.

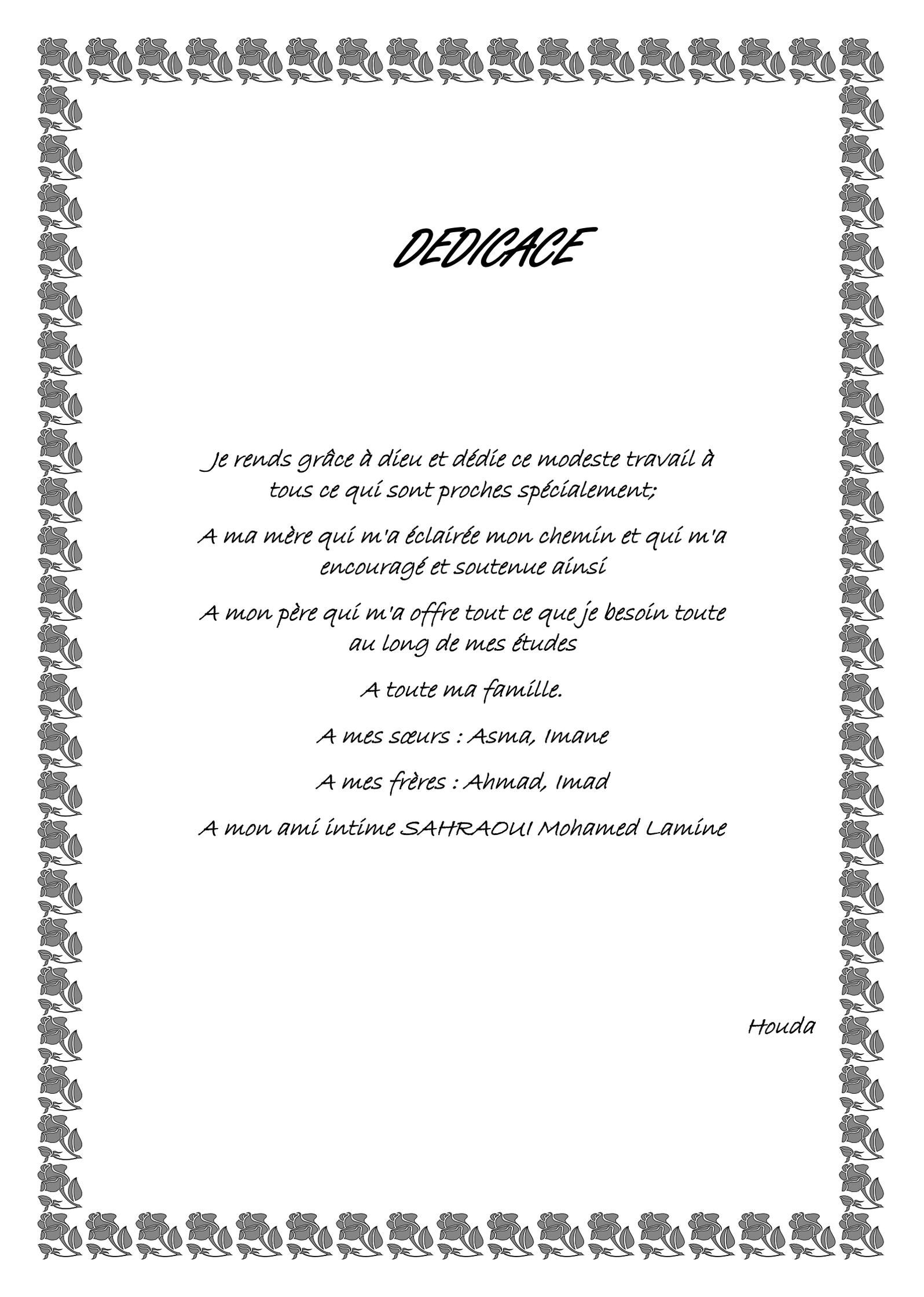
A mes frères.

A toute ma famille.

A mes collègues de l'université de Ouargla.

A tous mes amis.

Mohamed Elmouatamed



DEDICACE

*Je rends grâce à dieu et dédie ce modeste travail à
tous ce qui sont proches spécialement;*

*A ma mère qui m'a éclairée mon chemin et qui m'a
encouragé et soutenue ainsi*

*A mon père qui m'a offre tout ce que je besoin toute
au long de mes études*

A toute ma famille.

A mes sœurs : Asma, Imane

A mes frères : Ahmad, Imad

A mon ami intime SAHRAOUI Mohamed Lamine

Houda

SOMMAIRE

DEDICACE
Remerciements

Introduction générale	1
Chapitre I : Présentation du champ Hassi Messaoud	
I-1- Situation géographique du champ hmd	3
I-2- Structure du champ	3
I-3- Stratigraphie	4
I-4- Historique de développement du gisement	5
I-4-1-Phases de développement	5
I-4-2-Mécanismes de drainage	5
I-5- Propriétés des réservoirs et conditions initiales	6
Chapitre II : Présentation de la cellule d'étude GZ15_B	
II-1- Introduction	7
II-2- Structure	7
II-3- Stratigraphie	8
II-4- Historique de développement et de production	9
II-5- Caractéristiques du réservoir	11
Chapitre III : Estimation des réserves par la méthode volumétrique	
III-1-Principe de la méthode volumétrique	12
III-2 - Application sur la cellule d'étude	12
III-2-1- Préparation des données	12
III-2-2- Résultats de calcul des propriétés du réservoir	12
III-2-3- Résultats de calcul des réserves	17
Chapitre IV : Estimation des réserves par calcul bilan matière	
IV-1- Introduction	19
IV-2- Principe	19
IV-3- Hypothèses pour l'établissement de l'équation de bilan matière	19
IV-4- La forme générale de l'équation bilan matière	20
IV-5- Cas de drainage d'un réservoir fermé	21
IV-6- Validation des données de production et pression	21
IV-7- Correction des données de production de gaz	21
IV-8- Application sur la cellule d'étude	22
IV-8-1- Préparation des données	22
IV-8-2- Application du bilan matière par le software MBAL	26
IV-8-3- Résultats	27

Chapitre V : Etude de l'efficacité d'injection

V-1- Principe	29
V-2- Facteur influençant sur l'efficacité d'injection	29
V-3- Configuration d'injection	29
V-3-1-Dispositions des puits injecteurs	29
V-3-2-La différence entre injection de gaz et d'eau	30
V-3-3-modes d'injection	30
V-4- Le facteur de récupération total (efficacité) RF	31
V-4-1-Efficacité de déplacement	31
V-4-2-Efficacité surfacique	33
V-4-3-Efficacité de déplacement vertical	35
V-5-Application sur la cellule d'injection GZ15_B	35
V-5-1-Efficacité vertical	35
V-5-2-Efficacité surfacique	36
V-5-3-Efficacité de déplacement	38
V-5-4-Calcul de facteur de récupération total a la percée	39
V-5-5-Résultats de calcul après la percée	39

Chapitre VI : Analyse des performances

VI-1- Introduction	40
VI-2- Première scénario	40
VI-2-1-Calage du modèle	40
VI-2-2-Paramètres de prédiction	41
VI-2-3-Résultats de prédiction	41
VI-3- Deuxième scénario	42
VI-3-1-Performance d'injection	42
VI-3-2-Indice de drainage	43
VI-3-3-Paramètres de prédiction	44
VI-3-4-Résultats	44
VI-4- Troisième scénario	45
VI-4-1-Paramètres de prédiction	45
VI-4-2-Résultats de prédiction	45

Conclusion générale 46

Recommandations 47

Références bibliographique 48

Annexe A

Annexe B

Annexe C

Liste des figures

Liste des tableaux
Liste des abréviations

Liste des tableaux

Tableau II.1 Répartition de la production dans la cellule	10
Tableau II.2 Caractéristiques petro physiques du puits MD08	11
Tableau III.3 Résultats d'estimation des réserves	17
Tableau IV.4 Paramètres de réservoirs	23
Tableau IV.5 Résultats d'application de la méthode de Muskat	26
Tableau V.6 Caractéristiques pétro-physique moyenne et E_v des drains principaux	35
Tableau V.7 Résultats de calcul de E_s et E_d après la percée	39
Tableau VI.8 Paramètres de prédiction - Cas déplétion naturel -	41
Tableau VI.9 Paramètres de prédiction - Cas production avec injection -	44
Tableau VI.10 Paramètres de prédiction - Cas ajout du nombre des puits producteurs-	45

Liste des figures

Figure I.1	: Situation du gisement de Hassi Messaoud	3
Figure I.2	: Structure a la discordance hercynienne	4
Figure I.3	: Subdivisions du gisement de Hassi Messaoud	4
Figure II.1	: Implantation des puits dans la cellule GZ15_B	7
Figure II.1	: Caractérisation dynamique des failles	8
Figure II.2	: Carte 3D des drains de la zone 15	8
Figure II.3	: Carte 3D des drains de la cellule GZ15_B	9
Figure II.4	: Développement du nombre de puits	9
Figure III.5	: Subdivision des drains en strates	12
Figure III.6	: Upscaling logs Porosité	13
Figure III.7	: Carte iso porosité	13
Figure III.8	: Histogramme de porosité	13
Figure III.9	: Upscaling logs saturation en eau	14
Figure III.10	: Carte iso saturation en eau	14
Figure III.11	: Histogramme de saturation en eau	14
Figure III.12	: Upscaling logs perméabilité	15
Figure III.13	: Carte iso perméabilité	15
Figure III.14	: Histogramme de perméabilité	15
Figure III.15	: Carte iso épaisseur	16
Figure III.16	: Carte isobath du toit de réservoir	16
Figure III.17	: Secteur de répartition des réserves	17
Figure IV.1	: Changement des volumes dans le bilan matière	19
Figure IV.2	: Evolution Rs et Bo en fonction de la pression	23
Figure IV.3	: Evolution de pression du gisement PFS en fonction du temps	24
Figure IV.4	: Evolution de pression du fond PFD en fonction du temps	24
Figure IV.5	: Perméabilités relative huile-gaz en fonction de saturation de gaz	25
Figure IV.6	: Rapport des perméabilités relatives en fonction de saturation de gaz	25
Figure IV.7	: Interface du modèle dans le software MBAL	26
Figure IV.8	: Calage du modèle par la méthode Analytique	27
Figure V.18	: Es en fonction de M	35
Figure V.19	: Variation de viscosité en fonction de pression	36
Figure V.20	: Débit fractionnaire et son dérivé en fonction de saturation de gaz	37
Figure VI.21	: Interface du modèle dans l'MBAL	40
Figure VI.22	: Calage du modèle par la méthode analytique	40
Figure VI.23	: Résultats de prédiction de pression et production	41
Figure VI.24	: Evolution de HCPVI en fonction de récupération	42
Figure VI.25	: Evolution de pression et VRR en fonction du temps	43
Figure VI.26	: Evolution de mécanisme de drainage en fonction du temps	43
Figure VI.27	: Les graphes des performances de l'interzone GZ15_B	44
Figure VI.28	: Résultats de prédiction de pression production et injection	45

Liste des symboles et abréviations

A	: section de balayage
B_o	: facteur volumétrique d'huile
B_g	: facteur volumétrique de gaz
B_w	: facteur volumétrique d'eau
bt	: break throw
C_w	: compressibilité d'eau
C_f	: compressibilité de formation
C_g	: compressibilité du gaz
f_w	: débit fractionnaire d'eau
f_g	: débit fractionnaire de gaz
G_{inj}	: cumulée de gaz injecté
GOR	: gas oil ration
H_u	: hauteur des hydrocarbures
H_t	: hauteur total
K	: perméabilité absolue
K_{rg}	: perméabilité relative de gaz
K_{ro}	: perméabilité relative de l'huile
L	: distance
m	: La taille originale de gaz cap par rapport à la zone pétrolière
M	: rapport de mobilité
N	: réserves d'huile
N_p	: production cumulative d'huile
P	: pression
P_b	: pression de bulle
PFS	: pression de fond statique
PFD	: pression de fond dynamique
q	: débit
q_t	: débit total
RF	: facteur de récupération
R_p	: GOR de production
R_s	: GOR de solution
S_w	: saturation d'eau
S_o	: saturation d'huile
S_g	: saturation de gaz
U_o	: viscosité d'huile
U_g	: viscosité de gaz
V_R	: volume de la roche
V_p	: volume des pores
W_e	: cumulée d'eau d'aquifère
W_p	: cumulée d'eau produit
α	: angle de pendage
\emptyset	: la porosité
ρ	: masse volumique
λ	: mobilité du fluide

Introduction générale

Afin de pouvoir faire un bon suivi du gisement, l'analyse des performances est nécessaire et consiste à :

- l'enregistrement continu de tous les paramètres (pression de gisement, production mensuelle et annuelle, etc...) et leur évolution dans le temps ;
- la modélisation du réservoir ;
- le calcul des réserves initiales en place, et les réserves récupérables en suivant la production annuelle du gisement en fonction de l'évolution de pression de gisement et certains paramètres ;
- l'évaluation des mécanismes de drainage naturelle et artificielle.

Dans notre travail on a appliqué l'analyse des performances sur une cellule des zones (14-15) dans le champ Hassi Messaoud. Cette cellule est soumise à l'injection de gaz.

Puis on a exploité les résultats de l'analyse des performances pour :

- ❖ Comparer le scénario d'exploitation actuel avec un scénario d'exploitation imaginaire (exploitation sans injection de gaz) ;
- ❖ prédire les performances futures du réservoir.

Le présent travail est structuré en six chapitres suivi d'une conclusion générale et recommandation.

On a représenté le champ HMD et la cellule d'étude (l'interzone GZ15_B). Ensuite on a exposé l'étude géologique pour bien identifier la forme structurale, les réserves d'huile et les chemins d'écoulement des fluides injectés. On a utilisé le software **PETREL** version 2014.1 dans cette étude.

Pour estimer les réserves récupérables on a appliqué la méthode bilan matière en se basant sur les données de production, d'injection, de pression et PVT des puits de la zone, utilisant le logiciel de simulation **MBAL** version 10.5.

Dans le cinquième chapitre on a étudié l'efficacité d'injection en terme de taux de récupération sur deux échelles :

- ★ échelle microscopique : basée sur la théorie de **Buckley et Leverett (1942)**
- ★ échelle macroscopique : basée sur la théorie de **Muskat (1946)** et la méthode de **Stiles**.

Le taux de récupération total est la combinaison de ces deux études.

Dans le sixième chapitre on a fait des calculs selon trois scénarios différents, un scénario réel et deux scénarios imaginaires (sans injection, ajout des puits producteurs), et on a prédit les performances futures de réservoir dans les trois cas.

I-1-Situation géographique du champ :

Le gisement géant d'huile légère de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage MD1 qui a traversé les réservoirs de grès du Cambro-ordovicien à 3 337 mètres de profondeur. Le gisement, de dimensions 40 x 40 km, est situé dans le Sahara algérien, à 800 km au sud d'Alger [4].

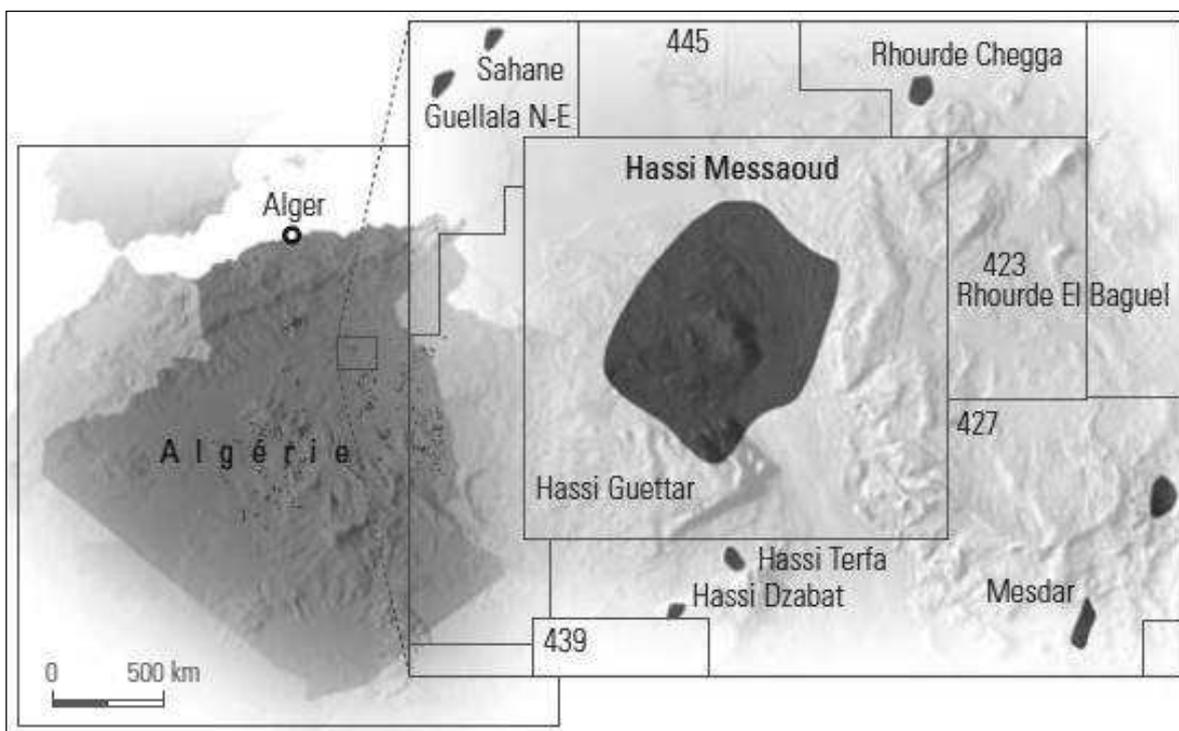


Figure I.1 : Situation du gisement de Hassi Messaoud [4]

I-2-Structure du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud présente une structure en dôme anticlinal (Figure I.2), Largement héritée de la phase orogénique hercynienne dont le paroxysme s'est produit à la fin du Paléozoïque. Le pendage structural, de l'ordre de 4° , atteint localement 10° . Le gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles régionales de direction principale Nord est – sud ouest à Nord nord est – sud sud ouest, et par des réseaux complexes de petite échelle, perpendiculaires et parallèles au réseau principal.

Le gisement est subdivisé en unités dynamiques (Figure I.3) appelées « zones de production », avec des puits dont les pressions sont similaires, séparées par des zones de failles majeures appelées « interzones ». Les « hors-zones » correspondent à des secteurs de passage de failles situées sur les flancs du gisement.

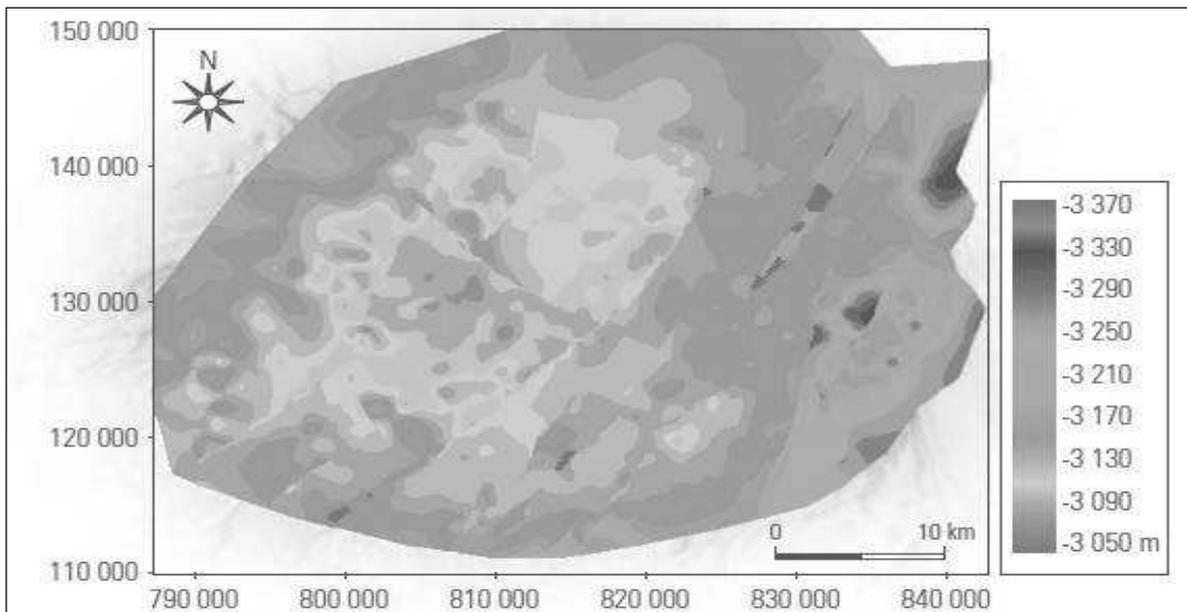


Figure I.2 : Structure à la discordance hercynienne [4]

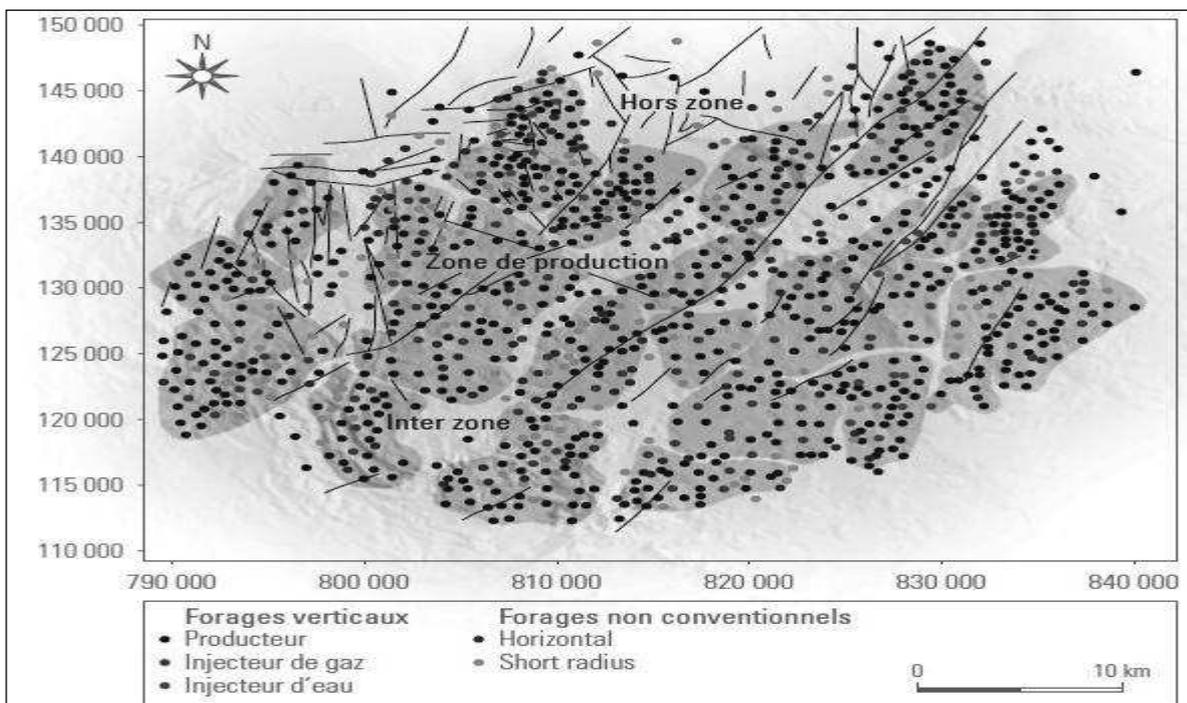


Figure I.3 : Subdivisions du gisement de Hassi Messaoud [4]

I-3-Stratigraphie :

La séquence stratigraphique du Cambro-ordovicien du gisement de Hassi Messaoud consiste en une série silico-clastique qui repose en discordance sur un socle métamorphique et éruptif. Elle est composée de bas en haut par les niveaux décrits après.

Le Cambrien est subdivisé en trois unités :

- R3 : grés argileux peu consolidés, Hauteur = 300 m, inexploitable à cause de ses faibles propriétés matricielles et situation en dessous du plan d'eau.
- R2 : de grés grossiers relativement argileux, exploitable en position haute, Hauteur = 40 m, présente les meilleures propriétés matricielles sur sa partie.
- Ra : réservoir principal, Hauteur = 100 m (est) à 130 m (ouest), composé de deux unités : Ra inférieur épais de 70 à 95 mètres est constitué par des grés moyens à grossiers et le Ra supérieur composé de 40 à 60 mètres de grés relativement fins.

L'Ordovicien est subdivisé en cinq unités :

- _ Ri : Hauteur = 45 à 50 m, composé de 3 unités,
- _ Une séquence d'alternance d'argile d'El Gassi et les grés d'El Atchane Hauteur = 100 m.
- _ Les quartzites de Hamra composent de grés quartzitiques fins et compacts.

I-4-Historique de développement du gisement :

La production d'huile du gisement de Hassi Messaoud, démarrée en 1958, a connu une augmentation quasi constante de l'ordre de 2,5 MM de m³ par an jusqu'en 1973, suivie par une période de stabilisation de la production à 30 MM de m³ par an en moyenne jusqu'en 1983, puis par un déclin jusqu'à un plateau de 22 MM de m³ par an accompagné d'une augmentation constante du GOR.

