

N° Ordre ...../Faculté/UMBB/2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme

# MASTER

Présenté par :

**BOULKERARA Seyfeddine**

**KHIRANI Sabir**

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des Hydrocarbures

## *Thème*

---

### **ETUDE DE DEVELOPPEMENT DU CHAMP HRM SUD AU NIVEAU DU RESERVOIR « SERIE INFERIEURE »**

---

Devant le jury :

HADJADJ Ahmed	Pr	UMBB	Président
GHEZALI Said	Dr	Sonatrach	Examineur
AKKOUCHE Fadila	Ing	Sonatrach	Examineur
BEHNOUS Dounia	MA.B	UMBB	Encadreur

Année Universitaire : 2016/2017

# Dédicace

*J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail:*

*À ma vie et mon amour ma mère.*

*À mon cher père pour tous ses sacrifices que Dieu le garde.*

*À mes très chers frères et sœurs*

*À mon neveu : Ayoub*

*À tous mes collègues surtout : Seyfeddine, Islam, charaf,  
Oussama, Housseem, Samir*

*À mes amis (es) de la vie surtout : Aymen, Hicham,*

*À tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*

*Sabir .*

# Dédicace

*J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail:*

*À ma vie et mon amour ma mère.*

*Pour mon père qui m'a aidé sans cesse par ses conseils et son soutien durant mon cursus scolaire j'espère que le bon Dieu lui miséricorde.*

*À mes très chères sœurs Saediya, Amira, Nassima, Nada.*

*À tous mes collègues surtout : Sabir, Redouane, Farouk, Oussama, Jukurta, Hichem, Yacine, Islam, Mohamed, Ibrahim.*

*À mes amis (es) de la vie surtout : Haroun, Moussa, Yacine.*

*À tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*

*Seyfeddine.*

# REMERCIEMENTS



*Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.*

*Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur **Mme. BEHNOUS Dounia** pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux,*

*Nous remercions chaleureusement notre encadreur à Hassi Rmel **Mme. HABIBI Rachida**, pour son aide, ses encouragements et ses conseils judicieux durant toute la période du projet.*

*Par la même occasion, Nous adressons aussi nos sincères remerciements à tous nos enseignants du département gisements miniers et pétroliers, qui ont contribué à notre formation durant notre cursus universitaire. En particulier : **Mr. GARECHE**, **Mr. ZERAIBI**, **Mr. BENYOUNES**, **Mr. SAIFI** et **Mr. HADJAJ**.*

*En définitive, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.*

# SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

## **Chapitre I : Présentation de la région HRM SUD**

I.1 Historique de la région d'étude.....	3
I.2 Situation géographique.....	3
I.3 Situation géologiques.....	3
I.4 Stratigraphie.....	3
I.5 La lithologie et les limites d'extensions du réservoir.....	6
I.5.1 Le réservoir.....	6
I.5.2 Contexte Géologique .....	7
I.5.3 Résumé Géologique Du Champs De Hassi R'mel Sud.....	8

## **Chapitre II : Etude PVT et petrophysique**

II.1 Etude PVT.....	9
II.1.1 Généralité.....	9
II.1.2 Propriété de fluide de réservoir .....	9
II.1.2.1Echantillonnage de fond.....	10
II.1.2.2Echantillonnage de surface.....	10
II.1.3 Partie analyse.....	10
II.1.3.1 Les résultats de l'analyse de gaz et liquide de séparateur.....	10
II.1.3.2 Recombinaison du gaz et l'huile sortie de séparateur.....	11
II.1.3.3 Etude PVT de l'huile recombinaison.....	13
II.2 Etude petrophysique.....	20
Introduction.....	20
II.2.1 Interprétation quantitative des paramètres du réservoir.....	20
II.2.1.1 Détermination des caractéristiques pétrophysiques à partir des diagraphies....	23
II.2.1.2 Détermination des caractéristiques pétrophysiques à partir des carottes.....	24
II.2.2 Conclusion.....	29

## **Chapitre III : Estimation des réserves**

Introduction générale.....	30
III.1 Méthode volumétrique.....	30
III.1.1 Méthode volumétrique déterministe .....	30
III.1.2 Méthode volumétrique probabilistes .....	30
III.2 Bilan matière .....	31
Introduction.....	31
III.2.1 Hypothèses de l'équation de bilan matière .....	32
III.2.2 Principe de calcul.....	32
III.3 Analyse de déclin.....	36
Introduction.....	36
III.3.1 Objectif .....	36
III.3.2 Hypothèses .....	36
III.3.3 Types de courbes de déclin.....	37
III.3.4 Les équations de déclin .....	37

## **Chapitre IV : Partie calcul**

Introduction.....	40
IV.1 Calcul des paramètres pétrophysiques moyennes .....	40
IV.2 Estimation des réserves en places par la méthode volumétrique.....	41
IV.2.1. Calcul par surfactant.....	41
IV.2.2 Calcul par la méthode probabiliste.....	44
IV.2.3 Résultats graphiques pour la série inférieure.....	45
IV.2.4 Conclusion.....	48
IV.3 Estimation des réserves en places par la méthode Bilan Matière.....	48
IV.3.1 Calcul par méthode manuel.....	48
IV.3.2 Calcul par Mbal.....	52
IV.3.3 Etude de l'évolution des paramètres de production.....	62
IV.3.4 Conclusion.....	64
IV.4 Analyse de déclin .....	70
IV.4.1 La loi exponentielle.....	66
IV.4.2 La loi hyperbolique .....	66
IV.4.3 La loi harmonique .....	67