I-4-1 Phases de développement :

- 1958-2000 : développement des zones de production par mille forages verticaux (80 % des puits verticaux du gisement, dont 14 % sont injecteurs).
- depuis 1997 : développement des zones complexes (R2 supérieur) par forages non conventionnels, Plus de cent puits verticaux inexploitable ont été repris en short radius. Les « shorts radius » représentent 11.4 % de la production journalière du gisement et 6 % de la production cumulée entre 1997 et 2005. Le débit individuel moyen des puits horizontaux est de 8 m³/h. Les indices de productivité individuels des puits horizontaux sont jusqu'à huit fois supérieurs à ceux des forages verticaux du même secteur. Les forages horizontaux concernent les zones structurellement complexes à très haut degré d'hétérogénéité (« inter-zones » et « hors-zones »),

I-4-2 Mécanismes de drainage :

- ❖ La déplétion naturelle : (1958-1963), 44 MM stm³ d'huile ont été produits à partir de 144 puits verticaux.
- ❖ L'injection de gaz : Les zones soumises à l'injection de gaz contiennent 52 % des réserves d'huile initiale en place. L'injection de gaz a soutenu 67 % de la production cumulée d'huile.

- ❖ L'injection d'eau : Le processus d'injection d'eau concerne actuellement 15 % de l'huile en place il a soutenu 26 % du volume d'huile produit.

I-5- Propriétés des réservoirs et conditions initiales :

- ★ Les valeurs de perméabilité varient de 0,1 à plus de 100 milli darcy. Les porosités sont comprises entre 4 et 12 %.
- ★ Contact huile eau : -3 380 m
- ★ Cote de référence : -3 200 m
- ★ Température : 120 °C
- ★ Pression de gisement : 482 kg/cm²
- ★ Pression de bulle: varie de 200 kg/cm² à l'ouest jusqu'à 140 kg/cm² à l'est.
- ★ Pression de miscibilité : 245 à 270 kg/cm². [4]

II-1-Introduction :

L'exploration de la cellule GZ15_B a commencé en 1959 par le forage MD08 de profondeur total de 3505 m, la cellule fait partie des deux zones 14 et 15 prenant 80 % de la zone 15 et 20% restant appartient à la zone 14, La zone 15 est située à l'est du champ HMD de surface total 31 km² (d'après OFM) limitée au nord par la zone 12, au sud par la zone 16, à l'est par la zone 14, à l'ouest par la zone 13S.

23 puits ont été forés : MD08, MD8TER, MD103, MD114, MD127, MD130, MD207, MD230, MD283, MD409 ; MD412 ; MD413 ; MD419 ; MD429 ; MD459 ; MD494 ; MD513 ; MD525 ; MD68 ; MD74 ; MD76 ; ONM20, Les principaux mécanismes de drainage sont le drainage naturel et l'injection de gaz (commencé en 1982).

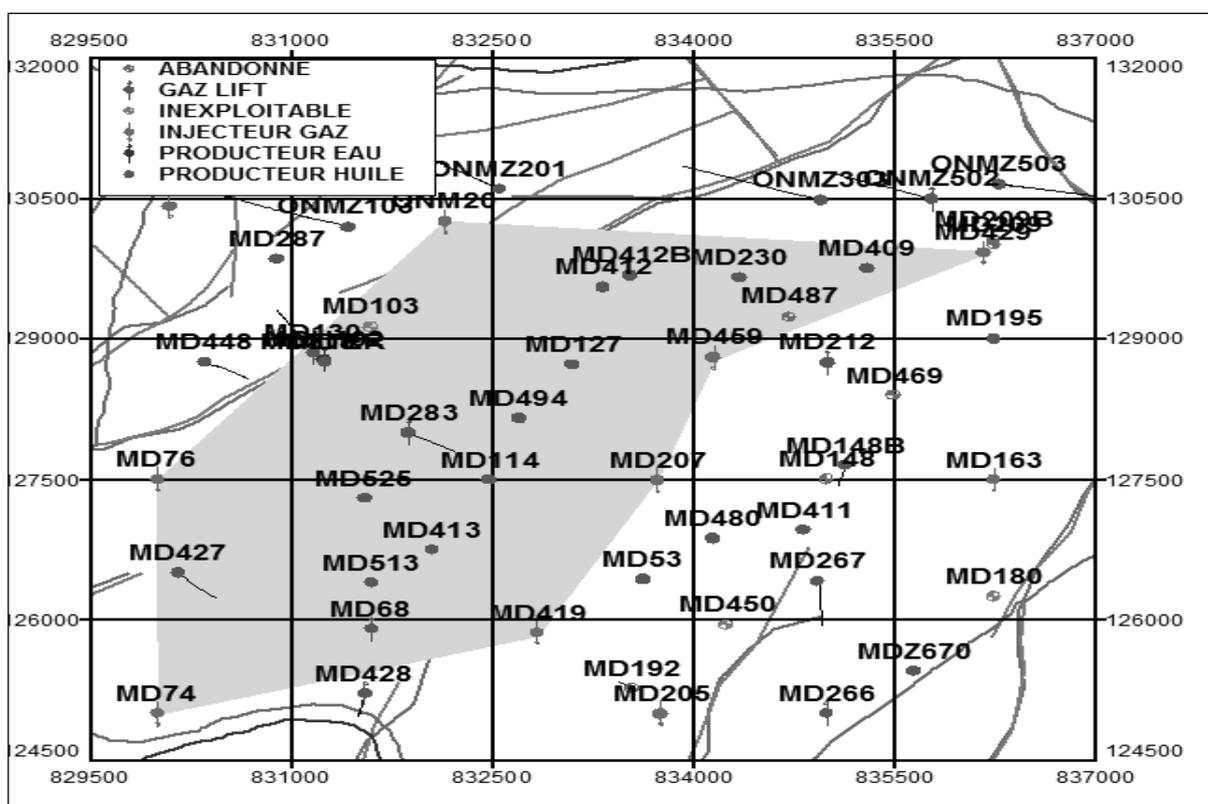


Figure II.1 : Implantation des puits dans la cellule GZ15_B

II-2-Structure :

Les zones 14, 15 et 16 sont isolées des zones 12, 13 et 17 par deux failles principales :

- ★ une faille d'orientation Nord-sud qui est à l'ouest des zones 15 et 16;
- ★ une faille d'orientation ouest-est au nord de la zone 15.

Ces failles constituent les limites des zones 15 et 16 au nord et à l'ouest, A l'est la limite correspond à la disparition du réservoir [5].

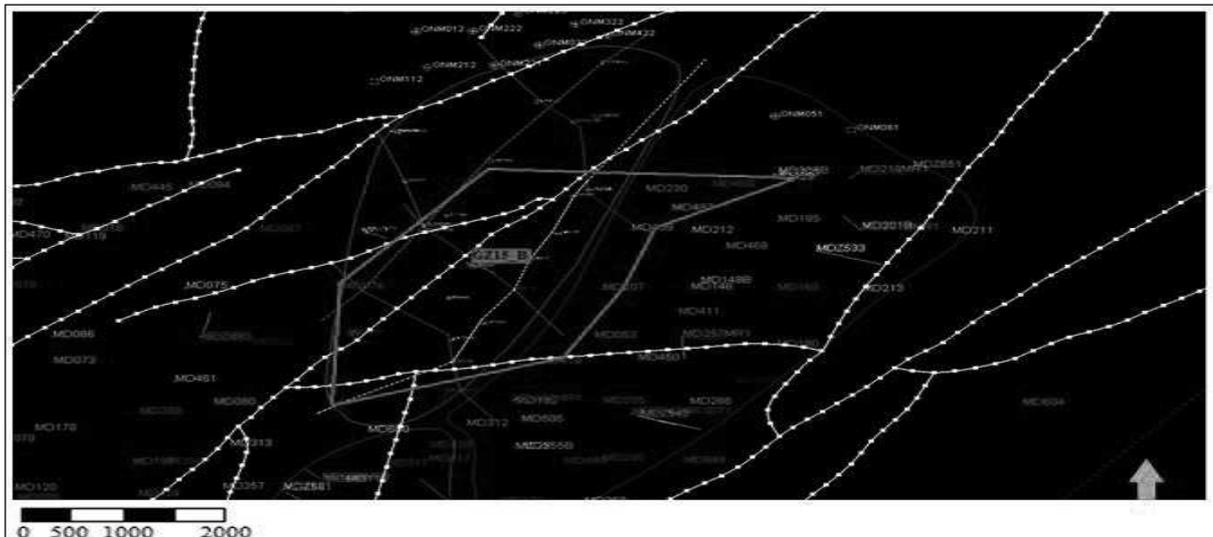


Figure II.2 : Caractérisation dynamique des failles

II-3-Stratigraphie :

D'après les résultats d'interprétation des diagaphies et de carottage des puits forés, on peut simuler des cartes 3D représentant la stratigraphie des drains dans la zone 15 et la cellule GZ15_B utilisant le software PETREL.

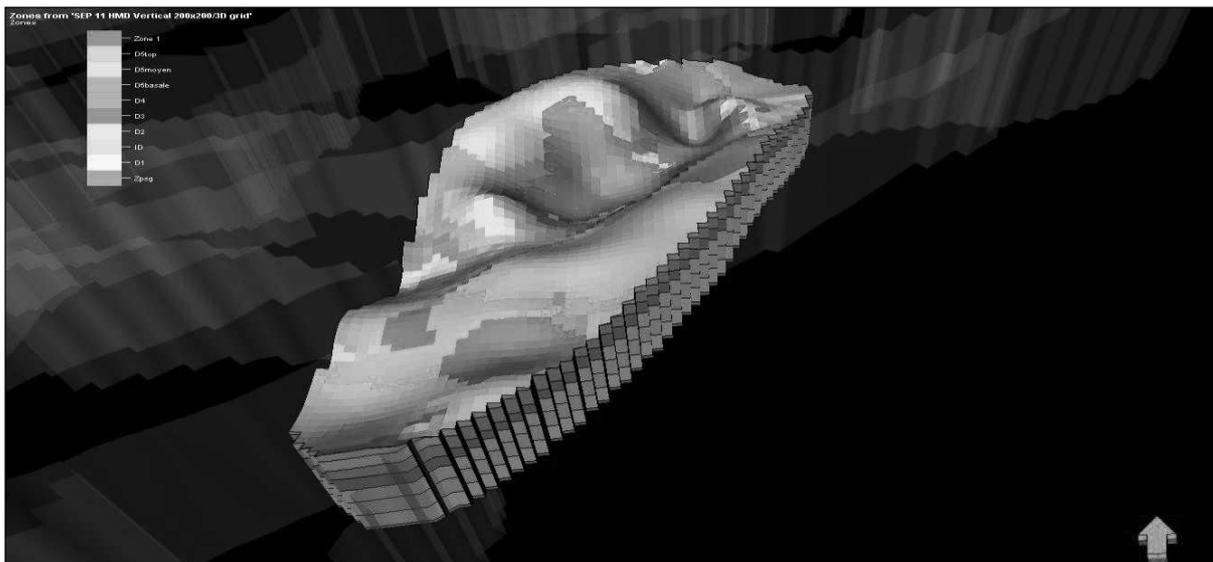


Figure II.3 : Carte 3D des drains de la zone 15

La zone se trouve en bordure Est de l'anticlinal qui constitue le gisement, dans une région structurellement basse, où les deux réservoirs inférieurs se situent en-dessous du contact huile-eau. Le R2 alors est un aquifère sur la presque totalité de la zone et la description du réservoir s'est limitée au R1. Le R1 se subdivise en deux réservoirs : Risométrique et Ra, ces deux réservoirs sont présents sur une majeure partie de la zone. Cependant, le Riso est progressivement érodé de l'Est en Ouest alors que le Ra, du fait que la structure descend,

disparaît à l'Est. Les épaisseurs sont de 40 m environ pour le Risométrique quand il existe et est complet et de 100 m environ pour le Ra.

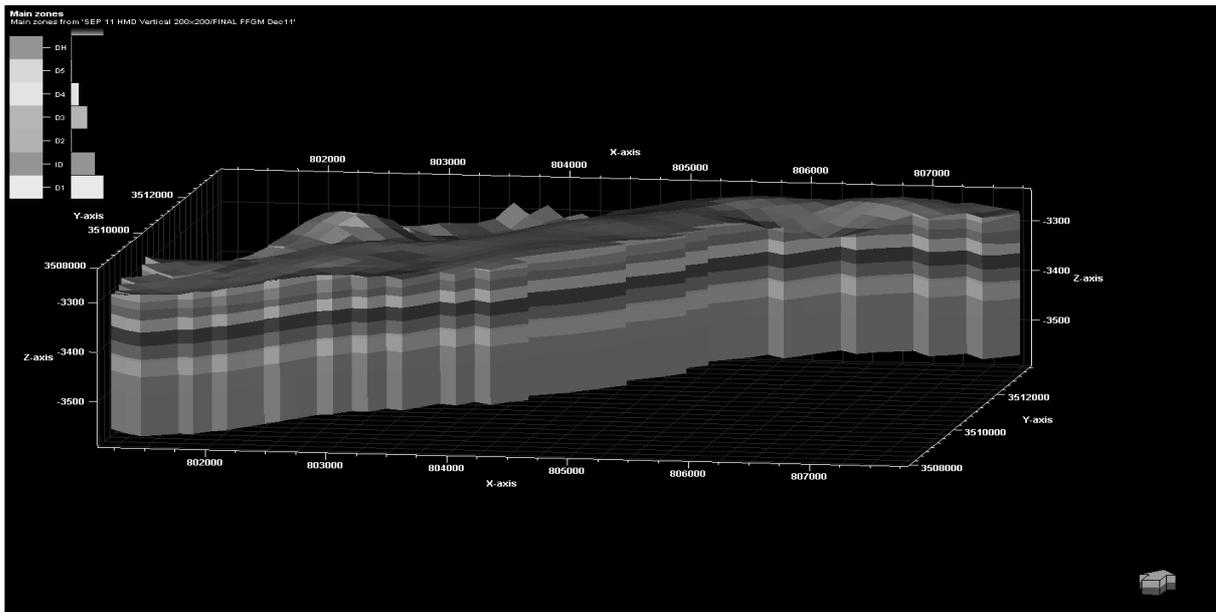


Figure II.4: Carte 3D des drains de la cellule GZ15_B

II.4- Historique de développement et de production :

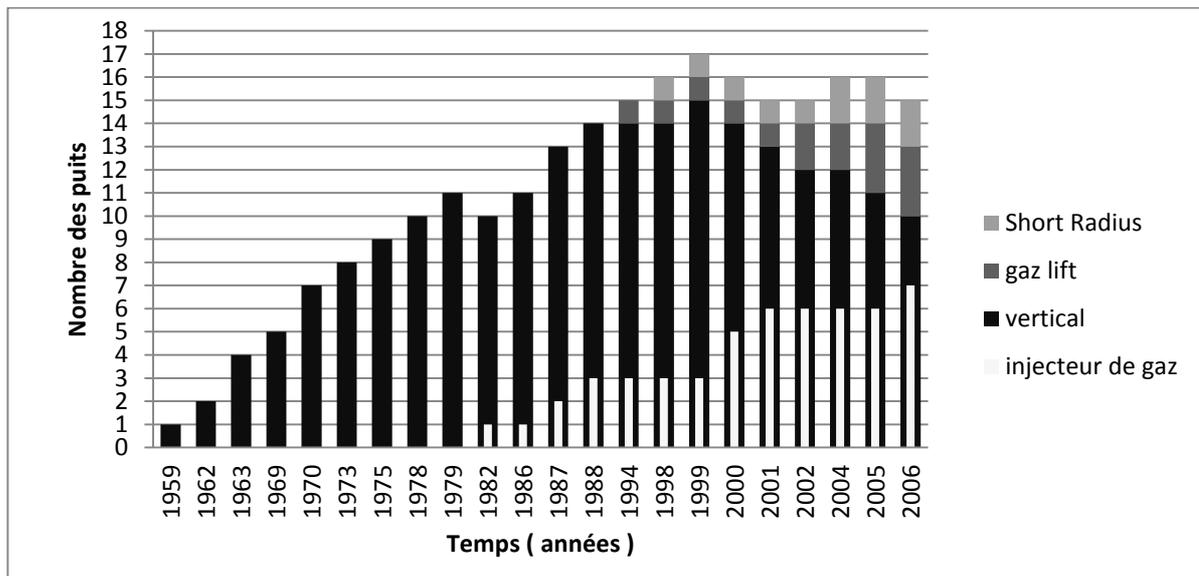


Figure II.5 : Développement du nombre de puits

En ce qui concerne la cellule étudiée, le nombre de puits a évolué entre 1959 et 1979 avec un accroissement presque constant à raison de un à deux (1-2) puits par an et qui était tous des puits conventionnels verticaux et producteurs. Tandis qu'à partir de 1982 une légère régression est constatée coïncidant avec la mise en service du premier injecteur de gaz dans la zone. Suivi d'une seconde période allant de 1982 à 1988 représentant le rétablissement du

même accroissement du nombre de puits producteurs verticaux (1 à 2 puits/an) conjointement avec l'injection de gaz qui semble progresser par palier de 2 ans.

Durant la 3ème période allant de 1994 à 2006, on assiste à partir de 1994 puis en 1998 à l'introduction respectivement des puits en gaz lift et d'anciens puits repris en short Radius marquant ainsi un décroissement presque constant du nombre de puits verticaux qui presque compensé par l'augmentation des puits gaz lift et puits en short Radius. Avec une évolution des injecteurs de gaz sur deux paliers de 3 à 4 ans regroupant 3 à 6 puits injecteurs de gaz respectivement.

Tableau II.1 Répartition de la production dans la cellule

puits	cumule au 15-12-2013 (m ³ st)	pourcentage de la production (%)
MD08	2 990 000	8.56
MD8TER	163 346	0.47
MD103	1 829	0.01
MD114	1 640 000	4.70
MD127	16 700 000	47.82
MD130	819 931	2.35
MD207	673 983	1.93
MD230	1 800 000	5.15
MD283	33 097	0.09
MD409	2 080 000	5.96
MD412	1 726 660	4.94
MD413	1 280 000	3.67
MD419	308 800	0.88
MD429	63 220	0.18
MD459	518 678	1.49
MD494	257 177	0.74
MD513	393 618	1.13
MD525	279 598	0.80
MD68	2 890 000	8.28
MD74	216 676	0.62
MD76	84 490	0.24
ONM20	803	0.00
TOTAL	34 921 906	

Commentaire :

Il est remarqué que presque 48% de la production de la zone revient à MD127 à lui seul (soit 47.85%) suivi par MD08 et MD68 avoisinant les 9% chacun et totalisant un pourcentage de l'ordre de 17% environ les deux ensemble (soit 8.56% et 8.28% respectivement) vient ensuite en 3eme position 4 autres puits (MD114 ; MD230 ; MD409 et MD412 avec 5% environ chacun soit respectivement (4.70% ; 5.15% ; 5.96% ; et 4.94%) faisant alors 20% ensemble. il en résulte en fin de calcul que les 15 puits restants constituent ensemble les 10% environ de la production pour clôturer les 100% avec une participation individuelle variant entre 0.01% et 3.67%.

I-5- Caractéristiques du réservoir :

Tableau II.2 Caractéristiques petro physiques du puits MD08

Porosité (%)	Saturation d'eau (%)	Perméabilité (md)	Hauteur total (m)	Hauteur utile (m)
8.5	25	67	205.2	142.2

- ★ Pression de gisement initial $P_G = 483 \text{ kg/cm}^2$
- ★ Pression de bulle $P_b = 193 \text{ kg/cm}^2$
- ★ GOR initial = $228 \text{ sm}^3/\text{m}^3$
- ★ Facteur volumétrique d'huile initial $B_{oi} = 1.72 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- ★ Volume d'huile initial en place : 163.38 Million standard m^3

III-1 - Principe de la méthode volumétrique :

La méthode volumétrique consiste à calculer le volume d'huile en place statique à partir des données géologiques et pétrophysiques du réservoir. Cette méthode est basée sur la loi suivante :

$$N = V_R \cdot \frac{H_u}{H_t} \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w) \cdot \frac{1}{B_o} \quad (3.1)$$

N = réserves d'huile [standard m^3]

V_R = volume de la roche [m^3]

H_u = hauteur des hydrocarbures [m]

H_t = hauteur total [m]

\emptyset = la porosité [fraction]

S_w = saturation d'eau [fraction]

B_o = facteur volumétrique d'huile [m^3/stm^3]

III-2 - Application sur la cellule d'étude :

III-2 -1-Préparation des données :

On a utilisés résultats de carottage et les interprétations de diagraphies des puits de la cellule d'étude (annexeA) et on a utilisé le software PETREL (annexeB) pour calculer les caractéristiques moyennes et les volumes on place.

★ laying :

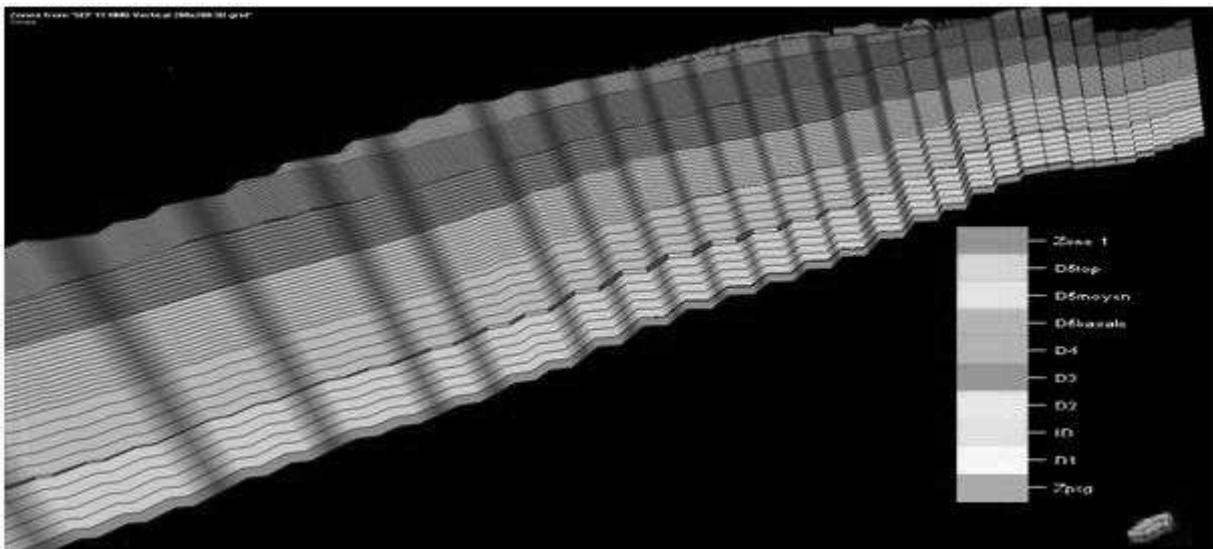


Figure III.1 : *Subdivision des drains en strates*

III-2 - 2-Résultats de calcul des propriétés du réservoir:

On à des mesures de diagraphie chaque 0.25 mètre, par l'expérience des géologues on détermine les zones non réservoir par le cat off.

- **La porosité** : le cat off de porosité est de 0.03 [m³/m³], les résultats sont présentés dans les figures suivantes :

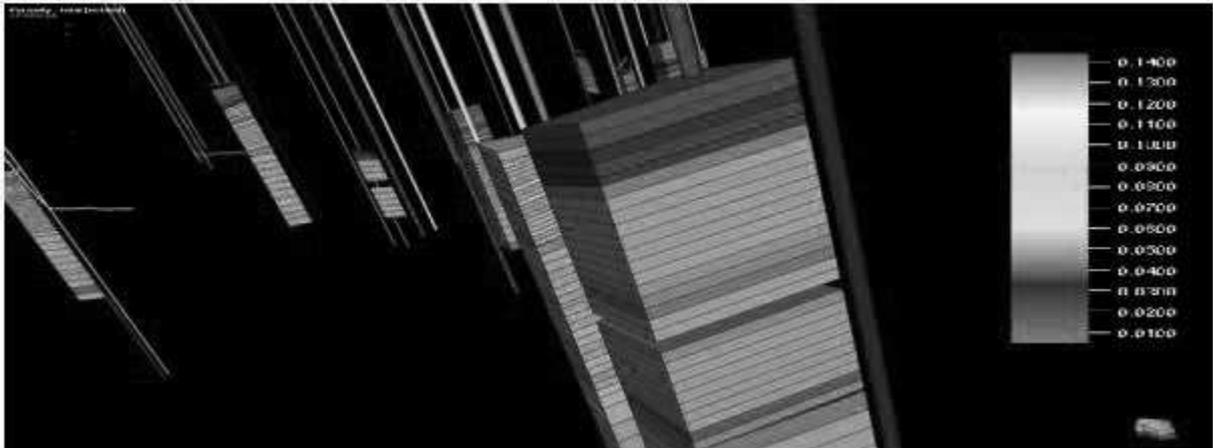


Figure III.2 : Upscaling logs Porosité

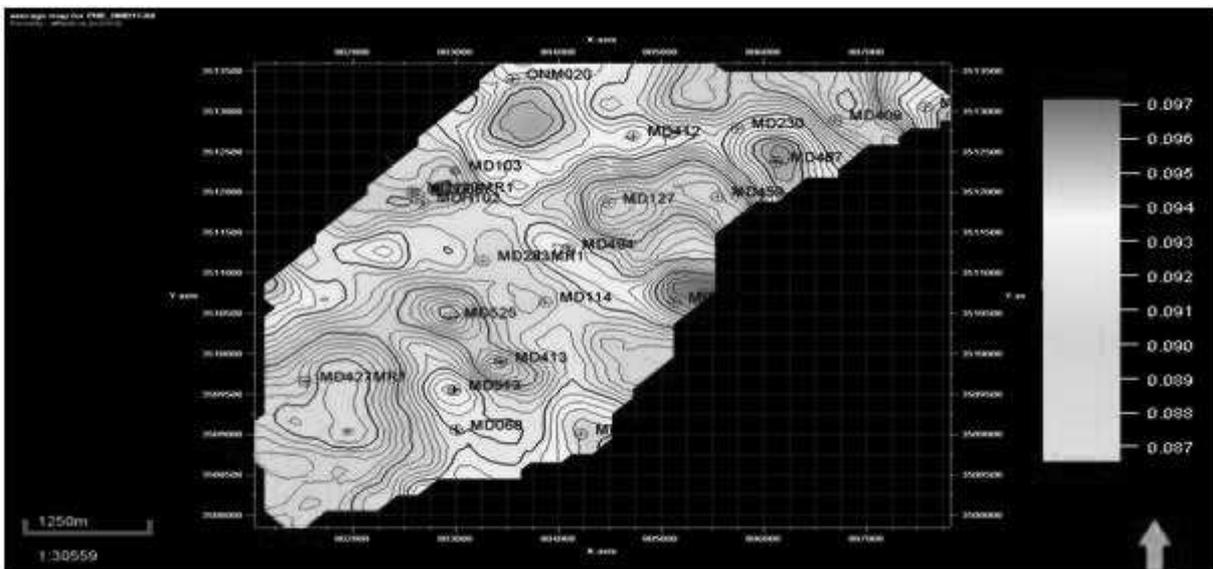


Figure III.3 : Carte iso porosité

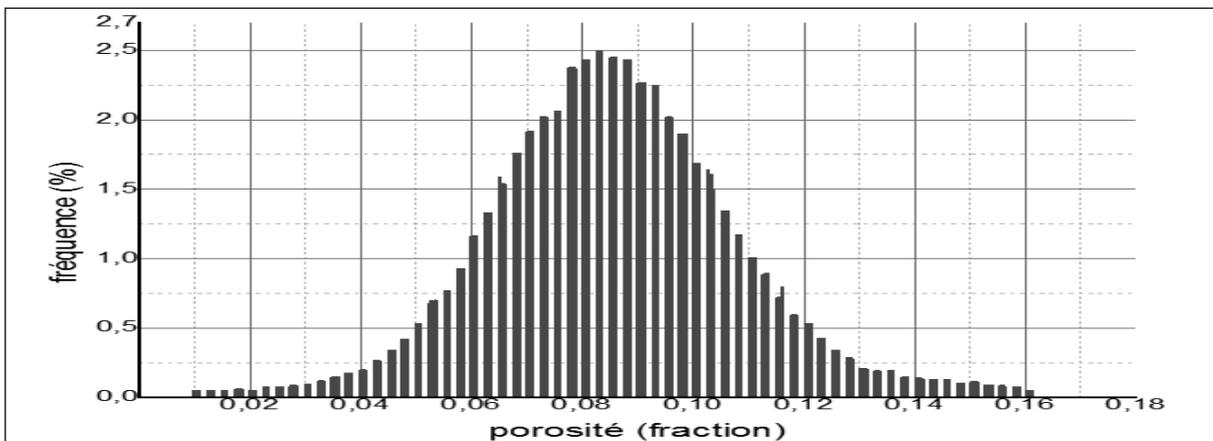


Figure III.4 : Histogramme de porosité

- **La saturation** : le plan d'eau est considéré pour une S_{wi} de 50 %.

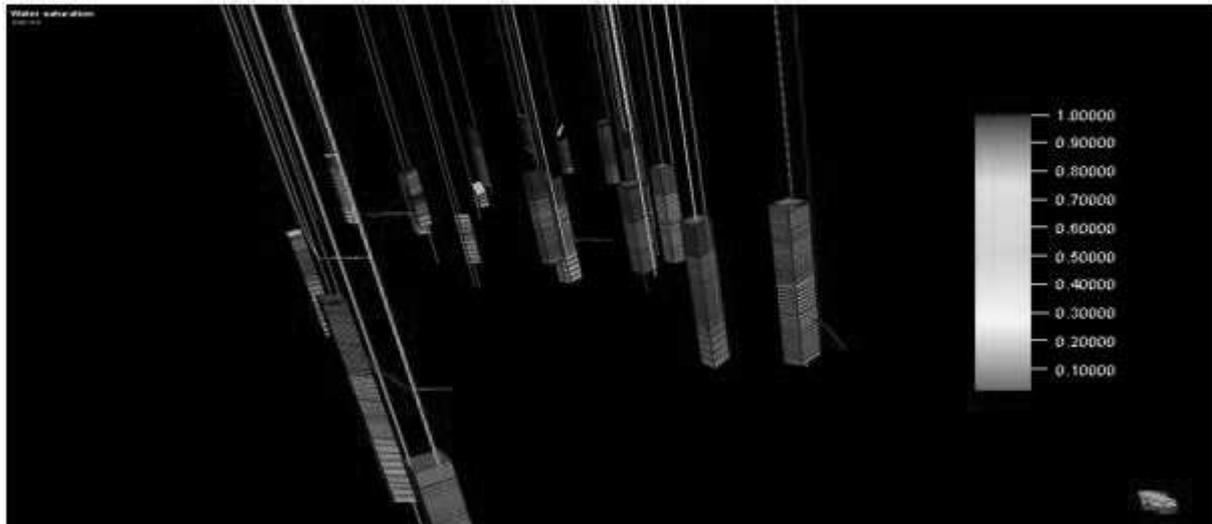


Figure III.5 : Upscaling logs saturation en eau

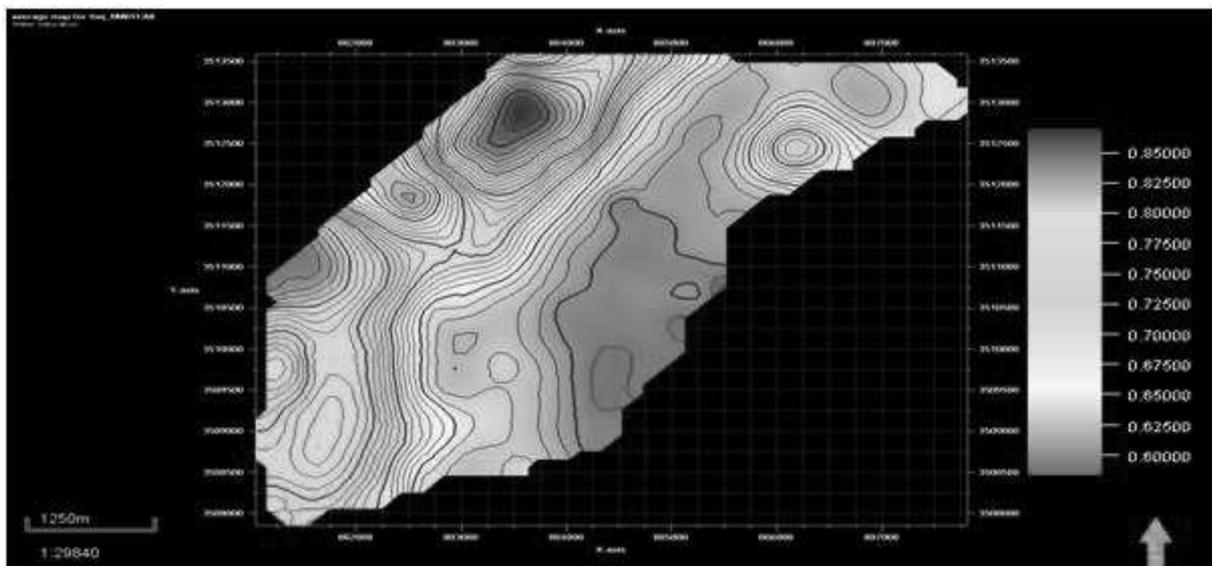


Figure III.6: Carte iso saturation en eau

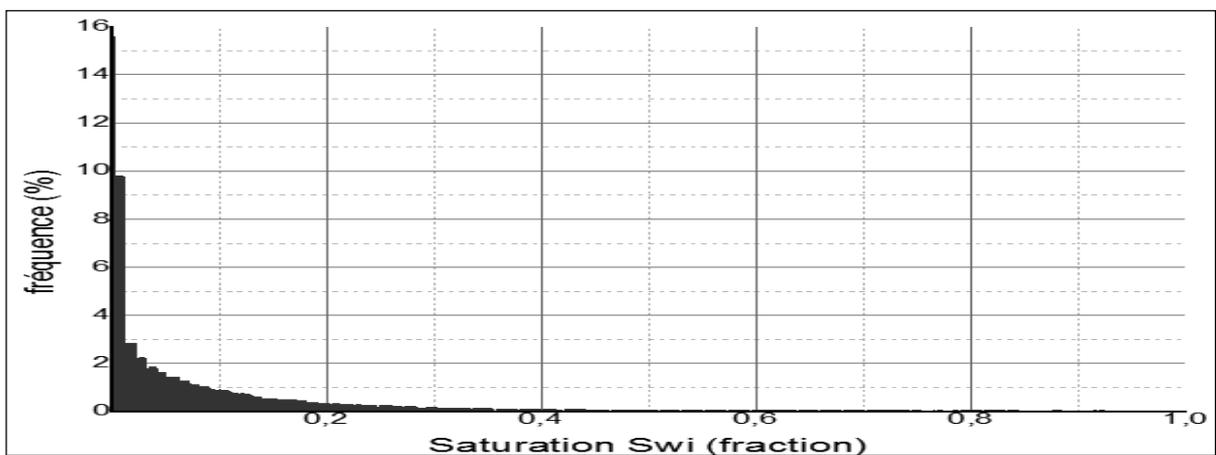


Figure III.7 : Histogramme de saturation en eau

• La perméabilité :

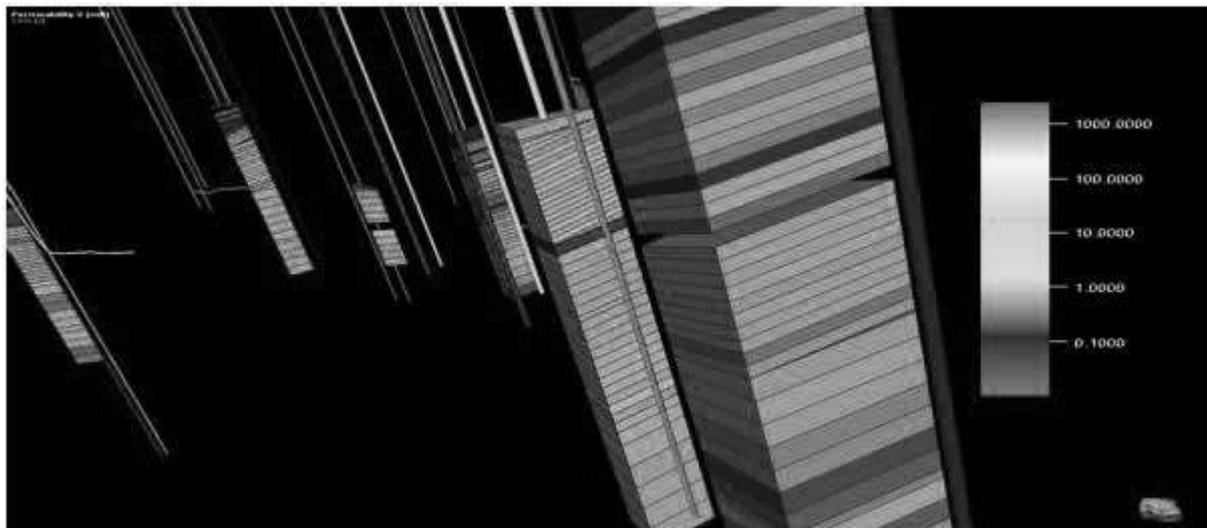


Figure III.8 : Upscaling logs perméabilité

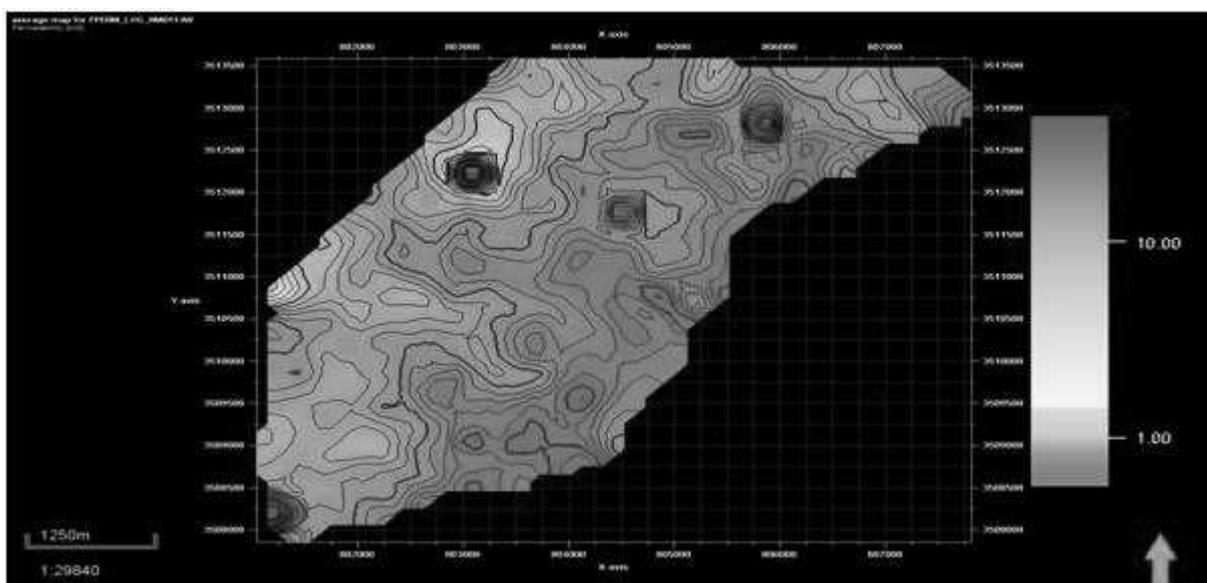


Figure III.9 : Carte iso perméabilité

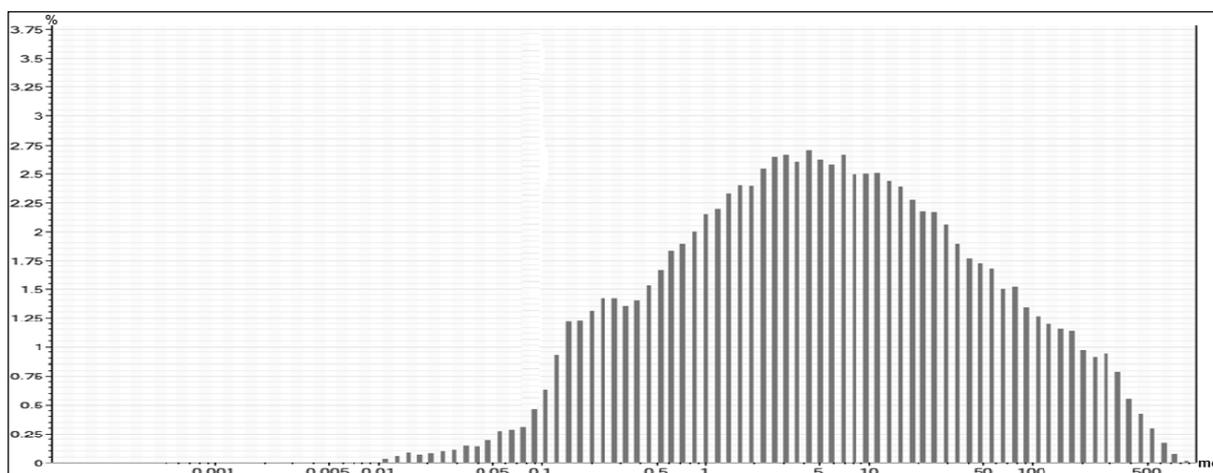


Figure III.10 : Histogramme de perméabilité

- **Net gros :**

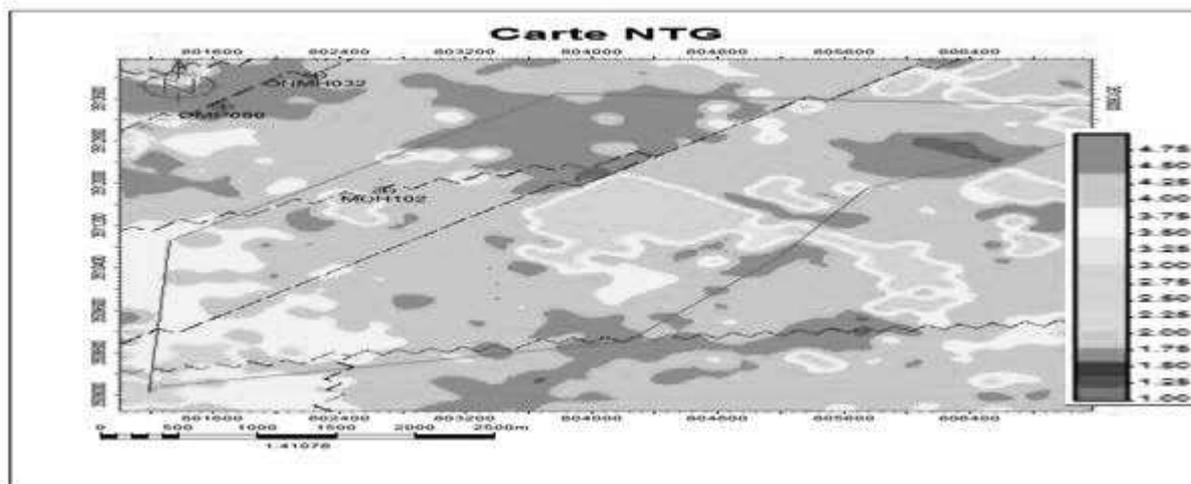


Figure III.11 : *Carte iso épaisseur*

Commentaire sur les cartes iso :

Il en découle de la carte d'iso porosité que les meilleurs et moyennes espaces poreux sont situés au milieu de la zone mis à part quelque exception tandis que les zones les plus médiocres sont situées sur les extrémités Nord-Est et Sud-Ouest de la zone.

pour ce qui est de la saturation en eau et la perméabilité il semble que la zone sur sa moitié longitudinale supérieure sur une direction Nord-Est et Sud –Ouest est largement plus saturée en eau autrement dit l'espace sud possède les meilleurs perméabilités et les plus faible saturations en eau. Contrairement à la hauteur utile qui décroît dans cet espace comparativement avec la partie Nord de la zone.

- **Isobath au toit du D5:**

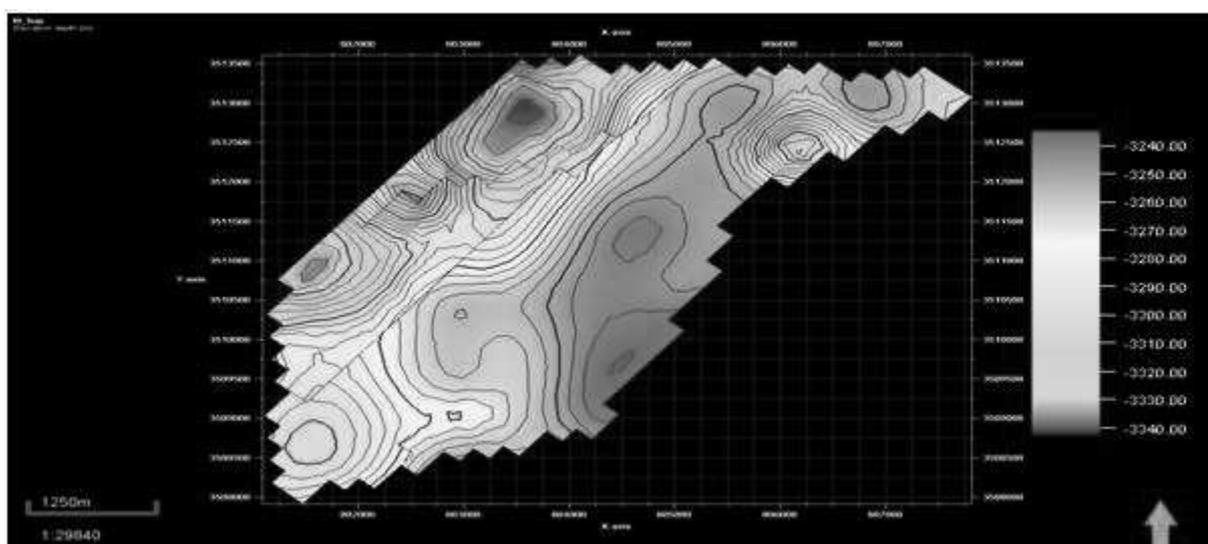


Figure III.12 : *Carte isobath du toit de réservoir*

III-2-3- résultats de calcul des réserves :

Le facteur volumétrique B_0 : on prend une valeur du facteur volumétrique à une pression moyenne actuel $P_G = 275 \text{ kg/cm}^2$ d'où $B_0 = 1.8$.

Tableau III.1 Résultats d'estimation des réserves

Drain	Bulk volume [m ³]	Pore volume [m ³]	OIIP [m ³]	STOIIP [sMm ³]
GZ15_B	2644523160	218975720	179276580	99.6
D5_sup	6536230	394080	226480	0.126
D5_moyen	102445880	7616620	5838000	3.243
D5_inférieur	290093670	21698590	19260970	10.701
D4_res	302360	9480	7630	0.0043
D3	226093630	17716720	15855110	8.809
D2	122119180	9432960	8276670	4.598
ID	538612920	44672380	40008590	22.226
D1	624524330	51455290	44158620	24.532
Z_PSG	523238040	48982350	40670800	22.595
R2	205805670	16977120	4973680	2.764

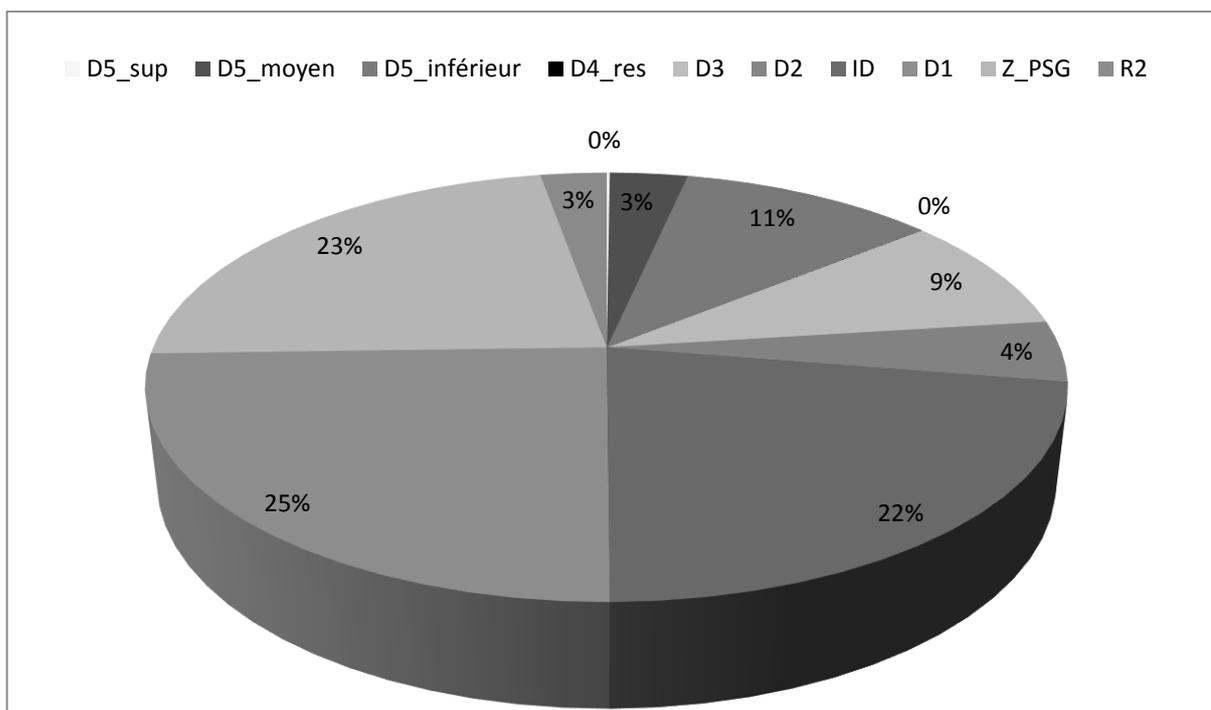


Figure III.13 : Secteur de répartition des réserves

Commentaire :

Il est nettement visible que les drains les plus importants sont aux niveaux de ID, D1, et Z-PSG ; et renferment respectivement 22.226Msm^3 soit 22 % ; 24.532Msm^3 soit 24% ; et 22.595Msm^3 soit 22%. L'ensemble de ces 3 drains adjacents contient 69 Msm^3 soit plus de 69% des réserves de la zone.

Vient ensuite le drain D5 inférieur qui occupe 10.701Msm^3 soit 10% suivi du Drain D3 avec 8.809Msm^3 soit 8%. Les 10% des réserves qui restent appartiennent aux 5 faibles drains suivants :

$D5_{\text{sup}} = 0.126\text{Msm}^3$ 0.13% ; $D5_{\text{moy}} = 3.243\text{Msm}^3$ 3% ; $D4_{\text{res}} = 0,0043\text{Msm}^3$; $D2 = 4.598\text{ Msm}^3$ et $R2 = 2.764\text{ Msm}^3$ soit 2,7%.

On conclut alors que le réservoir est prédominant presque aux bas de la zone et très faible dans sa partie supérieure.

IV-1 - Introduction :

L'équation de bilan matière (MBE) a longtemps été reconnue comme l'un des outils de base des ingénieurs de réservoirs pour interpréter et prédire la performance du réservoir.

Le MBE, lorsqu'il est correctement appliqué, peut être utilisé pour :

- ★ Estimer les volumes d'hydrocarbures initiaux en place ;
- ★ analyser et prédire les performances futures de réservoir ;
- ★ Prévoir la récupération des hydrocarbures sous différents types de mécanismes de drainage primaire.