IV.4.4 Conclusion.....	73
IV.5 Previsions et scenarios.....	80
IV.5.1 Definition.....	74
IV.5.2 Etat actuelle.....	75
IV.5.3 Injection d’eaux et de gaz.....	77
IV.5.4 Conclusion.....	81

## **Chapitre V : Etude économique**

V.1 Objectif d’étude.....	83
V.2 Données .....	83
V.3 Partie Calcul .....	84
Conclusion.....	86
Conclusion générale .....	87
Recommandations.....	88
Références bibliographiques	
Annexe	

# LISTE DES FIGURES

<b>Figure I.1,</b> Coupe stratigraphique synthétique de champ de Hassi R'mel.....	5
<b>Figure I.2,</b> Le trias de Hassi R'mel sud.....	7
<b>Figure. II.1,</b> Représentation schématique du tracé d'une isotherme.....	14
<b>Figure. II.2,</b> Représentation schématique du volume relatif en fonction de la pression.....	17
<b>Figure. II.3,</b> Représentation schématique du FVF Bo en fonction de la pression.....	17
<b>Figure. II.4,</b> Représentation schématique du GOR dissolution en fonction de la pression....	18
<b>Figure. II.5,</b> Représentation schématique de la viscosité en fonction de la pression.....	19
<b>Figure. II.6,</b> Enveloppe de phase de l'huile recombinée du réservoir SIHRM sud par PVTP.	19
<b>Figure II.7,</b> Relation porosité perméabilité.....	29
<b>Figure III.1,</b> Courbe de Monte Carlo volumétriques.....	31
<b>Figure III.2,</b> Schéma de principe du bilan matière.....	33
<b>Figure III.3,</b> Classification des courbes de déclin de production.....	39
<b>Figure IV.1,</b> La carte isoporosité.....	41
<b>Figure IV.2,</b> La carte Iso Hauteurs utiles.....	42
<b>Figure IV.3,</b> La carte Iso saturation.....	42
<b>Figure IV.4,</b> la carte iso hauteur équivalent.....	43
<b>Figure IV.5,</b> Calcul du volume des réserves utilisant logiciel Petrel.....	44
<b>Figure IV.6,</b> Convergence de la méthode de Montecarlo pour NC=100.....	46
<b>Figure IV.7,</b> Convergence de la méthode de Montecarlo pour NC=50000.....	46
<b>Figure IV.8,</b> Convergence de la méthode de Montecarlo pour NC=500000.....	47
<b>Figure IV.9,</b> Courbe de graphe f en fonction de Eo.....	50
<b>Figure IV.10,</b> Courbes de l'évolution des indices de drainage.....	52
<b>Figure IV.11,</b> Evolution de pression du réservoir.....	53
<b>Figure IV.12,</b> Résultat du matching de Pb par la corrélation de Lasater.....	55
<b>Figure IV.13,</b> Résultat du matching de Bo par la corrélation Lasater.....	55
<b>Figure IV.14,</b> Résultat du matching de Rs par la corrélation de Lasater.....	56
<b>Figure IV.15,</b> Résultat du matching de la viscosité par la corrélation de Petrosky & al.....	56
<b>Figure IV.16,</b> Validation du modèle (Matching).....	57
<b>Figure IV.17,</b> Nuage des points (P en fonction de Np).....	58
<b>Figure IV.18,</b> la courbe de régression et le nuage des points.....	58

<b>Figure IV.19,</b> Résultats par la méthode graphique.....	59
<b>Figure IV.20,</b> Résultat de la méthode graphique F/Et versus F .....	60
<b>Figure IV.21,</b> Résultat de la méthode de $(F - W_e)/(E_o + E_{fw})$ vs $E_g/(E_o + E_{fw})$ .....	60
<b>Figure IV.22,</b> Résultat de la méthode F/Et versus $W_e/E_t$ .....	61
<b>Figure IV.23,</b> Résultats par le plot de l'énergie.....	61
<b>Figure IV.24,</b> Prédiction de l'évolution du facteur volumique du gaz.....	62
<b>Figure IV.25,</b> Prédiction de l'évolution GOR de production.....	62
<b>Figure IV.26,</b> Prédiction de l'évolution la production cumulée en huile.....	63
<b>Figure IV.27,</b> Prédiction de l'évolution la production cumulée en gaz.....	63
<b>Figure IV.28,</b> Prédiction de l'évolution de la saturation en huile.....	64
<b>Figure IV.29,</b> Courbe de déclin du puits HRS007.....	65
<b>Figure VI.30,</b> Courbe de déclin du puits par la loi exponentielle pour le puits HRS007.....	66
<b>Figure IV.31,</b> Courbe de déclin du puits par la loi hyperbolique pour le puits HRS007.....	67
<b>Figure IV.32,</b> Courbe de déclin du puits par la loi harmonique pour le puits HRS007.....	67
<b>Figure IV.33,</b> Courbe de déclin du puits par la loi exponentiel pour le puits HRS026.....	68
<b>Figure IV.34,</b> Courbe de déclin par la loi hyperbolique pour le puits HRS027.....	68
<b>Figure IV.35,</b> Courbe de déclin par la loi hyperbolique pour le puits HRS028.....	69
<b>Figure IV.36,</b> Courbe de déclin par la loi exponentiel pour le puits HRS029.....	69
<b>Figure IV.37,</b> Courbe de déclin par la loi exponentiel pour le puits HRS030.....	69
<b>Figure IV.38,</b> Courbe de la production d'huile cumulé en fct de debit du puits HRS007.....	70
<b>Figure IV.39,</b> Courbe de la production d'huile cumulé en fct du temps du puits HRS007....	71
<b>Figure IV.40,</b> Les courbes de déclin des différents puits.....	72
<b>Figure VI.41,</b> Les courbes de production cumulées des différents puits.....	72
<b>Figure IV.42,</b> le profil de déclin du bloc.....	73
<b>Figure IV.43,</b> La courbe de déclin du bloc.....	73
<b>Figure IV.44,</b> prévision de l'évolution des débits dans la période allant de : 31/12/2016 à 31/12/2026.....	74
<b>Figure IV.45,</b> prévision de l'évolution de la pression et la production cumulée dans la période allant de : 31/12/2010 à 31/12/2016.....	75
<b>Figure IV.46,</b> Prévision de l'évolution du facteur de récupération dans la période allant de : 31/12/2010 à 31/12/2016.....	75
<b>Figure IV.47,</b> Prévision de l'évolution de la pression du gisement dans la période allant de : 31/12/2016 à 01/01/2026.....	76