IV-2 - Principe :

L'équation est structurée de façon à tenir un inventaire des quantités de matières entrantes, sortantes, et l'accumulation dans le réservoir. Le concept de l'équation de bilan matière a été présenté par Schilthuis en 1941. Dans sa forme la plus simple, l'équation peut être écrite sur une base volumétrique comme suivant :

Volume initial = volume restant + le volume retiré

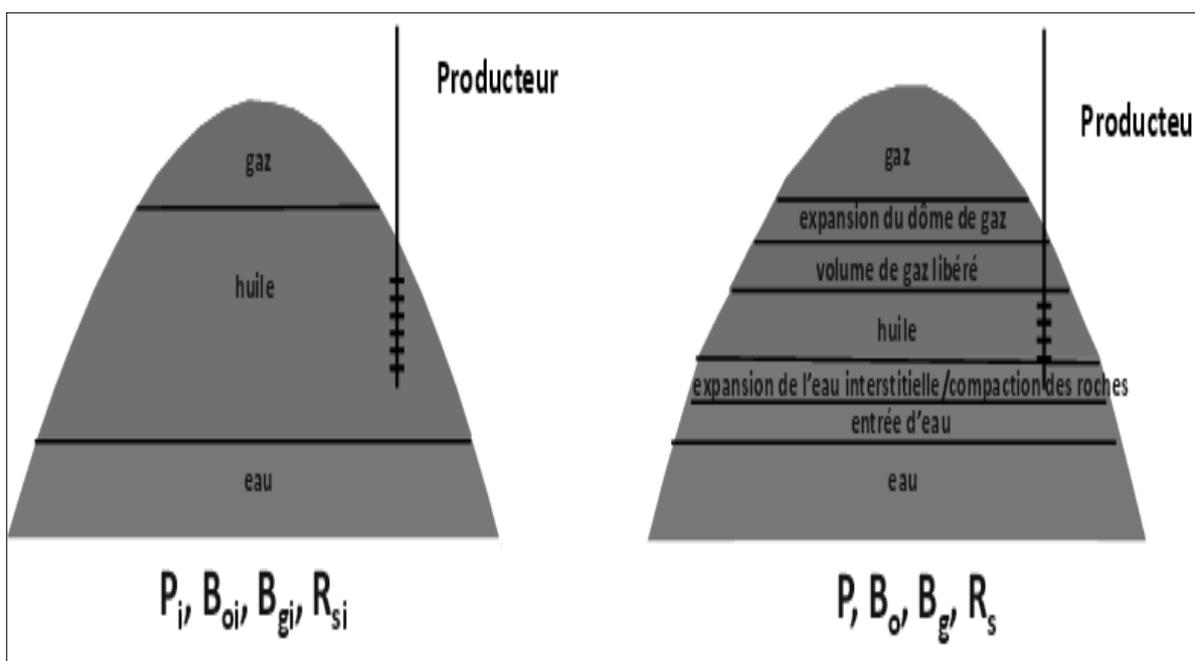


Figure IV.1 : *Changement des volumes dans le bilan matière*

IV-3 - Hypothèses pour l'établissement de l'équation de bilan matière :

Pour pouvoir établir l'équation de bilan matière il est nécessaire d'émettre les hypothèses suivantes :

- ❖ Le réservoir étant un système fermé permettant ainsi de considérer une pression moyenne sur toute l'étendue du réservoir ;

- ❖ La température du gisement est constante ou varie légèrement d'une manière négligeable;
- ❖ Le réservoir a un volume constant exceptant l'effet des compressibilités qui sont prises en compte dans l'équation;
- ❖ Les caractéristiques pétro physiques du réservoir sont considérées uniformes;
- ❖ Les données de production doivent être fiables et raccordes par à la même période du temps. Si possible, le gaz-cap et le gaz de solution produit doivent être conservés séparément.

IV-4 - La forme générale de l'équation bilan matière:

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] - (W_e - W_p B_w) - G_{inj} B_{ginj} - W_{inj} B_{winj}}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + B_{oi} (1 + m) \left[\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P} \quad (4-1)$$

Avec :

B_g = facteur volumétrique de gaz [m^3/sm^3] ;

B_o = facteur volumétrique d'huile [m^3/sm^3] ;

B_w = facteur volumétrique d'eau [m^3/sm^3] ;

R_s = GOR de solution [m^3/m^3] ;

W_e = cumulée d'eau d'aquifère [m^3] ;

W_p = cumulée d'eau produit [m^3] ;

m = La taille originale de gaz cap par rapport à la zone pétrolière [m^3/ m^3] ;

S_w = saturation d'eau [fraction] ;

C_w = compressibilité d'eau [$1/ (kg/cm^2)$] ;

C_f = compressibilité de formation [$1/ (kg/cm^2)$] ;

ΔP = différence de pression [kg/cm^2] ;

Les symboles p : quantité produit, inj : injecté, i : initial ;

Nb : pour la démonstration voir annexe C.

Il existe essentiellement trois inconnues dans l'équation : N; W_e ; m

Lors de l'élaboration d'une méthodologie pour déterminer les trois inconnues, Havlena et Odeh (1963) ont exprimé l'équation dans la forme suivante :

$$N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w = N [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g] + m N B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + N (1 + m) B_{oi} \left[\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P + W_e + W_{inj} B_w + G_{inj} B_{ginj} \quad (4-2)$$

IV-5 - Cas de drainage d'un réservoir fermé :

De la pression initiale P_i , à la pression de bulle, la pression décline rapidement avec la production cumulée. Supposons que $m = 0$ (pas de gaz cap initial), Le drainage s'effectue alors par expansion monophasique de l'huile contenue dans le milieu poreux et par compaction de ce dernier. D'où on a besoin de calculé la compressibilité équivalente C_e :

$$C_e = C_o + C_w \frac{S_{wi}}{S_o} + \frac{C_f}{S_o} \quad (4-3)$$

Au dessous de P_b , la pression va diminuer plus lentement Le gaz fait son apparition dans le gisement. À partir d'une certaine saturation, il deviendra mobile. On a affaire à une phase de production dite "par expansion du gaz dissous". Compte tenu des caractéristiques des phases en présence, on néglige la compressibilité de l'eau C_w et la compressibilité du milieu C_f , par rapport à la compressibilité du gaz C_g .

IV-6 - Validation des données de production et pression :

L'historique de production est introduit par puits. Pour chaque puits on introduit la production mensuelle cumulée en huile, en gaz et en eau. Pour la pression on prend les résultats de mesure des essais de puits. On prend une seule pression moyenne par date qui va représenter la pression du réservoir à cette date.

Un problème se pose lors du calcul de la pression moyenne pour une date donnée. il est rare de trouver plusieurs mesures de pression, pour des puits différents, effectuées dans le même pas de temps. Cela est dû à la faible fréquence des tests à la zone.

Plusieurs techniques peuvent être utilisées pour avoir un historique de la pression moyenne. La technique la plus recommandée par les auteurs consiste à calculer une valeur moyenne par la formule suivante :

$$P_{moy} = \frac{\sum P_i \cdot q_i}{\sum q_i} \quad (4-4)$$

Avec : P_i : pression du puits i

q_i : débit d'huile du puits i

IV-7 - Correction des données de production de gaz :

Les données de GOR mesurées à la pression de séparation peut créer des erreurs dans la simulation du modèle car à la pression de séparation, l'huile n'a pas encore libéré toute la quantité de gaz dissous (GOR de séparateur < GOR mesuré en laboratoire) en plus on ne peut pas quantifier le gaz utilisé dans certains puits de gaz lift.

Pour cela on utilise l'équation de GOR instantanée suivante :

$$\text{GOR} = R_s + \left(\frac{K_{rg} U_o}{K_{ro} U_g} \right) \left(\frac{B_o}{B_g} \right) \quad (4-5)$$

Avec :

K_{rg} = perméabilité relative de gaz

K_{ro} = perméabilité relative de l'huile

U_o = viscosité d'huile [cp]

U_g = viscosité de gaz [cp]

On a deux cas :

- ($P > P_b$) : huile sous saturé d'où $\text{GOR} = R_s$ (car écoulement monophasique $K_{rg} = 0$).
- ($P < P_b$) : huile saturé : pour cela on utilise la méthode de Muskat (1945) [2] qui exprime le changement dans la saturation de d'huile en fonction de la déplétion de pression de réservoir dans la formule suivant :

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{S_o X(p) + S_o \frac{K_{rg}}{K_{ro}} Y(p) + (1 - S_o - S_w) Z(p)}{1 + \frac{U_o K_{rg}}{U_g K_{ro}}} \quad (4-6)$$

Avec :

$$X(p) = \frac{B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dp} ;$$

$$Y(p) = \frac{U_o}{B_o U_g} \frac{dB_o}{dp} ;$$

$$Z(p) = B_g \frac{d(1/B_g)}{dp} ;$$

IV-8 - Application sur la cellule d'étude :

IV-8-1 - Préparation des données :

IV-8-1-1 - Paramètres d'entrées :

- La densité d'huile : 45 API.
- La salinité d'eau : 350000 ppm.
- Séparateur : séparation flash (Single-Stage)
- $H_2S = 0\%$; $CO_2 = 0\%$; $N_2 = 0\%$

IV-8-1-2- Caractéristiques de l'huile :

Le modèle PVT utilisé dans cette étude est créé d'après les résultats de l'analyse PVT de laboratoire effectué sur un échantillon d'un puits voisin de la cellule d'étude (puits MD69 zone 16). On utilise des corrélations pour estimer des mesures car les points de mesure

sont limités. Dans notre cas la corrélation de Glaso a été choisie pour le R_s et le B_o . Pour la viscosité la corrélation la plus adéquate était celle de Beal et al. Les résultats sont présentés dans les figures suivantes :

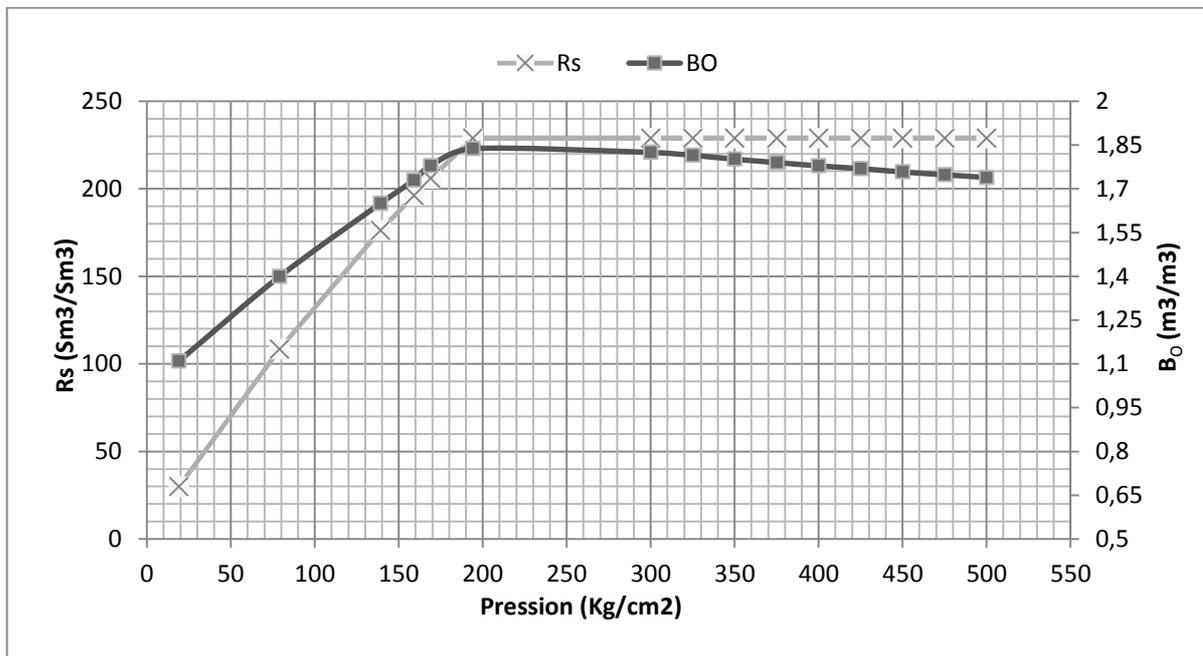


Figure IV.2: Evolution R_s et B_o en fonction de la pression

IV-8-1-3-Paramètres de réservoir :

Tableau IV.1: Paramètres de réservoirs

Température (C°)	P_g initiale (Kg/cm ²)	Porosité (%)	Saturation d'eau (%)	Gas-cap initial	Date début de production
118	483	7.5	25	0	01/07/1959

La compressibilité de la roche C_f : 0.00007 [1/ (Kg/cm²)]

La compressibilité d'eau de formation C_w : 0.0000313 [1/ (Kg/cm²)] [5]

IV-8-1-4 Correction de GOR par l'application de la méthode de Muskat:

Afin de pouvoir corriger les données de production de gaz, il faut déterminer la date correspond à la pression de bulle pour chaque puits, dans ce sens on va tracer la pression de gisement PFS et la pression de fond PFD pour chaque puits, les résultats sont présentés dans les figures suivantes :

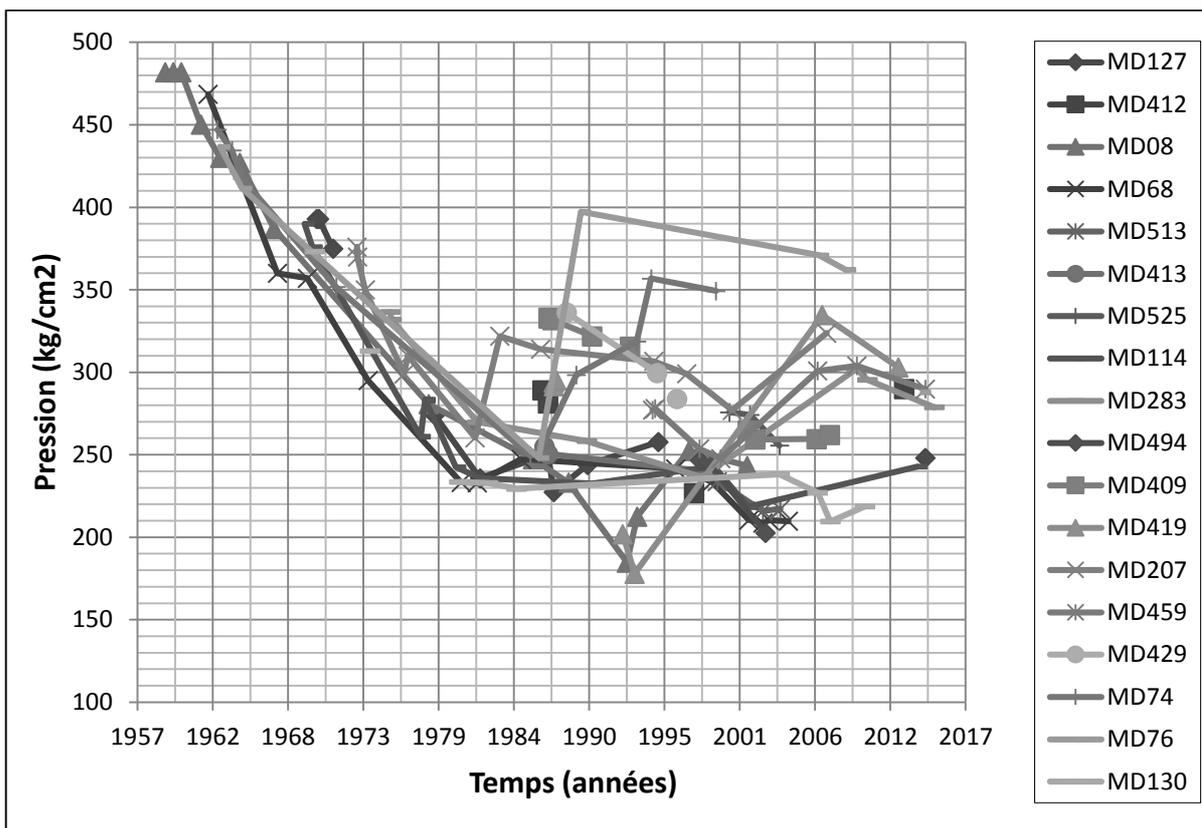


Figure IV.3 : Evolution de pression du gisement PFS en fonction du temps

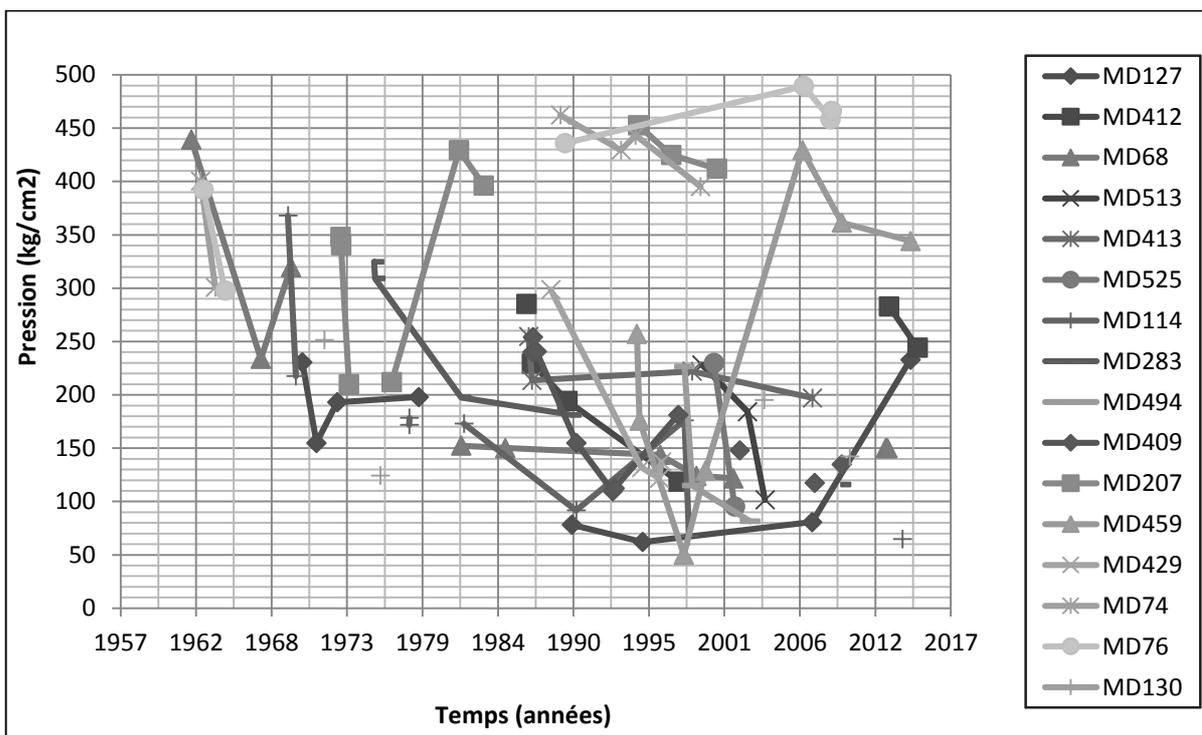


Figure IV.4 : Evolution de pression du fond PFD en fonction du temps

Une expression de rapport de perméabilité relative en fonction de la saturation de gaz doit être établie à partir des courbes de perméabilités relatives (huile et gaz) en fonction de la

saturation de gaz. Les courbes de perméabilités relatives et de rapport de perméabilité sont présentées dans les graphes suivants :

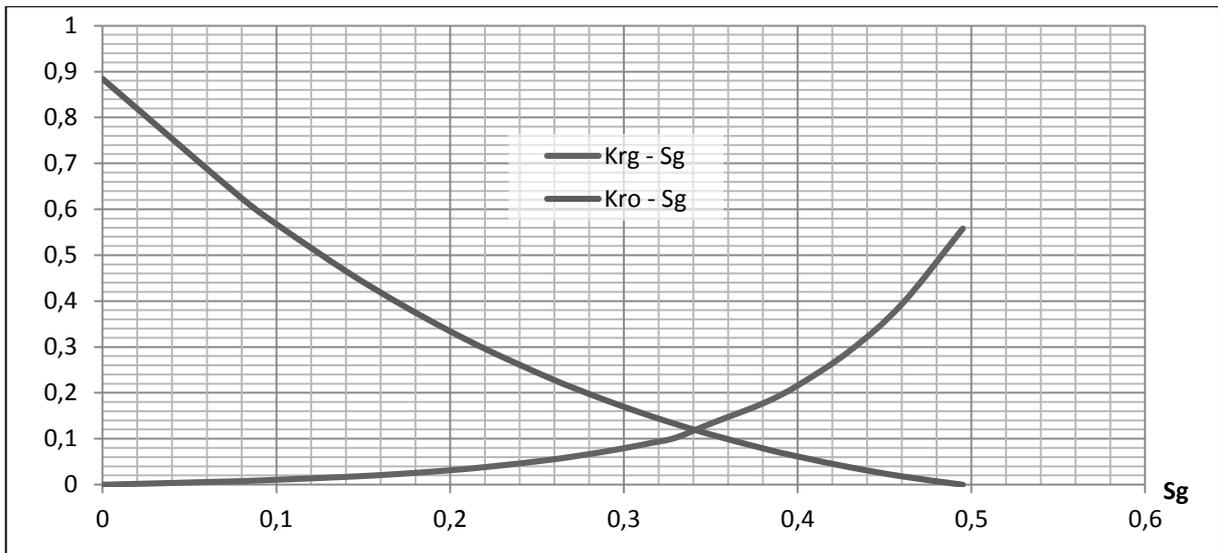


Figure IV.5 : Perméabilités relative huile-gaz en fonction de saturation de gaz

NB : tableau des valeurs : K_r huile-gaz en fonction de S_g (Annexe A)

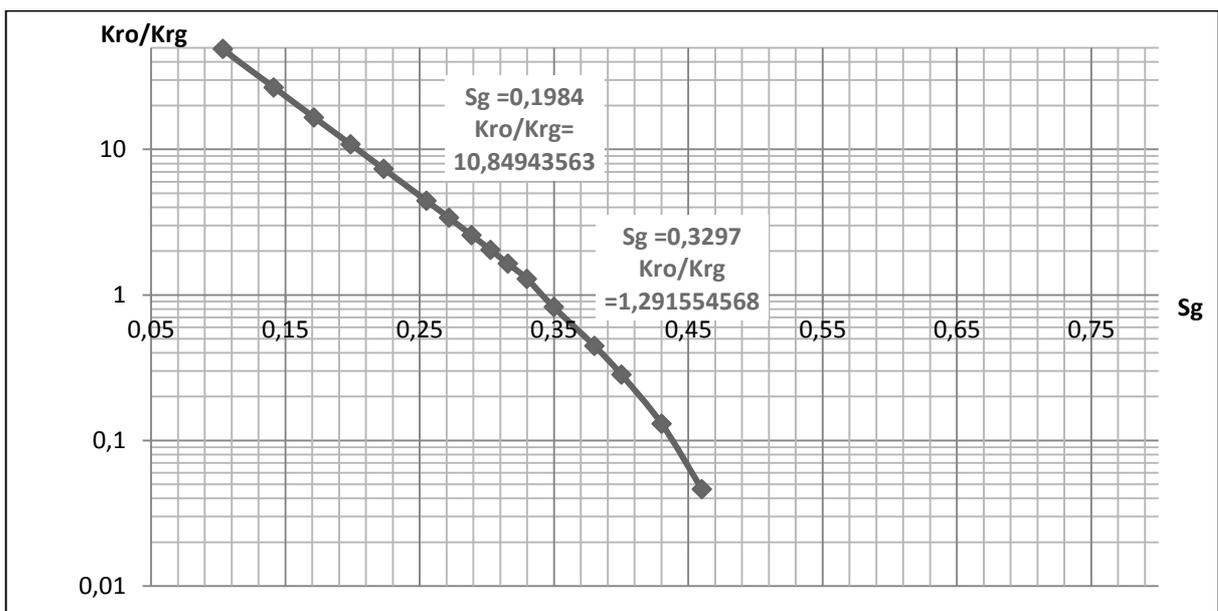


Figure IV.6 : Rapport des perméabilités relatives en fonction de saturation de gaz

D'après la courbe on peut décrire le rapport de perméabilité relative comme suit :

$$\frac{K_{ro}}{K_{rg}} = 270.430763 e^{-16.2091887S_g} \quad (4-7)$$

Pour l'application de la méthode de Muskat (équation (4-6)) il est nécessaire d'avoir des paramètres comme le facteur volumétrique de gaz B_g , les viscosités d'huile et de gaz et les

saturations d'huile, d'eau au début de la déplétion de pression sous la pression de bulle. Soit $S_w = 0.25$, Les données de calculs et les résultats et sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.2 : Résultats d'application de la méthode de Muskat

P (kg/cm ²)	193.97	168.97	158.97	138.97	78.97
Bo (m ³ /m ³)	1.838	1.76	1.73	1.65	1.4
Rs (sm ³ /sm ³)	228.84	205.96	196.01	176.11	108.45
Bg (m ³ /m ³)	0.00608076	0.00703088	0.00741093	0.00855107	0.015772
U_o (cp)	0.196	0.23	0.24	0.263	0.334
U_g (cp)	0.0234	0.205	0.0195	0.018	0.145
X (p)	0.00302781	0.00397484	0.00426236	0.00584409	0.01475809
Y (p)	0.01421835	0.00191242	0.02845709	0.03689675	0.00795238
Z (p)	0.00540541	0.00512824	0.00666665	0.00763054	0.01299734
Sg	0	0.06564824	0.09447189	0.14989386	0.33155121
Krg / Kro	0	0.01071714	0.01709954	0.04198856	0.79784571
GOR total	228	231.009925	277.12862	346.379817	391.131806

IV-8-2 Application du bilan matière par le software MBAL :

Le software MBAL version 10.5 est un logiciel de simulation dans le réservoir engineering qui contient plusieurs outils (voir annexe B). On choisit le bilan matière d'après le menu tool. Dans cet outil on va sélectionner le type et le modèle de réservoir (oil reservoir, single tank) et le type d'introduction des données (by well).