<b>Figure IV.48</b> , Prévision de l'évolution du facteur de récupération dans la période allant de : 31/12/2016 à 01/01/2026.....	77
<b>Figure IV.49</b> , Scénario avec un débit d'injection de 200 m3/jour.....	78
<b>Figure VI.50</b> , Scénario avec un débit d'injection de 300 m3/jour.....	78
<b>Figure IV.51</b> , Scénario avec un débit d'injection de 400000 Sm3/jour.....	79
<b>Figure IV.52</b> , Scénario avec un débit d'injection de 500000 Sm3/jour.....	79
<b>Figure IV.53</b> , Scénario avec un débit d'injection de 600000 Sm3/jour.....	80
<b>Figure IV.54</b> , l'effet d'injection pour les différents débits.....	80
<b>Figure V.1</b> , Recette et Dépenses des Scénarios.....	86

# LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau II.1</b> , Composition en pourcentage molaire du gaz séparateur et liquide séparateur du puits HRS-25.....	11
<b>Tableau II.2</b> , composition en pourcentage molaire de l'huile recombinaée du puits HRS-25.....	13
<b>Tableau II.3</b> , Relation pression-volume de l'huile recombinaée du puits HRS-25.....	14
<b>Tableau II.4</b> , les résultats de volume relatif.....	15
<b>Tableau II.5</b> , les résultats de vaporisation différentielle.....	16
<b>Tableau II.6</b> , Calcul des paramètres ( $\phi$ et $S_{wi}$ ) du puits HRS007.....	26
<b>Tableau II.7</b> , Calcul des paramètres moyens.....	27
<b>Tableau II.8</b> , Les données de perméabilité et de porosité.....	28
<b>Tableau II.9</b> , Corrélation porosité perméabilité.....	29
<b>Tableau III.1</b> , les cas d'utilisation de bilan matière.....	36
<b>Tableau IV.1</b> , Résultats de calcul des paramètres petrophysiques des puits de la série inférieure.....	40
<b>Tableau IV.2</b> , Coordonnées X et Y des puits de la série inférieure.....	41
<b>Tableau IV.3</b> , les distributions des données d'entrée $\phi$ et $S_w$ .....	44
<b>Tableau IV.4</b> , Les probabilités des réserves du (NC=50000).....	47
<b>Tableau IV.5</b> , Les probabilités des réserves du (NC=500000).....	47
<b>Tableau IV.6</b> , Historique de la production huile et gaz.....	49
<b>Tableau IV.7</b> , résultats de calcul de F et $E_0$ .....	49
<b>Tableau IV.8</b> , Formules utilisées pour le calcul des indices de drainages.....	50
<b>Tableau IV.9</b> , Résultats calcul des indices de drainage.....	51
<b>Tableau IV.10</b> , Résultats du test DL.....	54
<b>Tableau IV.11</b> , les données de puits HRS007.....	65
<b>Tableau IV.12</b> , les lois de déclin pour les puits de la série inférieure.....	70
<b>Tableau IV.13</b> , La production cumulée en fonction de débit.....	70
<b>Tableau IV.14</b> , Prévision de l'évolution du facteur de récupération dans la période allant de : 31/12/2016 à 31/12/2026 pour des différents débits.....	76
<b>Tableau IV.15</b> , Les pressions pour des différents débits à la fin de la période de prévision.....	81
<b>Tableau IV.16</b> , Taux de récupération pour des différents débits à la fin de la période de prévision.....	81
<b>Tableau V.1</b> , calcul des quantités produites, et celles injectées pour chaque scénario.....	84
<b>Tableau V.2</b> , calcul des coûts pour chaque injection.....	85

**Tableau V.3, Recette, Dépense, Gain pour chaque scénario d'injection.....85**

# Nomenclature

Vsh : L'argilosité

B : facteur volumétrique FVF ; RB/STB

C<sub>f</sub> : Compressibilité de la formation (Psi<sup>-1</sup>).

C<sub>o</sub>, C<sub>w</sub> et C<sub>g</sub> : Compressibilité de l'huile, de l'eau et du gaz (Psi<sup>-1</sup>).

Z : facteur de compressibilité du gaz.

d : densité de gaz.

V<sub>r</sub> : Volume relatif.

h : hauteur totale ;m

h<sub>utile</sub> : Hauteur utile du réservoir (m).

N : les réserves d'huile initialement en place (m3).

STDV : l'écart type standard.

We : les entrées d'eau (m3).

Wp : l'eau produite en surface (sm3).

Bo : facteur volumique de fond (m3/sm3).

Boi : facteur volumique de fond initial (m3/sm3).

Np : la production en huile (sm3).

Gp : la production en gaz (sm3).

DIO : Indice de drainage dû à l'huile et son gaz dissous.

DIWint : Indice de drainage dû aux eaux interstitielles.

DIF : Indice de drainage dû à la formation.

WOC : le contact huile eau.

GOC : le contact huile gaz.

k<sub>w</sub> : perméabilité effective à l'eau ;md

k<sub>o</sub> : perméabilité effective à l'huile ;md

P<sub>wf</sub> : pression de fond dynamique ; kg/cm<sup>2</sup>

q : débit en surface; SM<sup>3</sup>/d

q<sub>inj</sub>: débit du fluide d'injection ; bbl/d

S<sub>o</sub>, S<sub>w</sub> et S<sub>g</sub>: Saturation en huile, en eau et en gaz.

t : temps ; hr

Φ : porosité ;

ρ : Masse volumique (kg/m<sup>3</sup>)

μ<sub>w</sub> ; μ<sub>o</sub> : viscosité de l'eau ; viscosité de l'huile ; cp

# Liste d'abréviations

**HRM** : Hassi Rmel.

**Si** : la série inferieure.

**FVF** : facteur volumétrique du fond.

**GOR** : gaz huile ration.

**GOC** : gaz huile contacte.

**WOL** : gaz liquide contacte.

**OOIP** : volume on place d'hydrocarbure.

**STDV** : standard écart type.

**Np cum** : réserves produites cumulés.

**Cum oil** : production d'huile cumulée.

**Cum gas** : production de gaz cumulée.

## INTRODUCTION GENERALE

L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure se présente dans sa phase primaire par une déplétion naturelle due à l'énergie propre du réservoir, parmi les mécanismes qui provoquent cette énergie on peut citer : la compressibilité de la roche et des fluides, l'expansion du gaz cap, ou du gaz dissous, le drainage de l'aquifère.

Mais comme dans la majorité des cas, cette récupération primaire devient insuffisante à cause de l'épuisement de l'énergie du réservoir qui se traduit par la chute de sa pression, alors on intervient avec une énergie supplémentaire dont le but est de rapprocher le gisement vers son état initial, en augmentant sa pression.

L'étude d'un gisement a pour but à partir de la découverte d'un réservoir productif d'établir un projet de développement qui cherchera à optimiser la récupération des hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique donnée.

Les spécialistes de gisement continueront quasi à étudier le gisement pendant la durée de vie du champ afin d'en tirer les informations nécessaires à l'exploitation optimale du gisement.

Le réservoir Série Inférieure du gisement Hassi R'mel sud (HRM Sud) a été découvert en 2000 avec une pression de gisement initiale de l'ordre de 311,2 bar, son exploitation commença en 2011 par l'intermédiaire de deux puits producteur d'huile (HRS027, HRS030) avec un GOR de l'ordre de 98 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Deux ans après, six nouveaux puits ont été complétés et mis en production et après six (6) ans de service une chute considérable de la pression du réservoir s'est produite (environ 20 bar/année) et si on continuera à produire avec ce rythme, la pression du réservoir tombera au-dessous de la pression de bulle ( $P_b=185$  bar) ce qui pourra engendrer d'énormes problèmes d'exploitation et un investissement additionnel dans le futur proche, d'où un programme de développement devient indispensable dont le but est d'estimer les réserves en place, identifier les différents mécanismes de récupération en jeu, et le plus important d'établir un programme de récupération par injection et prédire le taux de récupération et le maintien de pression au niveau de ce réservoir.

Notre travail consiste à étudier le développement du champ HRM sud Série inférieure pour cela nous structurons notre mémoire en cinq chapitres :

- Dans le premier chapitre nous abordons une présentation du champ étudié : sa situation géographique et géologique, sa lithologie ainsi que ses limites d'extensions.
- Le chapitre deux comporte d'une part une étude PVT des fluides du gisement et d'autre part une autre descriptive des caractéristiques pétrophysiques à partir des carottes et des outils de diagraphies.
- le troisième chapitre englobe la théorie des différentes méthodes de calcul des réserves (Volumétrique : déterministe et probabiliste, et Bilan Matière) ainsi que la théorie de déclin.
- Le quatrième chapitre sera consacré pour le calcul des réserves initiales en place. une comparaison des deux méthodes (volumétriques et bilan matière) est réalisée. Par la suite, des scénarios de prévision par injection d'eau et de gaz seront proposés en se basant sur l'analyse des courbes de déclin de chaque puits de la zone étudiée (SI HRM sud)
- Le cinquième chapitre est consacré à une étude économique par une évaluation de la rentabilité de chaque scénario prévu. un scénario d'injection satisfaisant les conditions techniques et économiques sera proposé à la fin.
- Nous terminons notre travail par une conclusion générale dans laquelle nous résumons les résultats de notre étude et quelques recommandations.

## I.1 Historique de la région d'étude

Hassi R'mel sud est un secteur situé au sud de la structure principale de Hassi R'mel et au Sud-est de Djebel Bissa. En 1971, le puits HRS-1 a été foré sur une structure anticlinale, définie par la sismique réflexion, d'une dimension 240 km<sup>2</sup> affectée par un réseau de faille. La zone Sud est tectoniquement complexe ; elle présente un réseau des failles normales de direction Nord-Sud et des rejets parfois importants se traduisant par des structures anticlinales et synclinales.

Actuellement la structure est reconnue par 35 puits ayant mis en évidence un réservoir gréseux "A" à huile surmonté d'un gaz-cap.

Une autre accumulation d'huile se trouve plus bas que le niveau "A" dans les intercalations argilo gréseuses de la série inférieure consiste d'andésite et d'argile grèse.

Les contacts inter fluides ont été rencontrés à des cotes différentes selon les blocs, composent cette structure.