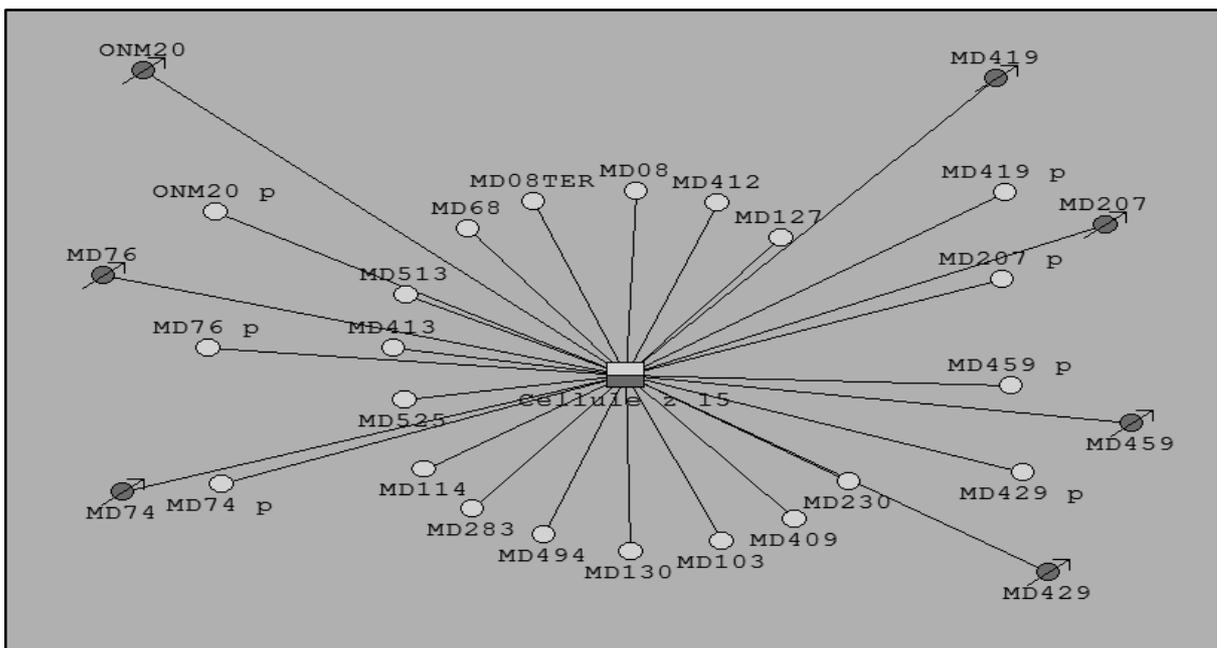


Figure IV.7 Interface du modèle dans le software MBAL

IV-8-2-1 Introduction du facteur d'allocation :

La version 10.5 de MBAL permet d'introduire un facteur d'allocation pour chaque puits, notons que le facteur d'allocation exprimé comme le rapport entre la quantité produite ou injecté dans la cellule et la quantité total produite ou injecté pour chaque puits. Ce facteur est généralement estimé, il est compris entre 0.3 à 0.8 pour les puits périphériques de la cellule.

IV-8-2-2 Calage du modèle :

Le terme « *History Matching* » ou calage est utilisé quand on connaît la réponse d'un système donné sans connaître les paramètres conduisant à cette réponse. On procède donc par un calcul inverse pour déterminer ces paramètres. Pour notre cas d'étude le soutirage et la réponse correspondante en pression du réservoir sont connus. À travers le processus de calage nous déterminons les paramètres (volume d'aquifère et réserves en place) qui ont conduits à cette réponse [3].

Le calage de l'historique peut se faire par deux méthodes principales :

-La méthode analytique et la méthode graphique. On utilise la méthode analytique qui permet d'avoir le déclin de pression en fonction de soutirage.

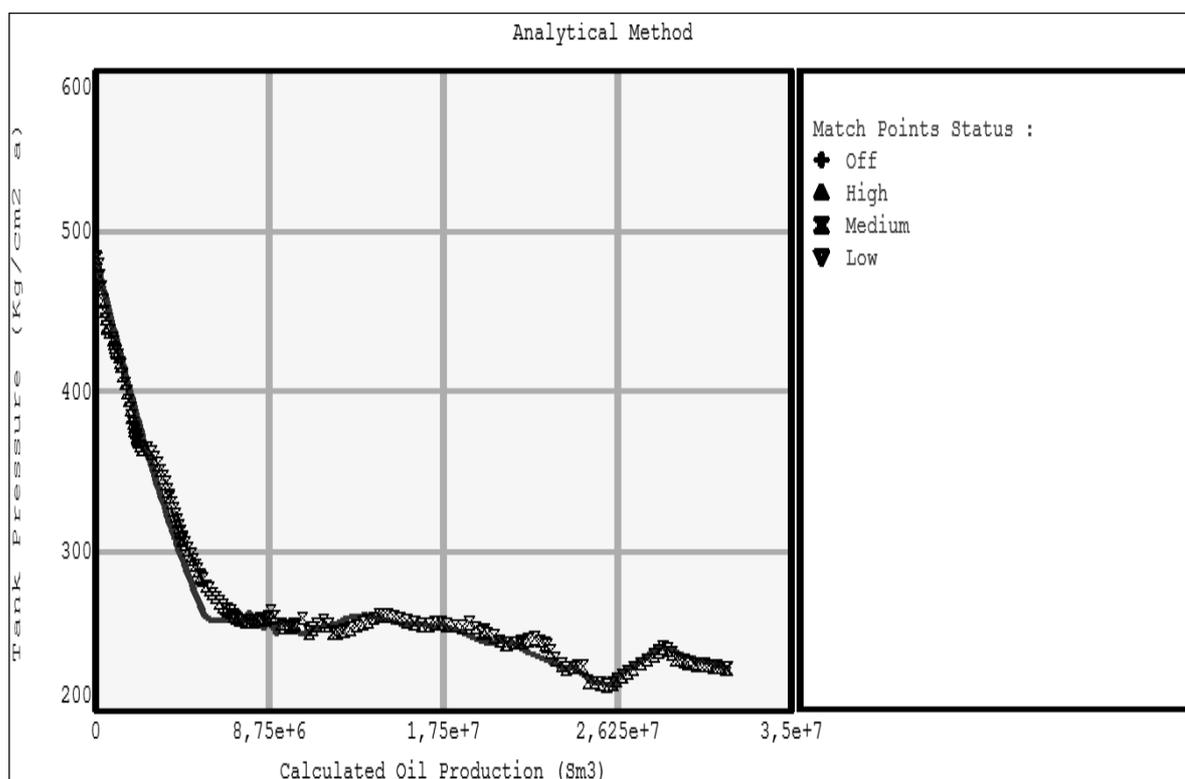
IV-8-3 Résultats :

Figure IV.8 Calage du modèle par la méthode Analytique

Les réserves estimées par la méthode analytique sont : $85 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ soit 85 million std m^3 .

Commentaire :

Le calcul des réserves par la méthode volumétrique consiste à calculer le volume de pore imprégné d'huile en soustrayant le volume de roche etc.

D'après cette méthode les réserves sont estimées à 99 Msm³ ceci représente les réserves totales en place c.à.d. statique et dynamique. Et d'après bilan matière les réserves sont estimées à 85 Msm³. Soit une différence de 14 Msm³ ceci représente les réserves non récupérables.

Tandis que la méthode bilan matière se base comme défini sur les échanges de volumes entrants et sortants des fluides du gisement en tenant compte de l'évolution de la pression. Par conséquent cette méthode reflète les réserves dynamiques.

V-1-Principe :

Dans la plupart des cas, le mécanisme de drainage naturel demeure insuffisant pour récupérer le maximum de réserves. Cette insuffisance nous oblige à ajouter une énergie supplémentaire à l'énergie naturelle du réservoir par l'injection de gaz ou d'eau.

V-2-Facteur influençant sur l'efficacité d'injection :

- ❖ Caractéristiques du réservoir : parmi les caractéristiques déterminantes d'un gisement on peut citer : La profondeur moyenne, sa forme structurale et en particulier le pendage de la couche constituant le réservoir, son degré d'homogénéité, ses caractéristiques pétro physiques (perméabilité, pression capillaire, mouillabilité).
- ❖ Caractéristiques des fluides : la caractéristique essentielle des fluides dont on doit tenir compte dans l'établissement d'un projet de récupération assistée est la viscosité.
- ❖ Mécanismes de drainage primaire.

V-3- Configuration d'injection :

V-3-1- Dispositions des puits injecteurs :

La disposition relative des puits d'injection et de production dépend de l'aspect géologique du réservoir, de son type et de l'importance du volume de roche imprégnée qu'il faut balayer en un temps limité.

En général, le choix d'un modèle d'injection convenable pour le réservoir dépend du nombre et de la localisation des puits existant.

Dans quelques cas, des puits producteurs peuvent être converti en puits injecteur et dans d'autres cas il est nécessaire de forer de nouveaux puits injecteurs.

Essentiellement trois types d'arrangements sont utilisés dans les projets d'injection :

- Les modèles d'injection irréguliers
- Les modèles d'injection périphériques
- Les modèles d'injection réguliers

Les modèles d'injection périphériques :

Dans le modèle d'injection périphérique de Craig (1971), les puits injecteurs sont localisés dans les bordures externes du réservoir et les puits producteurs à l'intérieur.

Les propriétés de ce mode d'injection sont :

- ★ Maximum de récupération d'huile avec un minimum de production d'eau ou de gaz ;
- ★ La production de quantités importantes d'eau peut être retardée jusqu'à ce que seule la dernière rangée de producteurs reste ;

- ★ En raison du petit nombre d'injecteurs par rapport au nombre de producteurs, il faut beaucoup de temps pour que le fluide injecté puisse remplir les pores. Il en résulte un retard dans la réponse du champ à l'inondation ;
- ★ Pour une injection périphérique réussie, la perméabilité de la formation doit être suffisamment grande pour permettre le mouvement de fluide sur une grande distance de puits injecteurs vers les puits producteurs ;
- ★ Pour conserver les puits d'injection aussi près que possible de front d'injection sans un by-pass d'huile mobile, les producteurs percés peuvent être convertis en injecteurs. Cependant, le déplacement de l'emplacement de puits d'injection nécessite la pose des longues lignes de gaz ou d'eau de surface.
- ★ Les résultats de l'injection périphérique sont plus difficiles à prévoir. Le fluide de déplacement tend à déplacer la banque d'huile passé à l'intérieur des producteurs, qui sont donc difficiles à produire.
- ★ Les taux d'injection sont généralement un problème parce que les puits d'injection continuent à pousser le fluide d'injection sur de grandes distances. Ce modèle d'injection est appliquée dans la cellule d'injection étudié GZ15_B.

V-3-2 La différence entre injection de gaz et d'eau :

La concurrence entre l'injection d'eau et de gaz est grande, et on peut dégager les conclusions suivantes :

- Investissements pour injection de gaz en général moindres que pour l'injection d'eau ;
- Efficacité de drainage au gaz moindre qu'en drainage à l'eau.

V-3-3 Modes d'injection :

L'injection de gaz dans un gisement d'huile se fait soit dans le gas-cap s'il en existe, soit directement dans l'huile.

a) Injection dans le gas-cap :

Lorsqu'un gas-cap existe dans le gisement vierge ou s'est créé par ségrégation en cours de production primaire, une alimentation artificielle permet de maintenir sa pression et de forcer le gaz dans l'huile, d'où entraînement de celle-ci vers les puits producteurs. Le phénomène est analogue à la montée d'un plan d'eau résultant d'une injection d'eau dans l'aquifère.

b) Injection de gaz directement dans l'huile :

Ce cas est celui des gisements plats sans gas-cap, où le gaz injecté s'écoule radialement à partir des puits d'injection, chassant l'huile vers les puits de production.

V-4-Le facteur de récupération total (efficacité) RF

Le facteur de récupération total d'huile est le produit d'une combinaison de trois efficacités individuelles :

$$RF = E_d E_s E_v \quad (5.1)$$

Où :

E_d = efficacité de déplacement

E_s = efficacité surfacique

E_v = efficacité verticale

En termes de production cumulative d'huile N_p :

$$N_p = N E_d E_s E_v$$

Où N représente les réserves au début d'injection en [Msm^3]

V-4-1 Efficacité de déplacement :

Déplacement à l'échelle de l'échantillon ou efficacité de déplacement E_d , appelée aussi efficacité microscopique. L'élément de raisonnement est donc l'échantillon du milieu poreux saturé d'huile ($S_o = 1 - S_{wi} - S_{gi}$) et qu'on soumet au balayage par de l'eau ou par du gaz. E_d est le rapport entre le volume d'huile produit ou déplacé à un moment donné et le volume d'huile initialement contenu dans l'échantillon.

$$E_d = \frac{S_{oi} - S_{om}}{S_{oi}} \quad (5.2)$$

Avec S_{om} : saturation moyenne de la zone balayée = $1 - S_{wm}$

E_d augmentera continuellement avec la croissance de saturation de gaz dans le réservoir.

Le problème, mener a développé une approche pour déterminer l'augmentation dans la saturation moyenne de gaz dans la surface balayée comme une fonction de cumule de gaz injecté.

Buckley et Leverett (1942) ont développé la théorie de déplacement frontale, cette théorie classique repose sur deux équations : équation de débit fractionnaire et équation frontale avancée.

➤ Equation de débit fractionnaire :

Pour deux fluides immiscibles, huile et eau, le débit fractionnaire d'eau f_w est défini comme le rapport entre le débit d'eau divisée par le débit totale:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_o + q_w} \quad (5.3)$$

Considérons un écoulement en régime pseudo permanent de deux fluides immiscibles (huile et eau) vers un milieu poreux linéaire incliné, supposons un système homogène, L'équation de Darcy peut être appliquée pour chacun des deux fluides :

$$q_o = \frac{-K_o A}{U_o} \left[\frac{\partial P_o}{\partial x} + g \rho_o \sin(\alpha) \right] \quad (5.4)$$

$$q_w = \frac{-K_w A}{U_w} \left[\frac{\partial P_w}{\partial x} + g \rho_w \sin(\alpha) \right] \quad (5.5)$$

$$f_w = \frac{1 + \left(\frac{-K_o A}{U_o q_t} \right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g \Delta \rho \sin(\alpha) \right]}{1 + \frac{K_o U_w}{K_w U_o}} \quad (5.6)$$

Dans les unités pratiques, l'équation (5.6) peut être exprimée comme:

$$f_w = \frac{1 - 0.00084 \cdot \frac{A K K_{ro}}{q_t U_o} (\rho_w - \rho_o) \sin(\alpha)}{1 + \frac{K_o U_w}{K_w U_o}} \quad (5.7)$$

Avec :

A = section de balayage [m²]

α = angle de pendage [degré]

K = perméabilité absolue [md]

K_r = perméabilité relative

ρ = masse volumique [g/cm³]

q_t = débit total [m³/J]

U = viscosité [cp]

Les symboles : o = huile, w = eau

➤ équation frontale avancée:

Buckley et Leverett (1942) ont présenté l'équation fondamentale pour décrire le déplacement biphasé immiscible dans un système linéaire. L'équation est dérivée basant sur le développement de bilan matière pour un fluide de déplacement s'écoule à travers un élément donné du milieu poreux :

Volume entrant dans l'élément – volume sortant de l'élément = changement dans volume de fluide

Volume de l'eau entrant dans l'élément :

$$q_t f_w dt \quad (5.8)$$

Volume de l'eau sortant de l'élément :

$$q_t (f_w - df_w) dt \quad (5.9)$$

Soustrayant les deux expressions ci-dessus donne l'accumulation du volume d'eau à l'intérieur de l'élément en terme des changements différentiels de la saturation df_w :

$$q_t f_w dt - q_t (f_w - df_w) dt = A.\emptyset. (dx) (dS_w) \quad (5.10)$$

Avec :

dx = déplacement élémentaire [m]

\emptyset = la porosité [fraction]

On peut obtenir la vitesse de front

$$V (S_w) = \frac{q_t}{A\emptyset} \cdot \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) \cdot S_w \quad (5.11)$$

D'où :

$$t = \frac{L.A.\emptyset/q_t}{\left(\frac{df_w}{dS_w} \right) S_w} \text{ avec } L.A.\emptyset = V_p \quad (5.12)$$

Où :

L = la distance entre le puits injecteur et le puits producteur [m]

V_p = volume des pores [m³]

V-4-2 Efficacité surfacique:

C'est le rapport entre la surface horizontale balayée et la surface horizontale totale

$$E_s = \frac{\text{surface horizontale balayée}}{\text{surface horizontale totale}} \quad (5.13)$$

Il augmente régulièrement avec l'injection du zéro au début de l'injection jusqu'à la percée, après E_s continue à augmenter à un taux lent. L'efficacité surfacique de balayage dépend essentiellement de ces trois agents principaux:

1. Rapport de mobilité M .
2. Modèle d'injection
3. Cumule d'eau injectée W_{inj}
4. Distribution de pression entre les injecteurs et producteurs
5. Perméabilité directionnelle

V-4-2-1 La mobilité et le rapport de mobilité :

La mobilité d'un fluide (λ) est définie comme étant le rapport entre la perméabilité effective de ce fluide K_x et sa viscosité U_x :

$$\lambda_o = \frac{K_o}{U_o} = \frac{K K_{ro}}{U_o} \quad (5.14)$$

$$\lambda_w = \frac{K_w}{U_w} = \frac{K K_{rw}}{U_w} \quad (5.15)$$

Le rapport de mobilité est le rapport entre la mobilité du fluide injecté (déplaçant) et la mobilité du fluide déplacé.

$$M = \frac{\lambda_{\text{déplacé}}}{\lambda_{\text{déplaçant}}} = \frac{K_{rw}}{K_{ro}} \frac{U_o}{U_w} \quad (5.16)$$

Muskat (1946) calcule le rapport M, après la détermination de K_{ro} et K_{rw} et il déduit :

Depuis le début jusqu'à la percée :

$$M = \frac{K_{rw} @ S_{wbtm}}{K_{ro} @ S_{wi}} \frac{U_o}{U_w} \quad (5.17)$$

Après la percée:

$$M = \frac{K_{rw} @ S_{wabtm}}{K_{ro} @ S_{wi}} \frac{U_o}{U_w} \quad (5.18)$$

V-4-2-2 Méthodes de calcul de l'efficacité de balayage surfacique :

Les méthodes de Prédiction d'efficacité de balayage surfacique sont essentiellement divisées en trois phases d'injection suivantes :

- Avant la percée :

$$E_s = \frac{W_{inj}}{V_p(S_{wbtm} - S_{wi})} \quad (5.19)$$

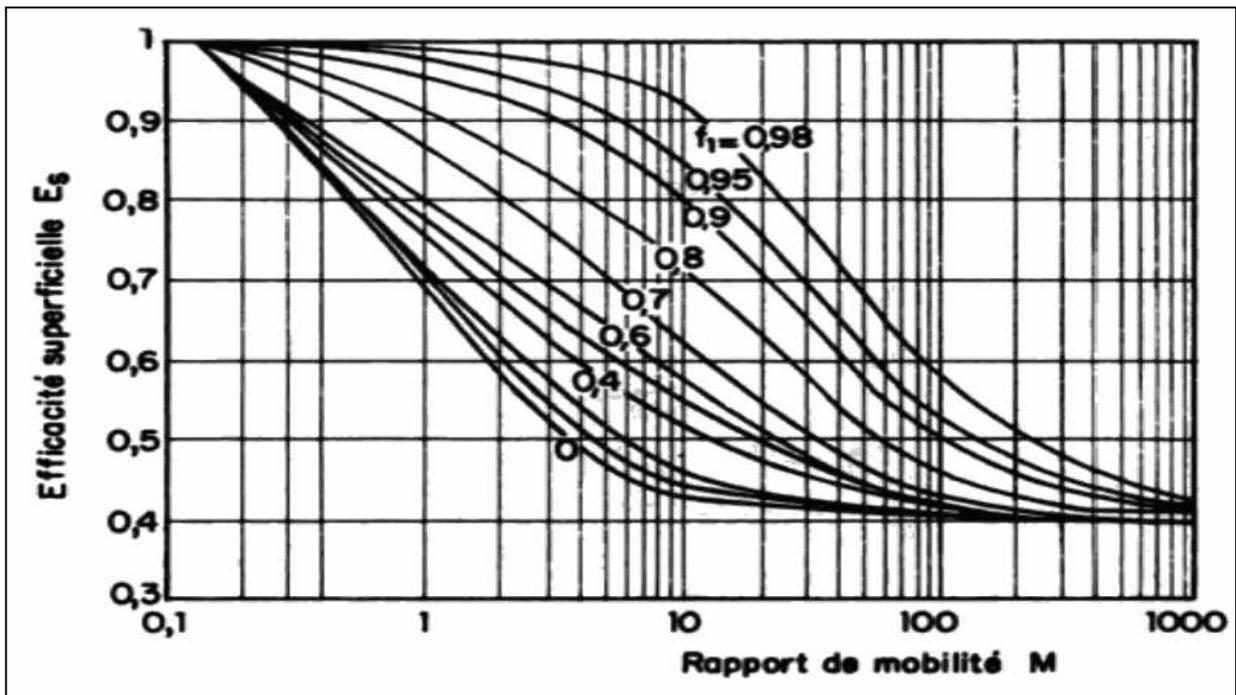
- À la percée :

Différents auteurs, par différentes méthodes expérimentales ou analytiques. Ont essayé d'étudier la variation de E_s en fonction du rapport M. L'un des résultats de ces études est un graphe représente cette variation pour différent débits fractionnaires Figure V.1.

- Après la percée :

Dyes et al. (1954) relier l'augmentation de E_s après la percée avec le rapport de volume d'eau injecté après la percée W_{inj} , au volume d'eau injecté durant la percée W_{ibt} :

$$E_s = E_{sbt} + 0.2749 \ln\left(\frac{W_{inj}}{W_{ibt}}\right) \quad (5.20)$$

Figure V.1 : E_s en fonction de M [1]

V-4-3 Efficacité de déplacement vertical :

C'est le rapport entre la surface verticale balayée et la surface verticale totale

$$E_v = \frac{\text{surface verticale balayée}}{\text{surface verticale totale}} \quad (5.21)$$

Calcul de déplacement vertical par La méthode de Stiles :

Selon cette méthode le réservoir est composé d'un système de couches idéales, le système choisi est basé sur l'approche d'arrangement de la perméabilité où l'arrangement des couches doit être en ordre décroissant de la perméabilité.

Les hypothèses de cette méthode sont :

- ★ Aucune transmission des fluides entre les couches
- ★ Déplacement immiscible
- ★ Ecoulement linéaire
- ★ La distance traversée pour chaque couche est proportionnelle à la perméabilité.

Formule de Stiles :

$$E_v = \frac{\left(\frac{K}{\emptyset}\right)_i \sum_{j=1}^i (\emptyset H)_j + \sum_{j=i+1}^n (K H)_j}{\left(\frac{K}{\emptyset}\right)_i \sum_{j=1}^n (\emptyset H)_j} \quad (5.22)$$

Avec :

H = épaisseur de la couche [m]

\emptyset = porosité moyenne de la couche [fraction]

K = perméabilité de la couche [md]

V-5-Application sur la cellule d'injection GZ15_B :**V-5-1-Efficacité vertical:**

Résultat de calcul des caractéristiques petro physiques moyennes et E_v pour chaque drain :

Tableau V.1 Caractéristiques pétro physique moyennes et E_v des drains principaux

drain	K (md)	H (m)	\emptyset (%)	E_v (fraction)
D2	42.3914958	26	9.125	0.51407547
ID	20.07653	23.6	8.415	0.76297814
D5	11.2053781	50	7.96	0.9723418
D3	6.76811774	17.5	6.3	1

Nb : les drains doivent être classés en ordre décroissance de K dans méthode de Stiles.

L'efficacité verticale moyenne E_v :

$$E_v = 0.81234885$$

V-5-2 Efficacité surfacique :**V-5-2-1 Préparation des données :**

- Perméabilités relatives d'huile et de gaz en fonction de saturation de gaz : figure IV.5 ;
- Expression de rapport de perméabilité relative en fonction de saturation de gaz : figure IV.6

$$\frac{K_{ro}}{K_{rg}} = 270.430763 e^{-16.2091887 S_g} \quad (5.23)$$

- Viscosité d'huile et de gaz :

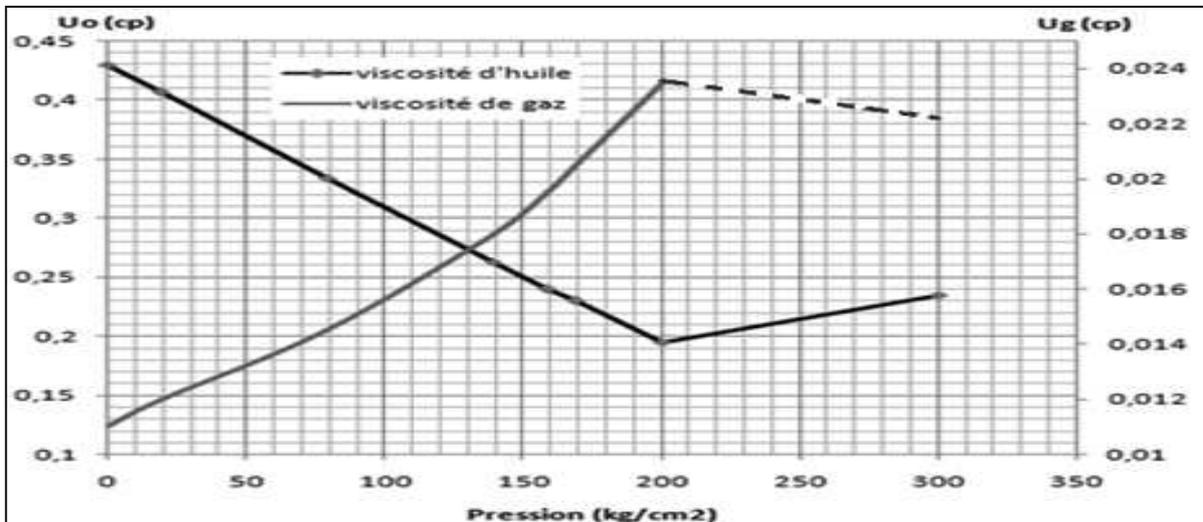


Figure V.2 : Variation de viscosité en fonction de pression

Supposition : Au début d'injection la chute de pression de gisement diminue et la pression commence à prendre des valeurs moyenne de 250kg/cm² les viscosités d'huile et gaz à cette pression sont respectivement : $U_o=0.22$ cp, $U_g=0.0232$ cp.