Dans le secteur en question, les contacts initiaux gaz/huile et huile/eau ont été rencontrés respectivement aux cotes absolues ; 1491m et 1498m la pression initiale du gisement varient entre 305 et 310 kg/cm<sup>2</sup> pour le niveau "A".

## I.2 Situation géographique :

Le gisement de Hassi R'mel Sud est localisé au Sud du champ gazier de Hassi R'mel qui est situé à 600 km d'Alger, à 120 km au SSE de Laghouat. Cette structure est comprise entre les coordonnées (LSA) Lambert sud algérien suivantes :

X : 535000 – 555000 m

Y : 205000 – 225000 m

## I.3 Situation géologique

Le champ de Hassi R'mel est situé dans la partie Nord-est du bassin triasique, sur la dorsale idjerane-M'zab et la voûte Tilghimet il est limité au nord par les chaînes de l'Atlas Saharien à l'Ouest par le sillon de Benoud, à l'Est par la dépression de Oued Mya au Sud par le bassin d'Ahnet et Mouydir.

## I.4 Stratigraphie

L'épaisseur moyenne de la série stratigraphique de Trias de Hassi R'mel est de 200m au nord et de 75m au sud, il comprend quatre ensembles lithologiques :

- a. **Trias salifère D2 S4** : Il est constitué de sel et d'argile ; le sel représente le plus souvent des bancs massifs cristallins translucides de couleur grise ou rose. Les argiles forment des alternances avec le sel ou sous forme d'inclusions de couleur variée.

- b. Trias argileux :** Il est formé d'argiles indurées souvent bruns chocolat, parfois verts ou noirs avec des inclusions d'anhydrite et de sel. Ces argiles présentent de rares fines passées dolomitiques.
- c. Trias argilo gréseux supérieur (A, B, C) :** Il regroupe les trois niveaux producteurs d'hydrocarbures dans le champ de Hassi R'mel et s'étend du mur du C au toit du niveau A. L'ensemble des niveaux C et B est dénommé T1 et le niveau A avec la zone des argiles radioactives qui le surmonte constituent le membre T2.
- d. Trias argilo gréseux inférieur (Série inférieure) :** Cet ensemble n'est pas présent partout sur le champ de Hassi R'mel. Il est notamment absent dans la partie orientale (HR4, HR1, HR6) et sur le reste du champ cette série est représentée par des argiles indurées vertes, interceptés par de rares niveaux conglomératiques. Elle est caractérisée par la présence des coulées volcaniques, notamment la partie méridionale du champ.

Syst	EP moy	ETAGES		STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
TER <b>CRETACE</b>	100	<b>MIO-PLIOCENE</b> Discordance Alpine			Croûte calcaire et série argilo-gréseuse	
	40	<b>SENONIEN</b>			Calcaire à silex	
	40	<b>TURONIEN</b>			Dolomie vacuolaire	
	100	<b>CENOMANIEN</b>			Calcaire et argile	
	460	ALBIEN			Grès fins, friables, à passées d'argile	
		APTIEN			Marnes et grès	
		BARREMIEN			Grès fins à grossiers, à ciment carbonaté	
		NEOCOMIEN			Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite	
	<b>JURASSIQUE</b>	600	<b>MALM</b>			Carbonates grès et argile
		220	<b>DOGGER</b>	ARGILEUX		Calcaire dolomitique et argile.
LAGUNAIRE					Calcaire dolomitique et argile.	
510		<b>LIAS</b>	130	MARNEUX		Marnes et calcaire.
				CARBONATE		Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite.
			80	ANHYDRITIQUE		Anhydrite massive à passées d'argile.
			150	SALIFERE I		Sel massif avec une passée dolomitique "D1"
			150	SALIFERE II & III		Sel à passées d'argile.
15		ARGILEUX SUPERIEUR		Argile plastique avec une passée dolomitique. "D2"		
<b>TRIAS</b>		50		ARGILEUX INFERIEUR		Sel massif et Argile brun-chocolat
	200	<b>TRIAS</b>	<b>ARGILO-GRESEUX</b>	A	Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune.	
				B		
				C		
30		<b>SERIE INFERIEURE</b> Disc. Hercynienne		Andésite, argile et passées de grès argileux.		
<b>PALEO-ZOIQUE</b>	22	DEVONIEN			Argile à passées de grès	
	100	SILURIEN			Argile noire à grapholites	
	250	CAMBRO-ORDOVICIEN			Quartzite-Grès à grès quartzite, grès fin à moyen, gris-blanchâtre à lits d'argile Grès fin, argilo-bitumineux et brèches tectoniques.	
		<b>SOCLE</b>		+++++	Grands éléments de granite fracture, rose, orange, ferronagésistes.	

Figure I.1, Coupe stratigraphique synthétique de champ de Hassi R'mel.

## I.5 La lithologie et les limites d'extensions du réservoir

La zone de Hassi R'mel Sud correspond au prolongement structural du périclinal Sud du Vaste anticlinorium de Hassi R'mel.

Les résultats de la ressentie campagne sismique 2D, reconfigurant le schéma structural, indiquent une zone tectonique, très complexe, caractérisée par un réseau de failles importantes.

Les cartes structurales, établies aux toits et au mur du trias argilo gréseux, font ressortir une structure positive, ayant la forme d'un pli anticlinal, allongé, d'orientation NNO-SSE.

Parallèlement à son axe, la structure, bordée sur son flanc oriental par une normale majeur, dont le rejet peut atteindre parfois soixante-dix mètres, qui la subdivise en deux blocs :

- Bloc Ouest : affecte par un réseau de failles assez denses de direction principales ONO- ESE et NO-SE avec de failles rejets.
- Bloc Est : moins accidenté caractérisé par deux failles principales orthogonales d'orientations NO-SE et NE-SO.

### I.5.1 Le réservoir

Le champ de Hassi R'mel sud, comporte deux principaux réservoirs gréseux d'âges triasiques, dénommés A et la série inférieure, séparées entre eux par des argiles, ils reposent en discordances sur la surface hercyniennes, la couverture est formée par le trias argileux gréseux inférieur et supérieur, le lias salifère, et le lias anhydritique.

Ces réservoirs peuvent être en communication latérale ou verticale entre eux à cause de :

- Le rejet des failles (5à10m), qui est inférieure à l'épaisseur des réservoirs.
- Faible épaisseur locale des niveaux argileux séparant les réservoirs.
- Fracturation plus ou moins développée.

#### I.5.1.1 Le réservoir A

Il est composé de grés fins, plus au moins argileux et anhydritique a fort ciment anhydritique.

Il possède la plus grande extension avec une superficie de 2640 km<sup>2</sup>, recouvrant pratiquement la totalité du champ, à l'exception de la zone sud ou est Il est caractérisé par une perméabilité moyenne de 270 md, une porosité moyenne de 15%, et une saturation en eau de l'ordre de 24%.

### I.5.1.2 La série inférieure

Dans la partie méridionale, ainsi que dans la partie occidentale, de la zone centrale, la série inférieure est composée d'andésites ou moins altérées.

Dans la zone nord et sud elle présente une série argilo gréseuse, ou certains puits ont rencontré une accumulation d'huile.

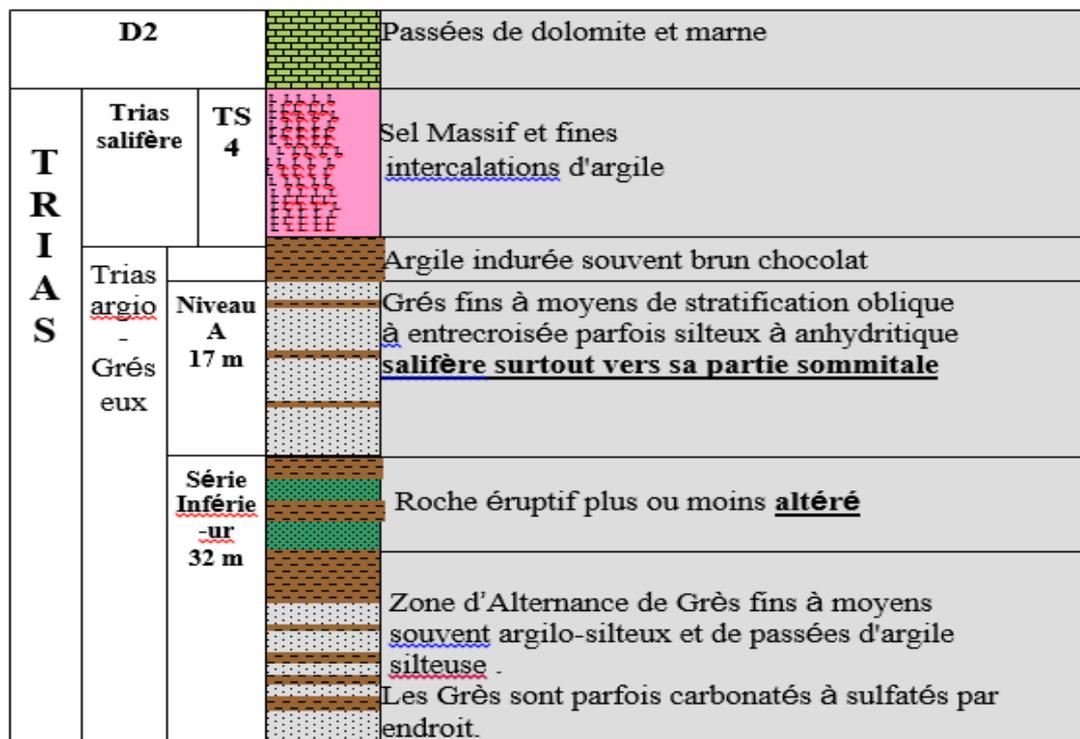


Figure I.2, Le trias de Hassi R'mel sud

### I.5.2 Contexte Géologique

Le gisement de Hassi R'mel Sud est représenté par deux horizons qui sont le niveau A et la série inférieure appartenant au TRIAS gréseux .ici le TRIAS se repose en discordance sur le CAMBRO –ORDOVICIEN.

Il est représenté par une série inférieure argileuse gréseuse hétérogène, le plus souvent caractérisé par la présence de roche éruptive, puis par une série gréseuse constituant le réservoir A, qui est le seul présent dans ce secteur de Hassi R'mel sud par rapport au champs de Hassi R'mel d'où on trouve le B et le C en plus.

**I.5.3 Résumé Géologique Du Champs De Hassi R'mel Sud**

Le gisement de Hassi R'mel sud a une configuration structurale assez complexe, elle est affectée par un réseau de failles normales, généralement, de direction Nord –sud et de rejets parfois très importants, se traduisant par un système de HORST/GRABENS.

Outre cette particularité structurale, il convient de noter que les faciès et l'épaisseur des grès de ce niveau « A » sont très variables particulièrement dans la partie Nord où on note la disparition des grès en faveur des argiles et des silts ; créant ainsi une certaine barrière entre cette structure et le gisement de Hassi R'mel.

On remarque dans ce secteur, que les grès sont localement à ciment salifère d'où une détérioration des paramètres pétro physiques, notamment dans la zone des puits HRS9, HRS17 et HRS 19.