V-5-2-2 paramétrés de calcul :

Perméabilité absolue moyenne $K = 20.11$ [md]

Porosité moyenne = 0.08 [fraction]

Masse spécifique de gaz $\rho_g = 0.747$ [g/cm³]

Masse spécifique de l'huile $\rho_o = 0.8$ [g/cm³]

$B_g = 0.005$ [m³/sm³]

$B_{oi} = 1.6$ [m³/sm³]

Pourquoi le choix des deux puits MD114 et MD207 :

- ★ Vu d'une étude précédente basée sur la direction de réseau de faille et elle conclue que la direction d'écoulement de fluide d'injection est Nord-est vers Sud-ouest.
- ★ Vu de l'historique d'injection qui montre une continuité d'injection et un débit d'injection moyen important pour le puits MD207 par rapport aux autres puits injecteurs (annexe A).
- ★ La distance courte entre les deux puits MD114 et MD207 ($L = 1255$ m)

Angle de pendage $\alpha = -0.004$ °

Date de début d'injection : 15/01/1982

Débit d'injection de gaz avant percée à la condition fond $q_t = 843.32$ m³/J

Section de balayage $A = 27622.71$ m²

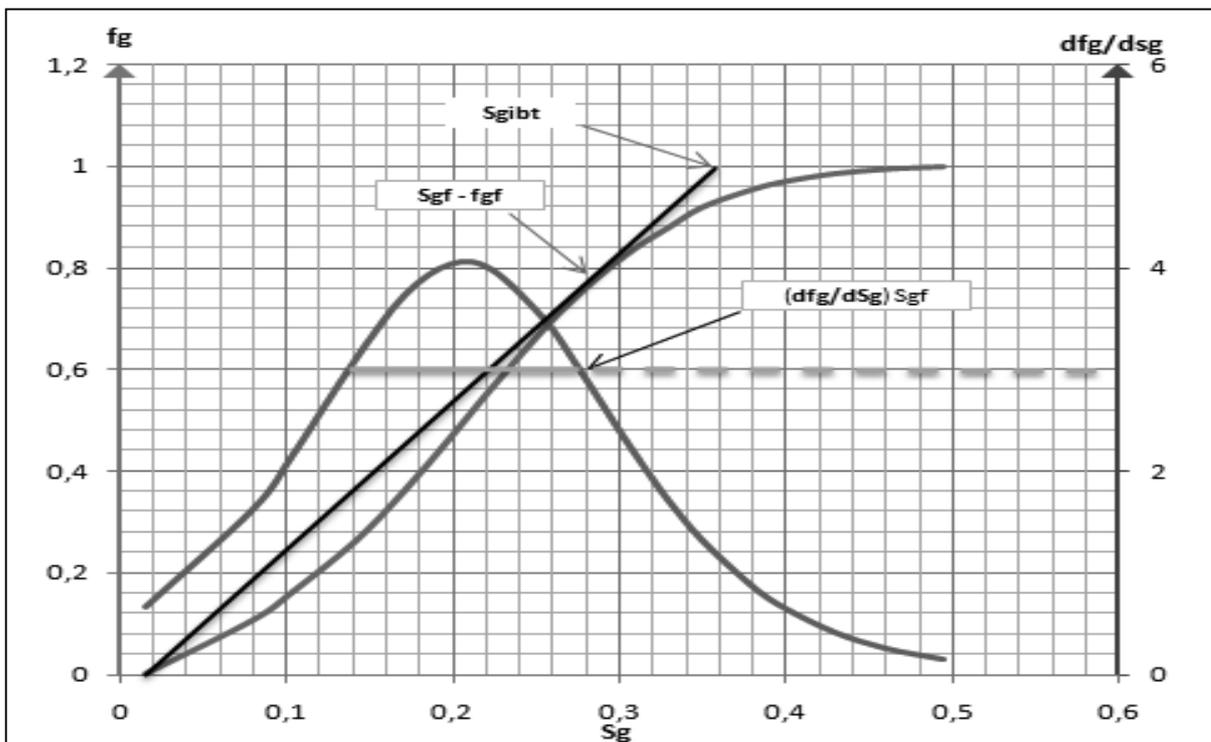
V-5-2-3 Résultats de calcul de f_g et (df_g/dS_g) en fonction de saturation de gaz :

Figure V.3 : Débit fractionnaire et son dérivé en fonction de saturation de gaz

On peut obtenir les valeurs moyennes de saturation de gaz à la percée $S_{g_{bt}}$:

$$S_{g_{bt}} \text{ moyenne} = 0.36$$

Comme on peut déduire ($K_{rg} @ S_{g_{btm}}$) et ($k_{ro} @ S_{gc}$) d'après la Figure IV.5 :

$$K_{rg} @ S_{g_{btm}} = 0.16$$

$$K_{ro} @ S_{gc} = 0.63$$

Calcul de rapport de mobilité M :

$$M = \frac{0.16}{0.63} \frac{0.22}{0.0232} = 2.41$$

Calcul de l'efficacité surfacique pour un système de maille de 5 puits : $E_{sbt} = 0.5740$

Hypothèse : grâce au modèle d'injection périphérique la surface horizontale balayée à la percée est plus grande que cette surface pour un système de maille de 5 puits, on estime l'efficacité surfacique de balayage par le modèle d'injection périphérique par la relation suivante :

$$E_{sbt} = \frac{\text{surface horizontale totale} - \text{surface horizontale entre les puits producteurs}}{\text{surface horizontale totale}}$$

$$E_{sbt} = \frac{16.0314 \cdot 10^6 - 1.3535 \cdot 10^6}{16.0314 \cdot 10^6} = 0,9156$$

V-5-3 Efficacité de déplacement :

$$E_{d_{bt}} = \frac{0.36 - 0.015}{1 - 0.015} = 0.3502$$

Calcul de vitesse moyenne de front :

$$\text{On a } \left(\frac{df_g}{dS_g} \right) S_{gf} = 3$$

D'où :

$$V_f = V(S_g \leq S_{gf}) = \frac{843.32}{27622.71 \cdot 0.08} * 3 = 1.13 \text{ m / J}$$

Calcul de temps de la percée :

$$t_{bt} = L/V_f = 1255/1.13 = 1110.61 \text{ jours} = 3 \text{ ans et 1 mois.}$$

$$\text{D'où la date de début de la percée : 15/04/1985}$$

Cumule de gaz injecté a la percée $G_{ibt} = t_{bt} \cdot q_{inj}$

Cumule de gaz injecté a la percée = $1110.61 \times 843.32 \times 200 = 187.31$ million std m^3

Calcul de volume des pores injecté à la percée $V_p = \frac{G_{inj}}{S_{g2} - S_{gi}}$

$$V_{pibt} = 187.31 / (0.36 - 0.015) = 542.92 \text{ Mm}^3$$

V-5-4 Calcul du facteur de récupération total à la percée :

$$RF = 0.3502 \times 0.9156 \times 0.8124 = 0.2605 = 26.05 \%$$

V-5-5 Résultats de calcul après la percée :

Tableau V.2 Résultats de calcul de E_s et E_d après la percée

G_i (smm^3)	t (années)	G_i/G_{ibt}	E_s	q_i/q_{ibt}	q_{inj} m^3/J	(df_g/dS_g) sg2	S_{g2}	f_{g2}	S_{g2} moy	E_d
215,003	0,5	1,105	0,943	1,098	0,379	2,641	0,298	0,812	0,369	0,359
235,423	1	1,210	0,968	1,195	0,412	2,426	0,304	0,826	0,376	0,366
250,374	2	1,287	0,985	1,250	0,431	2,319	0,307	0,834	0,379	0,369
309,291	3	1,590	1,000	1,550	0,535	1,870	0,322	0,866	0,394	0,385
334,011	5	1,717	1,000	1,680	0,580	1,725	0,328	0,877	0,399	0,390
781,077	10	4,015	1,000	3,980	1,373	0,728	0,388	0,964	0,437	0,429
1 207,203	15	6,205	1,000	6,170	2,129	0,470	0,419	0,986	0,448	0,440
1603,194	20	8,241	1,000	8,210	2,832	0,353	0,439	0,993	0,460	0,452
1886,091	25	9,695	1,000	9,660	3,333	0,300	0,450	0,993	0,472	0,464
2124,489	30	10,921	1,000	10,890	3,757	0,266	0,459	0,993	0,486	0,479
2175,657	31	11,184	1,000	11,150	3,847	0,260	0,460	0,992	0,490	0,482

Avec :

G_i : cumule de gaz injecté.

G_{ibt} : cumule de gaz injecté à la percée.

f_{g2} : débit fractionnaire de gaz après la percée.

S_{g2} : saturation de gaz après la percée.

D'où le facteur de récupération maximum :

$$RF \text{ max} = 0.482 \times 1 \times 0.8124 = 0.3915 = 39.16 \%$$

VI-1-Introduction :

Dans ce chapitre on va étudier trois scénarios différents, un scénario réel et deux scénarios imaginaires et on va prédire les performances futures du réservoir en se basant sur le bilan matière :

- Premier scénario : cas où le réservoir produit avec son énergie naturelle.
- Deuxième scénario : scénario actuel (production avec injection de gaz)
- Troisième scénario : cas où on ajoute des puits producteurs.

VI-2- Premier scénario :

VI-2-1 Calage du modèle :

Le calage du modèle est basé sur l'historique de production et les mesures de pression depuis l'origine du 01/07/1959 jusqu'au 15/12/1981 des puits de la cellule GZ15_B

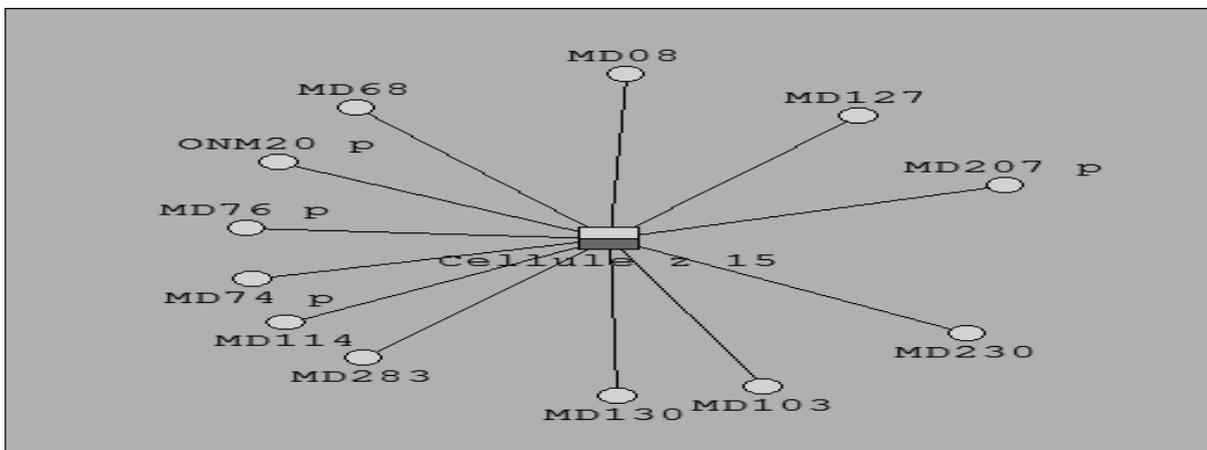


Figure VI.1 : Interface du modèle dans l'MBAL

Le calage du modèle se fait par la méthode analytique comme suivant :

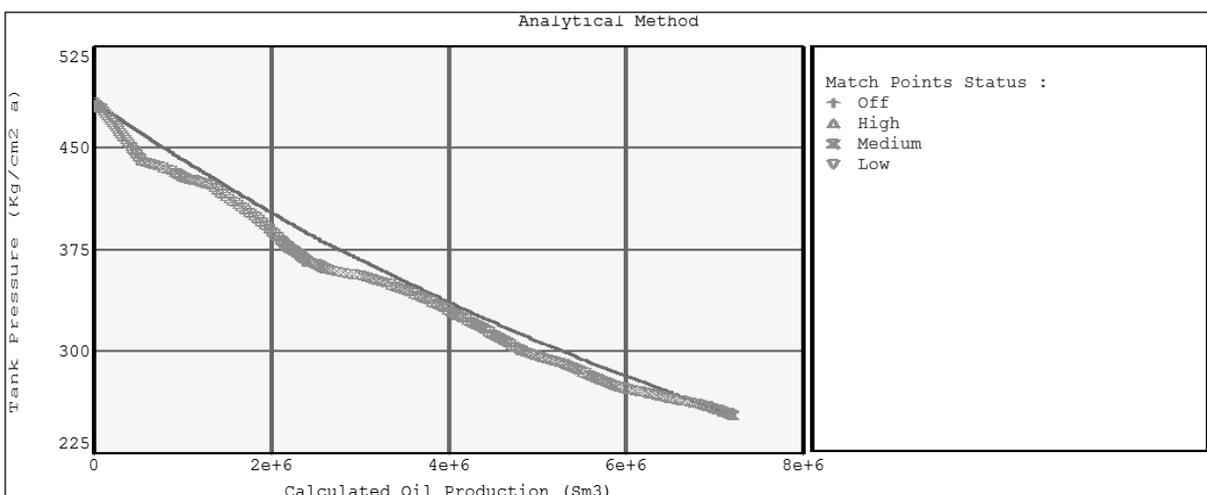


Figure VI.2 : Calage du modèle par la méthode analytique

Les réserves estimées par la méthode analytique sont 106.6 million standard m³.

VI-2-2 Paramètres de prédiction : Depuis 15/12/1981 jusqu'au 01/01/2022*Tableau VI.1 Paramètres de prédiction - Cas déplétion naturel -*

temps	Débit (sm ³ /j)		
	huile	gaz	eau
1981	1528	340000	50

VI-2-3 Résultats de prédiction :

Si on continu l'exploitation avec $q_o = 1528 \text{ sm}^3/\text{J}$; $q_g \text{ prod} = 340000 \text{ sm}^3/\text{J}$ et $q_w \text{ prod} = 50 \text{ sm}^3/\text{j}$ cela donnerai les résultats mentionnés sur les graphes de la figure VI.3, d'où l'on tire l'interprétation suivante :

La courbe de chute de P_g présente 2 droites de pentes m_1 et m_2 avec $m_1 > m_2$

★ La 1ere partie entre 1982 et 1987 la P_G chute de 255 à 193 bars (pression de bulle) environ soit 62 bars en 5 ans à raison de 12.4 bars / an. Chute vertigineuse. Associée à une production cumulée d'environ 11Msm³. Le drainage s'effectue par expansion monophasique de l'huile contenue dans le milieu poreux et par l'expansion de ce dernier.

★ La 2eme partie entre 1987 et 2022 la P_G continu sa chute relativement amortie dans le temps et évolue de 193 et 125 bars environ. Soit une chute de 68 bars en 35 ans à raison de 1.94 bars/an. Associée à une production cumulée d'environ 18 Msm³. Dans cette phase le gaz fait son apparition dans le gisement. à partir d'une certaine saturation (saturation à la percée) , il deviendra mobile. On a affaire à une phase de production dite « par expansion du gaz dissous ». Au total la production cumulée pour les 2 parties ensemble a atteint presque les 30 Msm³ en 40 ans.

On déduit en fin d'analyse que la chute spécifique moyenne globale de la pression de gisement est de l'ordre de 2 bars/Msm³.

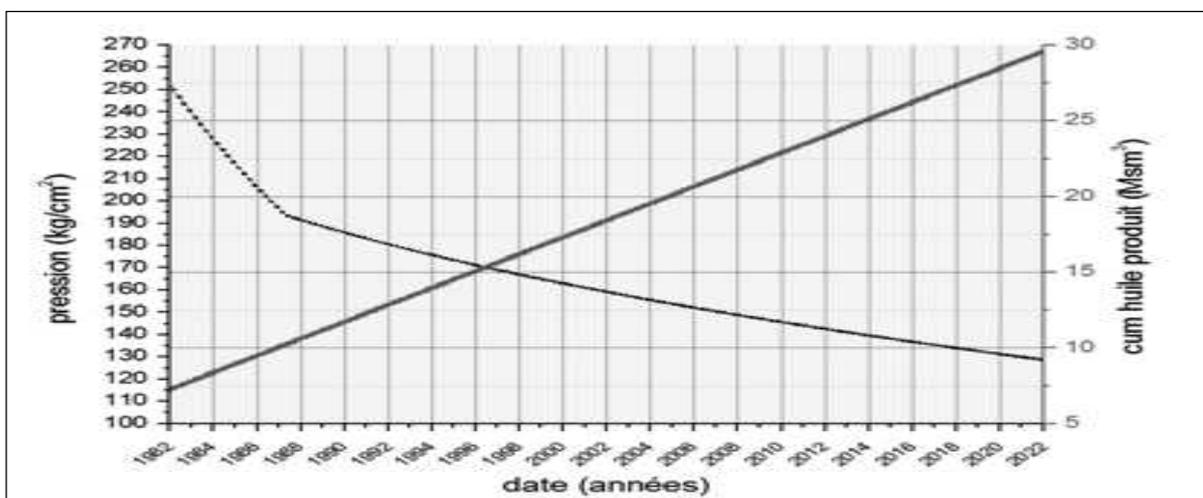


Figure VI.3 : Résultats de prédiction de pression et production

VI-3- Deuxième scénario :

VI-3-1 Performance d'injection de Gaz :

Courbe HCPVI :

L'HCPVI (hydrocarbon pore volume injected) est un paramètre représente le rapport entre la quantité injectée et les réserves initial en place.

$$\text{HCPVI} = \frac{G_{inj} B_g}{N_{Boi}} \quad (6.1)$$

L'équation du facteur de récupération (recovery factor) s'écrit comme suivant :

$$\text{RF} = \frac{N_p}{N - N_p} \quad (6.2)$$

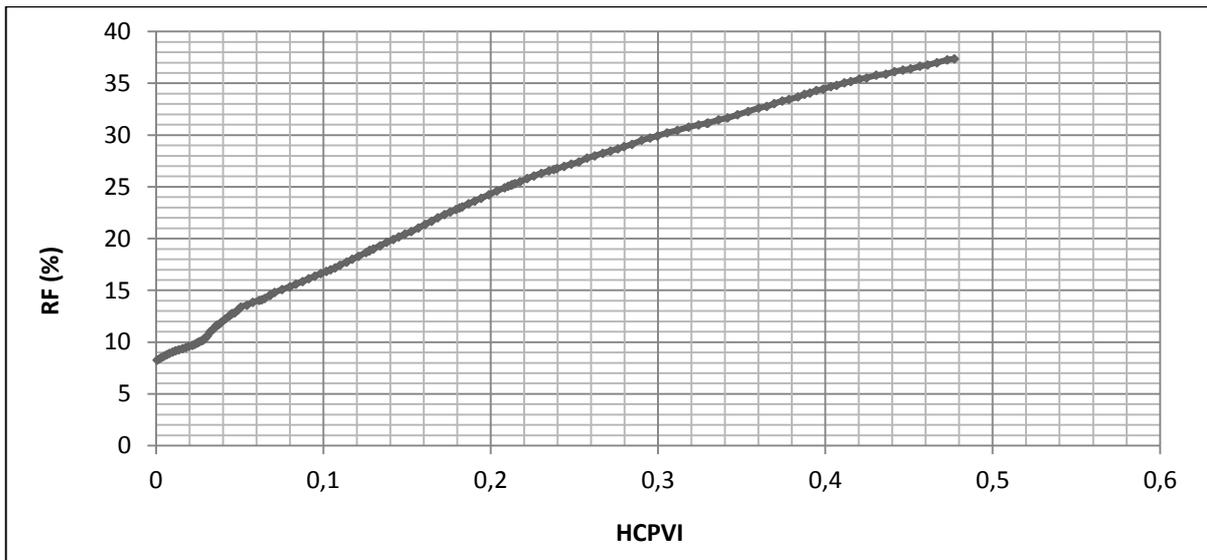


Figure VI. 4 : Evolution du HCPVI en fonction de récupération

Courbe VRR :

Le VRR est le paramètre clé qui définit l'équilibre injection-soutirage et permet ainsi de se prononcer sur l'efficacité d'une telle injection.

Quand le VRR mensuel est plus grand que 1 et la pression de réservoir n'augmente pas, on suspecte la perte d'injection en dehors de la zone. Par ailleurs, quand le VRR mensuel est moins de 1 et la pression de réservoir ne décroît pas, on suspecte l'afflux de fluide dans la zone de contrôle.

$$\text{VRR} = \frac{Q_{inj}.B_g}{Q_o.B_o + Q_w.B_w + Q_o.(GOR - R_s).B_g} \quad (6.3)$$

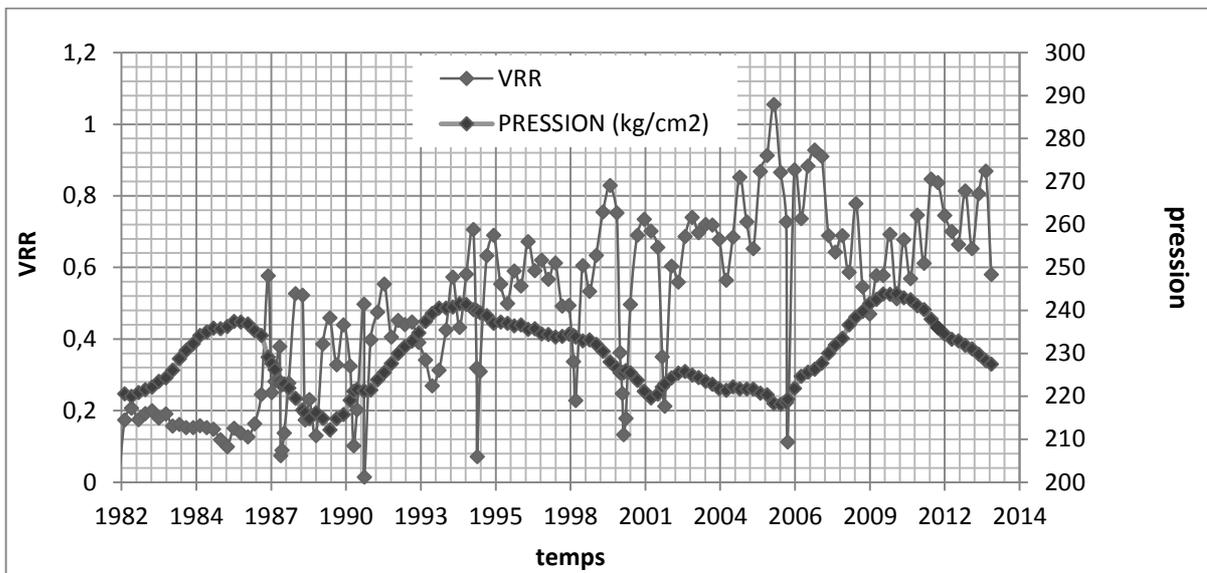


Figure VI.5 : Evolution de pression et VRR en fonction du temps

VI-3-2 Indice de drainage :

Dans la cellule GZ15_B, quatre mécanismes de drainage trouvent lieu dans la production. On assiste en premier lieu à l'effet de compressibilité de la roche, l'expansion du fluide et l'expansion d'aquifère avec des taux de participation de 44%, 33% et 23% respectivement. La compressibilité de la roche s'atténue immédiatement après le début de production et est remplacée par l'expansion du fluide qui devient le fournisseur principal d'énergie. L'expansion d'aquifère continue à agir en diminuant légèrement. Au début de l'injection de gaz, on assiste à une diminution de l'effet des mécanismes proprement dit mais ils restent toujours une partie de la force motrice du système.