## II.1 Etude PVT

### II.1.1 Généralité

Dans ce chapitre on va traiter les propriétés physiques des différentes phases existantes (huile, gaz, eau) dans le gisement et l'évolution de ces propriétés physiques en fonction de la pression et de la température et les propriétés physiques de l'interaction des fluides avec la roche réservoir. Ainsi dans la colonne de production.

Le but de cette étude est double il est d'une part de déterminer les caractéristiques volumétriques et changement d'état du fluide et d'autre part de simuler les transformations qui l'affectent au cours de son mouvement dans le réservoir et jusque dans les installations de surface.

### II.1.2 Propriété de fluide de réservoir

Pour déterminer les propriétés physique et chimique de fluide de réservoir on fait un échantillonnage de production qui a pour objet de recueillir une quantité de fluide représentant du mélange qui imprègne la formation. L'échantillonnage se pratique le plus souvent au début de la vie de la productivité du puits avant que la pression de gisement devienne inférieure à la pression de saturation de fluide. Il existe deux situations induisant l'impossibilité d'obtenir dans le tube de production un mélange représentatif.

1-la première correspond à une complétion telle que plusieurs réservoirs indépendants sont exploités par un seul tubage.

2-la seconde est celle d'un équilibre diphasique dans le réservoir, car la perméabilité relative est différente alors la fraction volumique dans la colonne de production diffère de celle dans la couche.

Compte tenu des variations des propriétés constatées dans le réservoir, il est nécessaire de procéder à un nombre suffisant d'échantillonnage en différents points de gisement.

Il existe deux modes d'échantillonnage, échantillonnage en surface et au fond.

#### II.1.2.1 Echantillonnage de fond

Il s'effectue au moyen d'un appareil spécial qu'on descend dans le puits au niveau de la couche, ceux-ci recueillent un certain volume de fluide qui est ensuite amené en surface.

Cette méthode ne s'applique qu'à une huile à gaz dissous, une fois obtenue un régime stabilisé de la production du puits la procédure à suivre dépend des conditions d'écoulement au niveau de l'intervalle productif et deux situations peuvent se présenter.

1-  $P_{wf} > p_{sat}$  la composition de fluide de réservoir est identique au fluide pénétré dans le puits alors on obtient un échantillonnage représentatif.

2-  $P_{wf} < p_{sat}$  si la pression de fond est légèrement inférieure on obtient un liquide avec des bulles de gaz répartie d'une manière homogène alors on peut le considérer représentatif.

Si la pression de fond est très inférieure à la pression de gisement on fait procéder de l'échantillonnage après fermeture de puits.

### II.1.2.2 Echantillonnage de surface

On prélève sur un séparateur un échantillon de gaz et un échantillon de liquide et ensuite remélanger au laboratoire dans le rapport de leur débit, le système obtenu est représentatif de l'effluent de la couche dans l'hypothèse d'un régime permanent de production du puits

### II.1.3 Partie d'analyse

#### II.1.3.1 Les résultats de l'analyse de gaz et liquide de séparateur :

constituants	MW (g/mole)	% molaire gaz séparateur	% molaire liquide séparateur	Densité g/cm <sup>3</sup>
N <sub>2</sub>	28.024	2.38	0.48	
CO <sub>2</sub>	44.010	0.21	0.01	
C <sub>1</sub>	16.043	80.35	3.05	
C <sub>2</sub>	30.070	10.86	2.64	
C <sub>3</sub>	44.097	3.93	3.70	
IC <sub>4</sub>	58.124	0.62	1.41	
NC <sub>4</sub>	58.128	1.06	3.75	
IC <sub>5</sub>	72.151	0.19	1.83	
NC <sub>5</sub>	72.151	0.24	3.06	
C <sub>6</sub>	86.178	0.12	6.91	0.664
C <sub>7</sub>	96	0.04	7.00	0.738
C <sub>8</sub>	107	0.00	5.70	0.765
C <sub>9</sub>	121	0.00	6.95	0.781
C <sub>10</sub>	134	0.00	5.36	0.792
C <sub>11</sub>	147	0.00	4.43	0.796
C <sub>12</sub>	161	0.00	3.61	0.810
C <sub>13</sub>	175	0.00	3.73	0.825

C14	190	0.00	3.11	0.836
C15	206	0.00	2.91	0.842
C16	222	0.00	2.46	0.845
C17	237	0.00	2.41	0.848
C18	251	0.00	2.38	0.849
C19	263	0.00	2.17	0.858
C20	275	0.00	1.90	0.863
C21	291	0.00	1.78	0.868
C22	300	0.00	1.58	0.873
C23	312	0.00	1.47	0.877
C24	324	0.00	1.50	0.881
C25	337	0.00	1.36	0.885
C26	349	0.00	1.27	0.889
C27	360	0.00	1.16	0.893
C28	372	0.00	1.29	0.897
C29	382	0.00	1.14	0.900
C30+	580	0.00	6.49	0.912

*Tableau II.1, Composition en pourcentage molaire du gaz séparateur et liquide séparateur du puits HRS-25*

### II.1.3.2 Recombinaison du gaz et l'huile sortie de séparateur :

Comme on a été cité précédemment que la recombinaison du fluide du réservoir à partir d'échantillonnage de surface s'obtiendra par le mélange d'huile et de gaz dans le rapport des volumes avec lequel ils ont été produits.

Alors on se base sur le GOR de production parce que notre fluide est en état monophasique dans le réservoir.