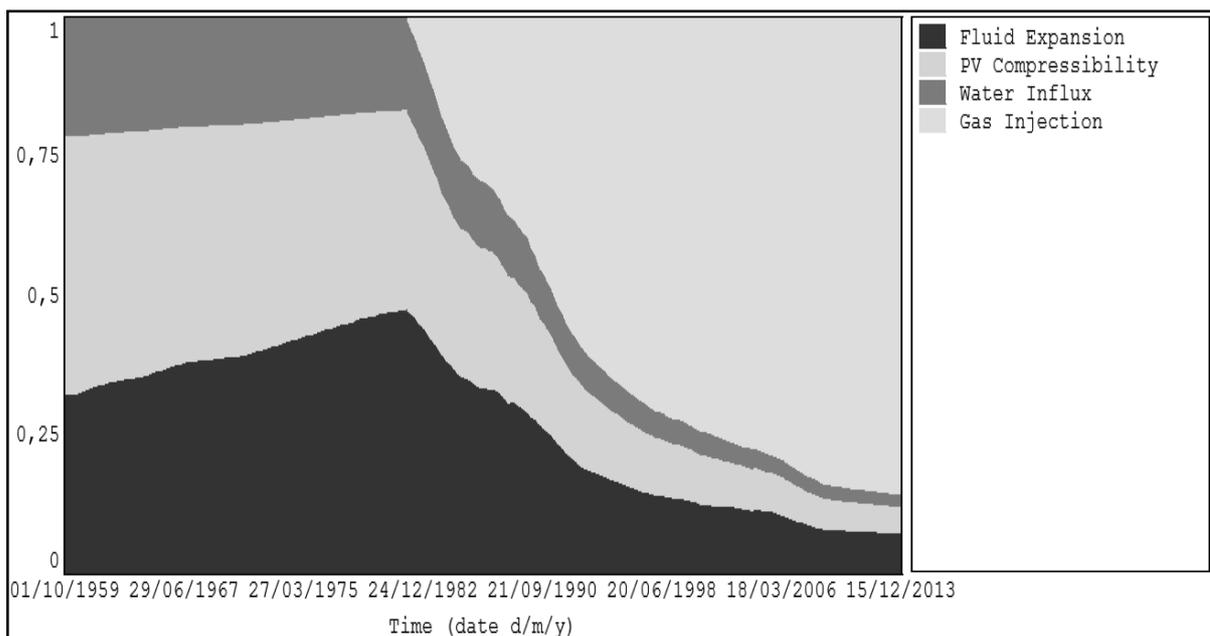


Figure VI.6 : Evolution de mécanisme de drainage en fonction du temps

VI-3-3 Paramètres de prédiction :

Depuis 15/12/2013 jusqu'à 01/01/2022

Tableau VI. 2 Paramètres de prédiction - Cas production avec injection -

temps	Débit (sm ³ /J)			
	huile	gaz	eau	gaz injecté
2013 – 2016	2650	1.5 million	100	1.7 million
2017 – 2019	2650	1.55 million	100	1.7 million
2020 – 2022	2650	1.6 million	100	1.7 million

VI-3-4 Résultats :

Les paramètres réels sont déterminés depuis l'origine 01/07/1959 jusqu'au 15/12/2013, puis on passe à la phase de prédiction jusqu'au 01/01/2022.

Dans le 2eme scénario les 3 périodes citées dans le tableau sont caractérisées par un soutirage constant d'huile $q_o = 2650 \text{ sm}^3/\text{J}$; avec un débit de gaz associé $q_g = 1.5$ à $1.6 \text{ Msm}^3/\text{j}$ et un débit d'eau $q_w = 100 \text{ sm}^3/\text{J}$ en même temps que du gaz injecté à $q_{g.inj} = 1,7 \text{ Msm}^3$.

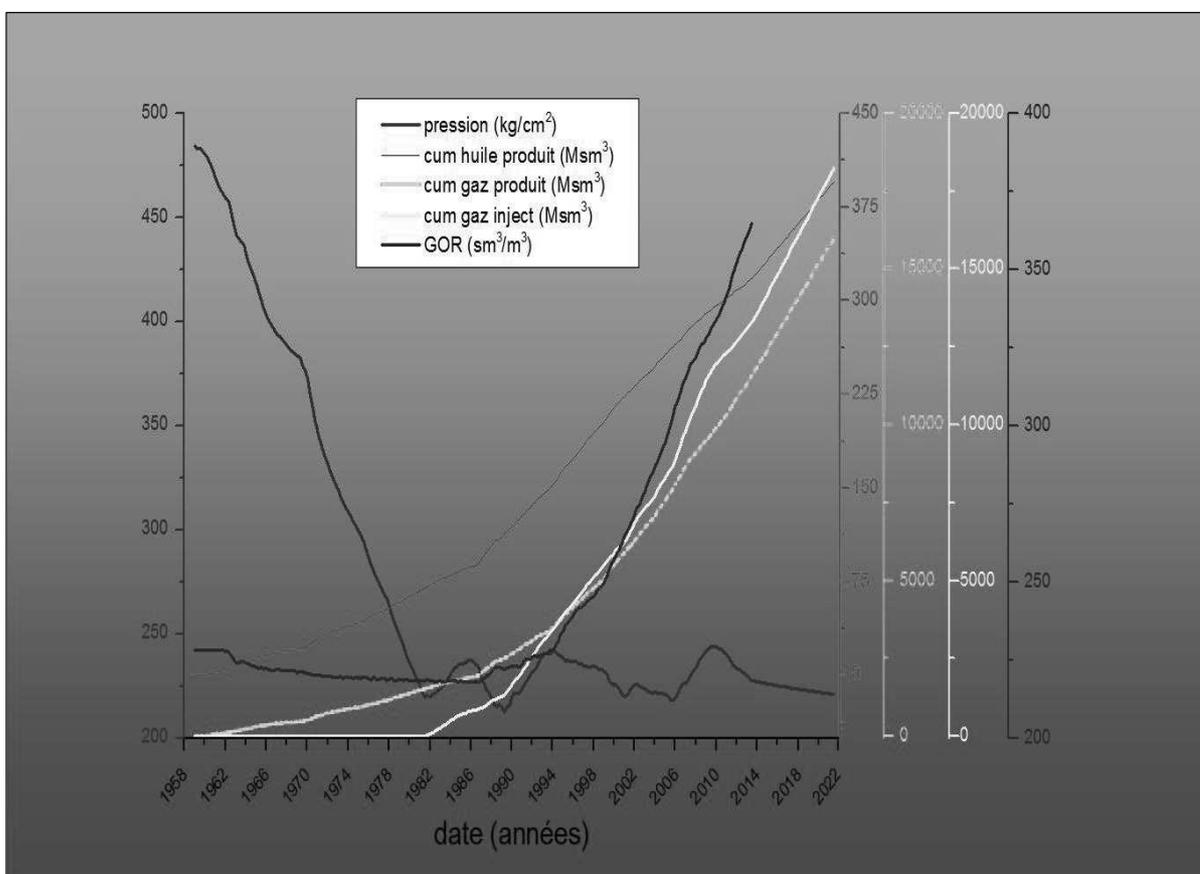


Figure VI.7 : Les graphes des performances de l'interzone GZ15_B

Les analyses suivantes tirées du graphe on été obtenues :

- ★ 1959 – 1981 La P_G chute de 483 -220 bars.
- ★ 1982-2022. la P_G a un aspect instable. Des piques max et mini alternés sont enregistrés en 1986 1990 1994 2006 et en 2010 avec fluctuation continu autour de 220bars jusqu'au 2022. La production d huile cumulée avoisine les 400Msm³ soit $\sum \Delta N_p = 393,75 \text{ Msm}^3$; Cumul gaz inj = 18000 Msm³ environ; Cumul gaz prod = 16250 Msm³ environ ; Il semble par conséquent que l'injection de gaz fait efficacement son maintien de la P_G avec un GOR de l'ordre de 370 m³/m³.

VI-4 - Troisième scénario :

VI-4-1 Paramètres de prédiction :

Depuis 15/12/2013 jusqu'au 01/01/2022

Tableau VI.3 Paramètres de prédiction - Cas ajout du nombre des puits producteurs-

temps	Débit (sm ³ /J)			
	huile	gaz	eau	gaz injecté
2013 – 2016	5000	2.09 million	100	1.7 million
2017 – 2019	5000	2.1 million	100	1.7 million
2020 - 2022	5000	2.11 million	100	1.7 million

VI-4-2 Résultats de prédiction :

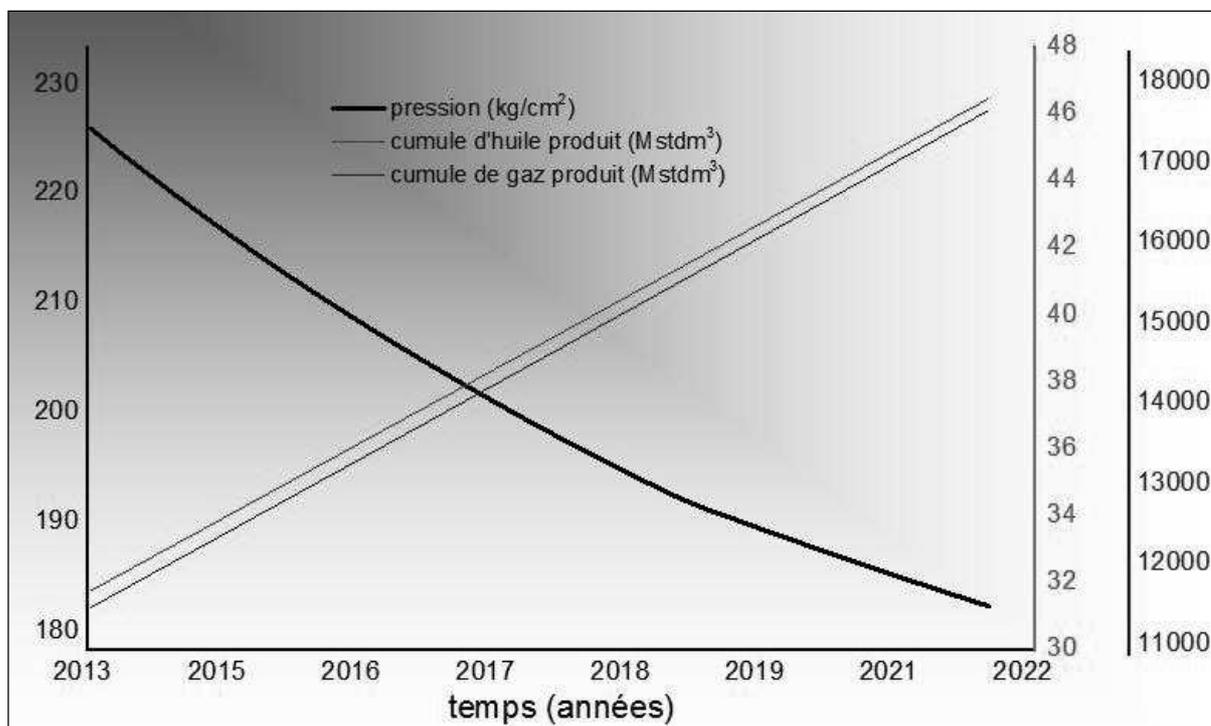


Figure VI.8 : Résultats de prédiction de pression production et injection

Conclusion générale

L'analyse des performances informe les spécialistes sur l'évolution des paramètres clés du gisement à travers l'observation de son comportement au cours de sa vie. Elle résume alors les événements importants ayant influencé son cours. Elle permet de prédire le futur proche et lointain du gisement. Elle permet aussi de recenser les différentes actions entreprises et leurs effets immédiats et lointains.

L'enregistrement de tous les événements ; le suivi de tous les paramètres et l'observation continu du comportement du gisement permettent de pressentir l'arrivée d'anomalies et d'agir en conséquence afin d'éviter ces mauvaises situations ou limiter leurs dégâts. Ces actions constituent les conditions nécessaires pour la réussite et la bonne gestion du réservoir.

Les résultats obtenus par l'analyse des performances sont :

- ❖ Les réserves initialement en place de l'interzone (14-15) sont estimées à 85 millions stm^3 par la méthode de bilan matière et 99 millions stm^3 par la méthode volumétrique ;
- ❖ Un flux d'huile conséquent est perdu dans les zones limitrophes ;
- ❖ En l'absence d'un gas cap ou d'un aquifère actif, les mécanismes de drainage naturels qui ont assuré la production dans cette zone sont l'expansion de l'huile et de son gaz dissout et dans une moindre mesure l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle ;
- ❖ La percée dans la plupart des puits avait lieu par un seul drain ;
- ❖ Les puits injecteurs présentent une tendance à la dégradation de leurs injectivités causant parfois la fermeture ;
- ❖ Vue l'épaisseur importante du réservoir, les failles constituent vraiment des barrières étanches ;
- ❖ La performance de la cellule dépend étroitement des quantités injectées ;
- ❖ L'injection de gaz dans la cellule est plus efficace sur le plan du maintien de pression que sur la récupération ;

Recommandations

D'après les résultats obtenus dans ce travail, on propose les recommandations suivantes :

- Raccourcir la période entre jaugeages pour les puits en percée pour un meilleur suivi de l'évolution de la production de gaz (GOR élevé).
- Suite à l'impossibilité de faire des tests PLT sur les puits producteurs (CCE), on les réalise sur les injecteurs de gaz pour une meilleure évaluation de l'efficacité verticale.
- Étudier les puits en percée de gaz pour un éventuel blocage des venues de gaz, Les puits en open Hole doivent être complété avec un Liner cimenté et perforé.
- Introduire la technique " casing patch " pour le blocage des venues.
- Réinterpréter les essais fall-off.

Références bibliographiques

✓ Livres

[1] M.LATIL (1975), *cours de production tome 6 récupération assistée*, société des éditions TECHNIP, Paris et Institut Français du Pétrole, Rueil-Malmaison, p. 37 ;

[2] Tarek Ahmad (2010), *RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK 4ed*, USA : ELSEVIER Inc, p. 838.

✓ Thèses et mémoires

[3] M. Ayoub GUESMIA - M. Boubakeur BENLAIB (2013), *INTEGRATED RESERVOIR MODELING : UN OUTIL POUR L'OPTIMISATION DE PERFORMANCE D'UN CHAMP MATURE, CAS DU CHAMP HASSI MESSAOUD (ZONE 16)*, Institut Algérien du pétrole, p.51.

✓ Rapport

[4] Sonatrach-Schlumberger (2007), *Well Evaluation Conference (Algérie 2007) gisement d'hydrocarbures*, Edition Schlumberger, p. 2.4, p. 2.5, p. 2.6 ;

[5] Sonatrach (1986), *Etude des zones 14-15-16 champ de hmd Algérie*, Edition Sonatrach, p.2, p.72.

Quelques exemples des diagraphies GR, Résistivité, Neutron :

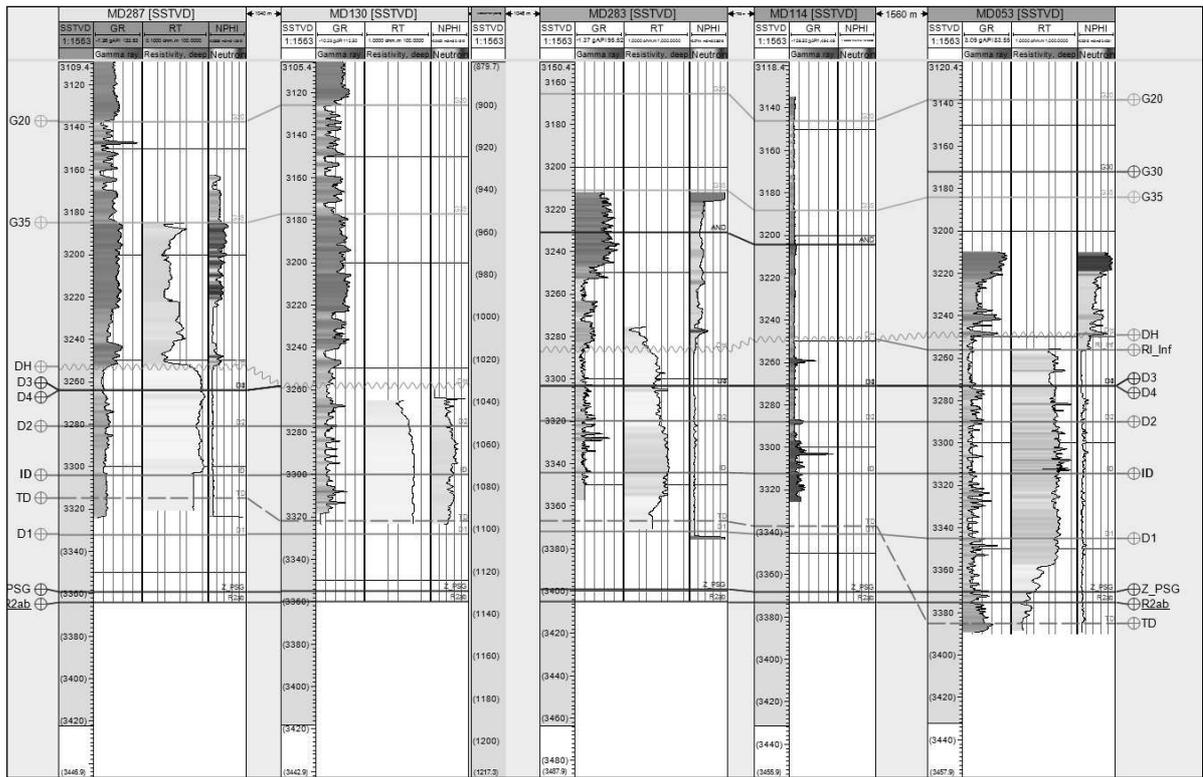


Figure A.1 : Résultats d'interprétions diagraphies des puits MD287, MD130, MD283, MD114, MD053



Figure A.2 : Résultats d'interprétions diagraphies des puits ONM031, MD127, MD413, MD513, MD068

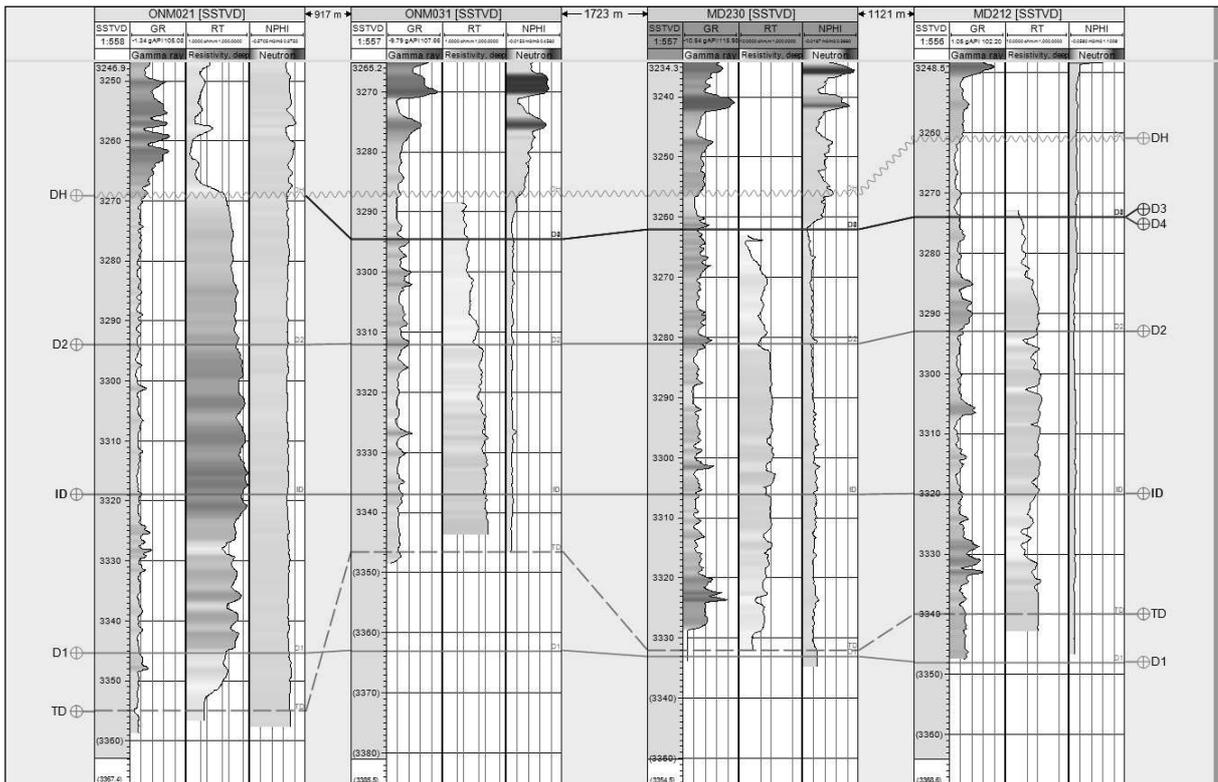


Figure A.3 : Résultats d'interprétions diagaphies des puits ONM21, ONM31, MD230, MD212

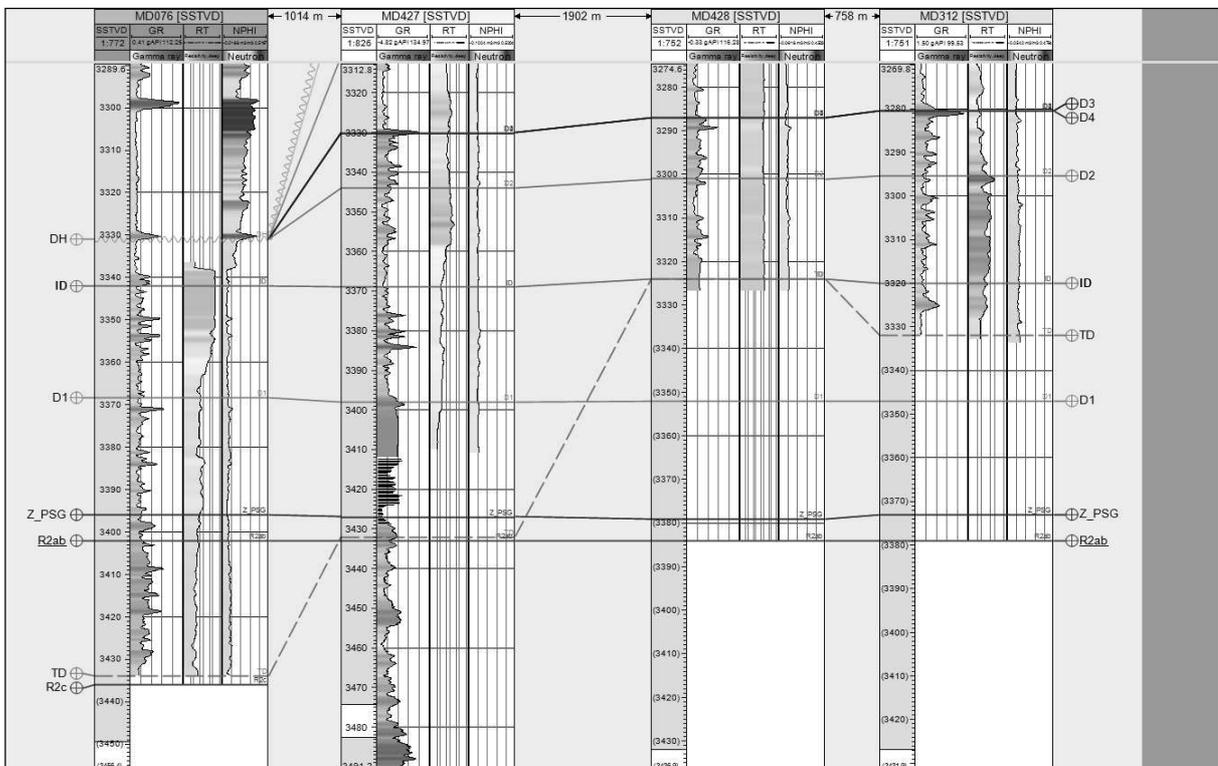


Figure A.4 : Résultats d'interprétions diagaphies des puits MD76, MD427, MD428, MD312

Quelques exemples des résultats de carottage :

Tableau A.1 : Découpage et caractéristiques pétro physiques -puits MD103-

DECOUPAGE			Résultats carotte		
DRAIN	Toit-Mur (m)	Epaisseur (m)	Epaisseur effectif (m)	Perméabilité (md)	Porosité (%)
ID	3478-3497	19	16	4.7	5.04
D1	3497-3524	27	27	10.43	6.11
Z_PSG	3524-3529	5	5	1.68	7.03
R2	3529-3551	22	21	4.21	8.56

Tableau A.2 : Découpage et caractéristiques pétro physiques -puits MD114-

DECOUPAGE			Résultats carotte		
DRAIN	Toit-Mur (m)	Epaisseur (m)	Epaisseur effectif (m)	Perméabilité (md)	Porosité (%)
D5	3391-3414	23	23	118.3	8.42
D3	3414-3430	16	16	33.72	5.9
D2	3430-3455	25	25	156.7	9.85
ID	3455-3478.2	23.2	23.2	96.33	9.03

Tableau A.3 : Découpage et caractéristiques pétro physiques -puits MD127-

DECOUPAGE			Résultats carotte		
DRAIN	Toit-Mur (m)	Epais (m)	Epaisseur effectif (m)	Perméabilité (md)	Porosité (%)
D5	3415-3425	10	9.2		
D3	3425-3450	25	10.7	32.34	6.35
D2	3450-3476	26	21.4	84.08	10.12
ID	3476-3504	28	17.3	34.31	8.76
D1	3504-3537	33	15.7	28.72	9.81
R2	3537-3465	28	1.8		

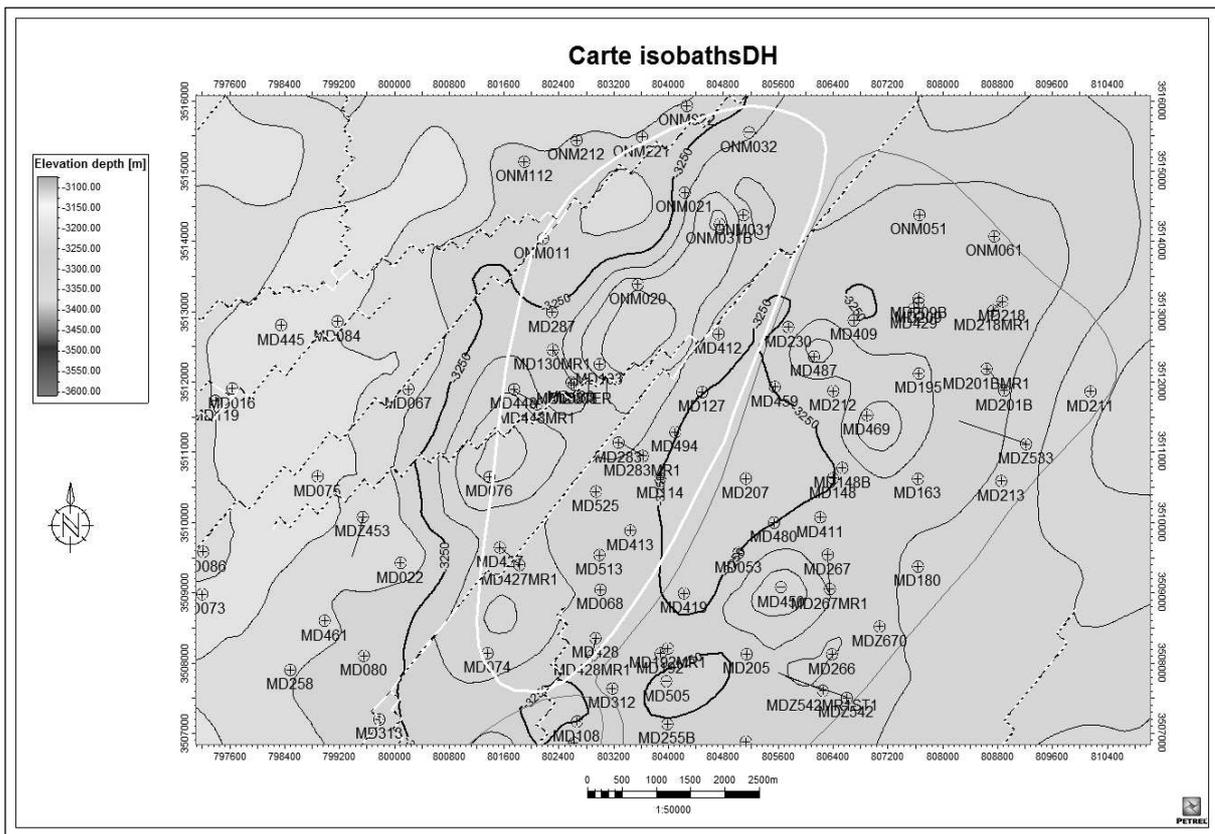


Figure A.5 : Carte isobath du toit de réservoir

Historique de production et d'injection des deux puits MD114 et MD207 :

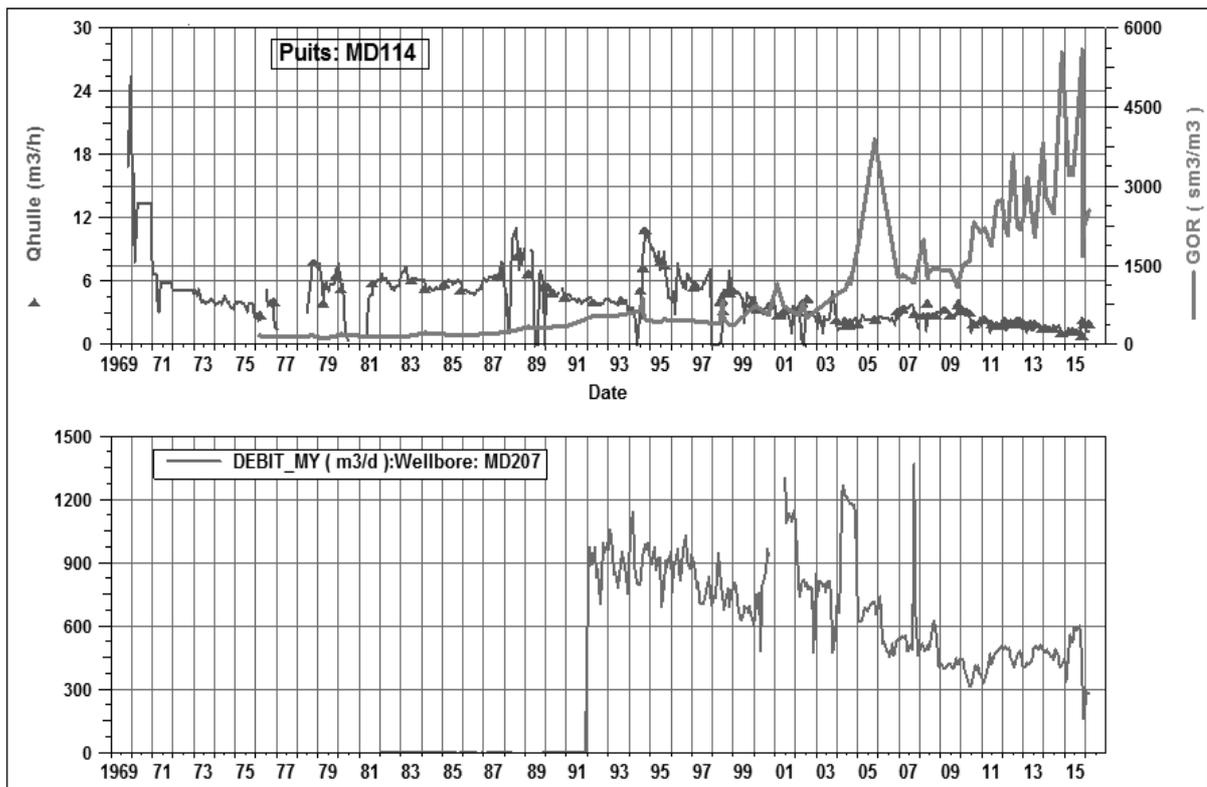


Figure A.6: Historique des puits MD114 et MD207

BUBBLE MAPS :

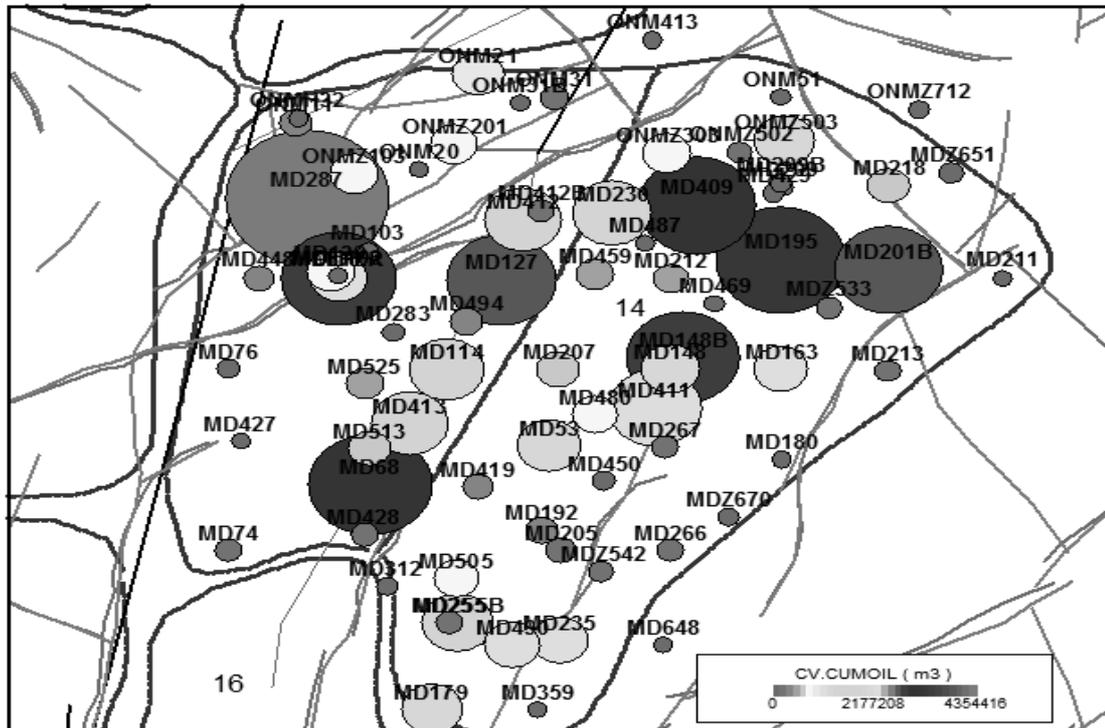


Figure A.7 : Bubble Map de la production cumulée

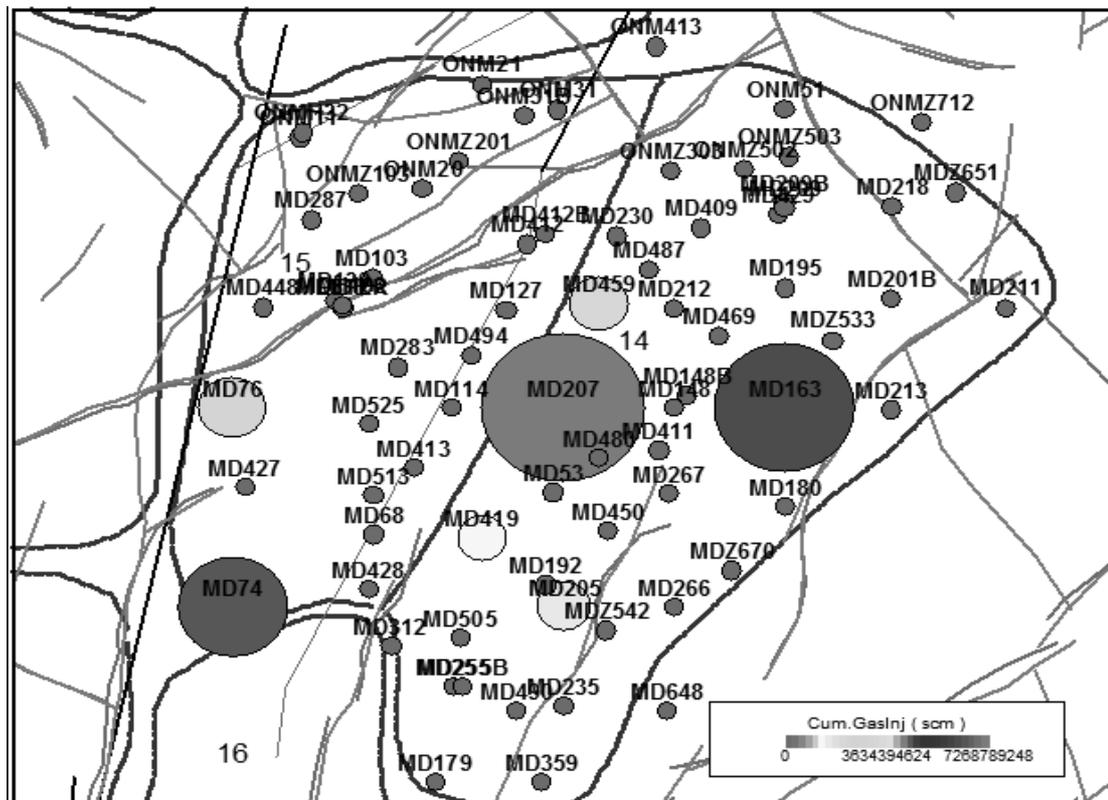


Figure A.8 : Bubble Map de l'injection cumulée

Perméabilités relatives huile – gaz :

Tableau A.4 *Perméabilités relative huile-gaz
en fonction de saturation de gaz*

S_g	K_{rg}	K_{ro}
0	0	0,884
0,0797	0,0079	0,62513523
0,1033	0,0114	0,55910675
0,1411	0,0173	0,46276022
0,1712	0,0237	0,39392537
0,1984	0,0311	0,33741745
0,223	0,0395	0,29074309
0,255	0,0532	0,23600198
0,2716	0,0619	0,21013895
0,2884	0,0719	0,18564789
0,3025	0,0813	0,16635568
0,3156	0,091	0,14943077
0,3297	0,1024	0,13225519
0,3497	0,1328	0,10967523
0,38	0,17724879	0,07923934
0,4	0,2163926	0,061488
0,43	0,29189798	0,03808886
0,46	0,39374928	0,01825387
0,495	0,55830721	0

PETREL :

PETREL est un logiciel utilisé dans l'exploration et la production des zones pétrolières. Il permet des utilisateurs à utilisées les données des interprétations sismiques et diagraphies, faire des modèle de réservoir 2D, 3D, visualise les résultats de simulation des réservoirs, calcule les volumes, produit des cartes. PETREL est développé et construire par Schlumberger.



Figure B.1 : *Interface de PETREL version 2014.1*

Historique des versions :

- Petrel Version 2007.1
- Petrel Version 2009.1
- Petrel Version 2010.1
- Petrel Version 2012.1
- Petrel Version 2014.1

Avantages de version 2014 :

- Tous les outils de l'interprétation sismique à la simulation sont intégrés dans une seule application, ce qui élimine les problèmes d'importation et d'exportation et la promotion de la collaboration.
- des capacités de visualisations puissantes en 3D.
- Les modèles peuvent être mis à jour instantanément lorsque de nouvelles données arrivent.
- Tous les résultats peuvent être copier-coller à toute application Windows rendant rapide et facile à faire rapport et présenter vos derniers résultats.
- Petrel dispose d'une interface utilisateur familière de Windows, le rendant facile à utiliser et à apprendre.

MBAL :

Le développement de réservoir nécessite une bonne compréhension des systèmes de réservoirs et de production. MBAL aide l'ingénieur à mieux définir les mécanismes de drainages du réservoir et des volumes d'hydrocarbures. Ceci est une condition préalable à des études de simulation fiables. MBAL est couramment utilisé pour modéliser les effets des réservoirs dynamiques. MBAL contient l'outil d'ingénierie de réservoir classique et a redéfini l'utilisation de bilan matières dans l'ingénierie de réservoir moderne.

Reservoir Engineering Tool :

- Material Balance
- Monte Carlo Simulator
- Decline Curve Analysis
- 1D model
- Multi-Layer
- Tight Gas

Material Balance Tool :

Il permet l'utilisation des calculs de bilan matières à travers des méthodes graphiques (comme Havlena-Odeh, Campbell, Cole etc.) et des méthodes analytiques.

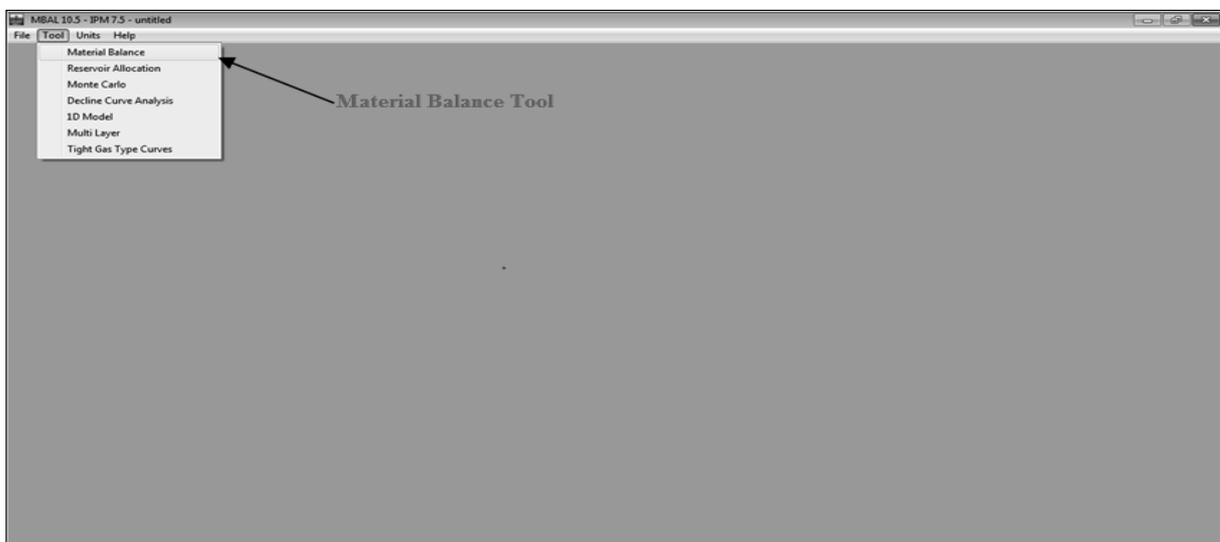


Figure B.2 : *Material Balance Tool*

Les neuf termes composent l'MBE :

$$\begin{aligned}
& [\text{Volume des pores occupé par l'huile à la pression initial } P_i] \\
& \quad + \\
& [\text{Volume des pores occupé par le gaz dans le gas cap à la pression initial } P_i] \\
& \quad + \\
& [\text{Volume des pores occupé par l'eau à la pression initial } P_i] \\
& \quad = \\
& [\text{Volume des pores occupé par l'huile reste à la pression } P] \\
& \quad + \\
& [\text{Volume des pores occupé par le gaz dans le gas cap à la pression } P] \\
& \quad + \\
& [\text{Volume des pores occupé par le gaz dissous libéré à la pression } P] \\
& \quad + \\
& [\text{Volume des pores occupé par l'eau d'aquifère à la pression } P] \\
& \quad + \\
& [\text{Changement de volume des pores dus à l'expansion d'eau interstitielle et de la roche}] \\
& \quad + \\
& [\text{Volume des pores occupé par le gaz injecté à la pression } P] \\
& \quad + \\
& [\text{Volume des pores occupé par l'eau injecté à la pression } P]
\end{aligned}$$

On peut déterminer ces termes respectivement (d'après les propriétés PVT des hydrocarbures et la roche) comme suivant :

$$\begin{aligned}
N \text{ Boi} + m N \text{ Boi} + W \text{ Bwi} &= (N - N_p) \cdot \text{Bo} + \left[\frac{m N \text{ Boi}}{\text{Bg}_i} \right] \text{Bg} + [N \text{ Rsi} - N_p \text{ Rp} \\
- (N - N_p) \cdot \text{Rs}] \cdot \text{Bg} &+ [W_e - W_p \text{ Bw}] + [N \cdot \text{Boi} (1 + m) \left(\frac{\text{Sw}_i \text{ Cw} + \text{Cf}}{1 - \text{Sw}_i} \right) \Delta P] + \text{Ginj}
\end{aligned}$$

N : quantité d'huile en place [m^3]

Bg : facteur volumétrique de gaz [m^3/sm^3]

Bo : facteur volumétrique d'huile [m^3/sm^3]

Bw : facteur volumétrique d'eau [m^3/sm^3]

Rs : GOR de solution [m^3/m^3]

W_e : cumulée d'eau d'aquifère [m^3]

W_p : cumulée d'eau produit [m^3]

m : La taille originale de gaz cap par rapport à la zone pétrolière [m^3/m^3]

S_w : saturation d'eau [fraction]

C_w : compressibilité d'eau [$1/(\text{kg}/\text{cm}^2)$]

C_f : compressibilité de formation [$1/(\text{kg}/\text{cm}^2)$]

ΔP : différence de pression [kg/cm^2]

Les symboles p : quantité produit, inj : injecté, i : initial

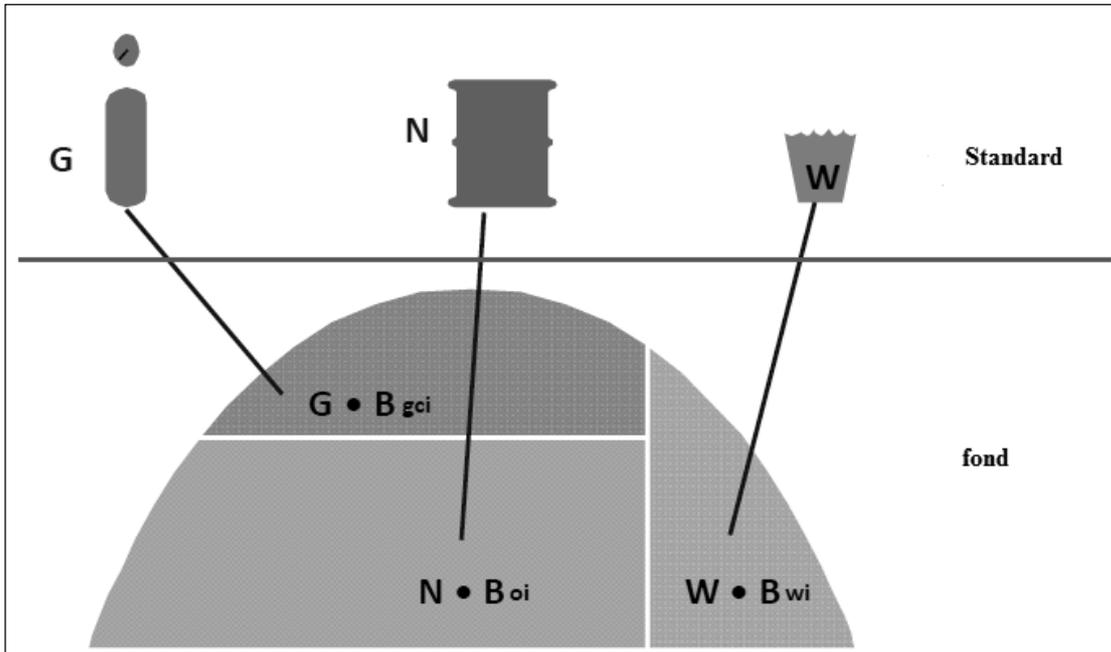


Figure C.1 : Volumes de fluides avant la mise en production

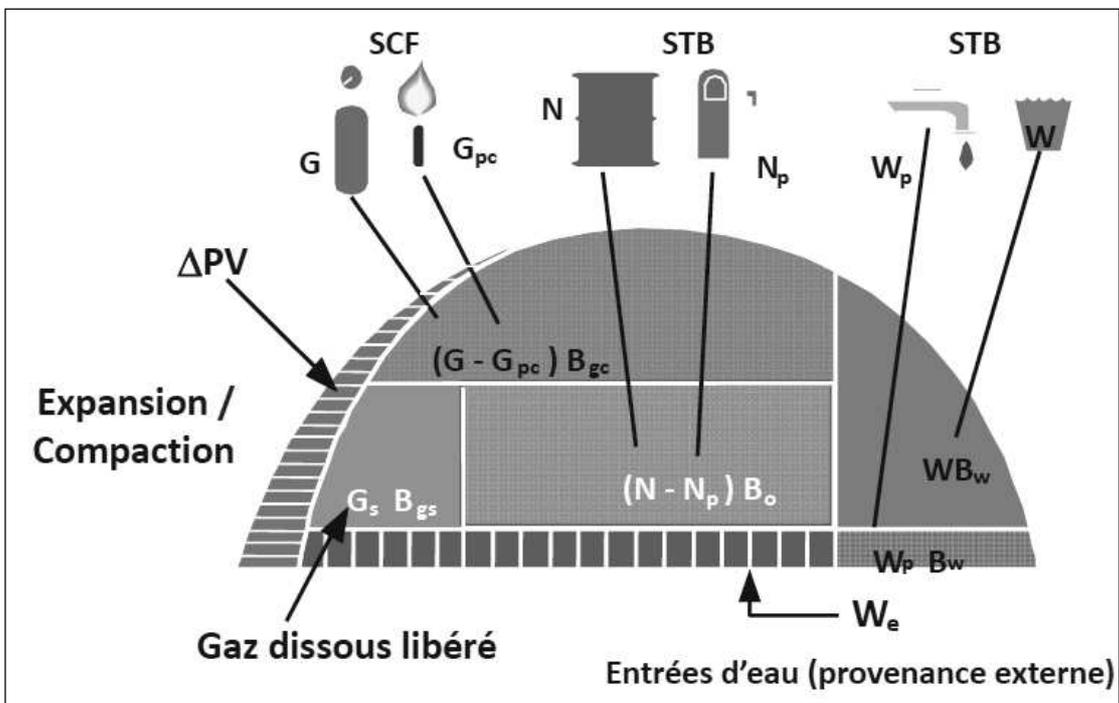


Figure C.2 : Volumes de fluides après production

تهدف هذه الدراسة إلى تحليل أداء الخلية GZ15_B لوضع رؤية شاملة حول نشاطها و تحديد إيجابيات و سلبيات سياسة الإستثمار. لمساعدة المسؤولين على ترشيد الإستغلال. الخلية خاضعة حاليا إلى المرحلة الثانية من الإستغلال (مرحلة ضخ الغاز) وهذا ما يدعونا إلى دراسة فعالية هذه المرحلة كالتالي:

- تقييم فعالية ضخ الغاز
- تشخيص العقبات الناتجة عن نقص فعالية ضخ الغاز على عدة مستويات
- ترتيب الأولويات حسب الأكثر تأثيرا في الإنتاجية

كلمات مفتاحية: الطريقة الحجمية، طريقة حساب المادة، فعالية الضخ، تحليل الأداء، التوقع.

Résumé

L'objectif de cette étude est de faire l'analyse des performances de la cellule GZ15_B qui permettent d'avoir une vision globale de son activité et mettent en évidence les avantages et les inconvénients de la politique d'exploitation. Cela aide les responsables à modifier les paramètres afin d'optimiser le rendement. La cellule est actuellement drainée par l'injection de gaz non miscible, Cela nous oblige à étudier les performances d'injection de gaz comme suit :

- Evaluation de l'efficacité de l'injection du gaz ;
- Diagnostique des problèmes à l'origine de l'efficacité limitée de l'injection du gaz à différents niveaux: zone, cellule et puits ;
- Orientation des actions à entreprendre en fixant les priorités et en se focalisant sur celles qui peuvent rapporter le plus en termes de récupération.

Mots clés : Méthode volumétrique, Equation bilan matière, Efficacité d'injection, Analyse des performances, Prédiction.

Abstract

The objective of this study is to analyze the performance of the pattern GZ15_B that allows a global vision of that activity and highlight the advantages and disadvantages of the exploitation policy. This helps managers to change the settings to optimize efficiency. The pattern is currently drained by injecting immiscible gas, this requires us to study the gas injection performance as following:

- Evaluation of the efficiency of the injection of gas;
- Diagnostic problems behind the limited efficiency of the injection of gas at different levels: zone, pattern and well;
- Orientation of actions to setting priorities and focusing on those that can bring the most in terms of recovery.

Keywords: Volumetric method, Material balance equation, Injection efficiency, Performance analysis, Prediction.