A noter que les paramètres physiques fournis par l'étude du gaz et l'huile sortie de séparateur serviront à corriger le GOR de recombinaison l'en calcule par cette relation :

$$GOR_{recombinaison} = GOR_{chantier} * f_c * \sqrt{\frac{(d*Z)_{chantier}}{(d*Z)_{laboratoire}}} \dots\dots\dots (II.1)$$

#### **d : densité de gaz de séparation :**

Densité de gaz de séparation dans le chantier = 0.670

Densité de gaz de séparation dans le laboratoire = 0.690

**Z : facteur de compressibilité du gaz :**

Facteur de compressibilité du gaz sur chantier= 0.967

Facteur de compressibilité du gaz dans le laboratoire =0.970

**Fc: facteur de contraction= 0.980 :**

GOR chantier=88 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

On applique la formule on obtient :

GOR recombinaison= 84 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

Après avoir obtenu le pourcentage volumique de recombinaison on peut dire qu'on a un mélange représentatif de fluide de gisement qui est montré dans le tableau suivant :

constituants	MW (g/mole)	% molaire de l'huile recombinée	Densité g/cm <sup>3</sup>
N <sub>2</sub>	28.024	1.32	
CO <sub>2</sub>	44.010	0.10	
C <sub>1</sub>	16.043	37.14	
C <sub>2</sub>	30.070	6.27	
C <sub>3</sub>	44.097	3.80	
IC <sub>4</sub>	58.124	1.06	
NC <sub>4</sub>	58.128	2.56	
IC <sub>5</sub>	72.151	1.10	
NC <sub>5</sub>	72.151	1.82	
C <sub>6</sub>	86.178	3.92	0.664
C <sub>7</sub>	96	3.93	0.738
C <sub>8</sub>	107	3.18	0.765
C <sub>9</sub>	121	3.32	0.781
C <sub>10</sub>	134	2.99	0.792
C <sub>11</sub>	147	2.48	0.796
C <sub>12</sub>	161	2.02	0.810
C <sub>13</sub>	175	2.09	0.825
C <sub>14</sub>	190	1.74	0.836
C <sub>15</sub>	206	1.62	0.842
C <sub>16</sub>	222	1.38	0.845

C17	237	1.35	0.848
C18	251	1.33	0.849
C19	263	1.21	0.858
C20	275	1.06	0.863
C21	291	0.99	0.868
C22	300	0.88	0.873
C23	312	0.82	0.877
C24	324	0.84	0.881
C25	337	0.76	0.885
C26	349	0.71	0.889
C27	360	0.65	0.893
C28	372	0.72	0.897
C29	382	0.64	0.900
C30+	580	4.20	0.912

**Tableau II.2 :** composition en pourcentage molaire de l'huile recombinaée du puits  
HRS-25

### II.1.3.3 Etude PVT de l'huile recombinaée :

L'analyse P.V.T est destinée couramment aux études classiques du gisement et de production est essentiellement composée des cinq déterminations suivantes :

- 1-la définition isotherme en variable pression-volume à la température de gisement.
- 2-la vaporisation différentielle à la température de gisement.
- 3-les essais de séparation dans les conditions de production en surface.
- 4-la viscosité de l'huile à la température de gisement.
- 5-la composition du fluide réservoir.

#### II.1.3.3.1. Relation pression volume (étude à composition constante) :

Elle a pour but de reproduire à la température de gisement le processus de détente de l'huile dans les zones de réservoir cette détente intervient de l'influence de puits.

Cette relation nous permet de mesurer directement :

- La pression de saturation (point de bulle).
- Le volume relatif total et de calculer pour l'huile sous saturé le coefficient de compressibilité.

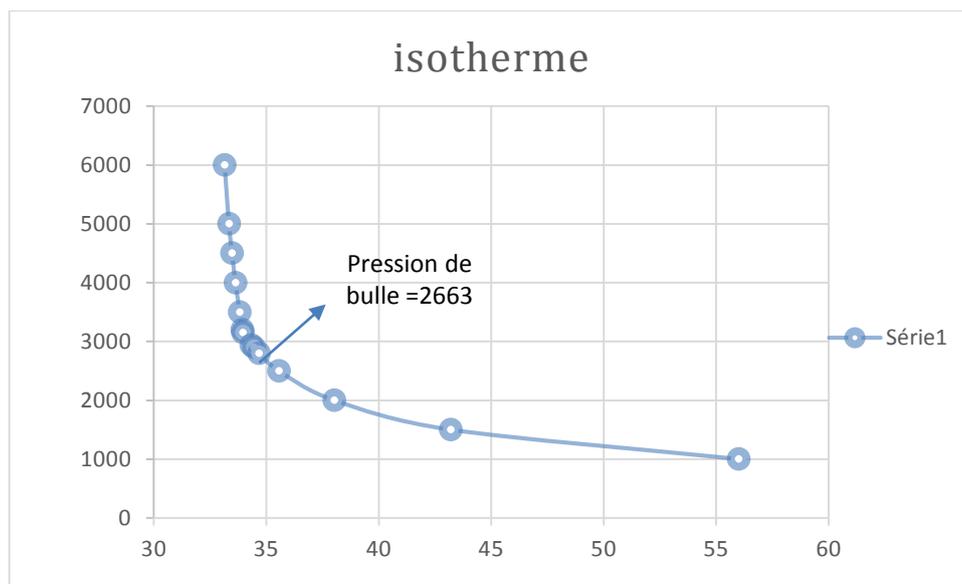
L'isotherme en variable PV est tracée point par point en réalisant d'équilibre de l'huile à la température du réservoir dans une cellule de mesure.

L'équilibre initial correspond généralement à une pression supérieure ou égale à celle du réservoir et le déclin est obtenu par accroissement du volume de la cellule.

Les résultats sont montrés dans le tableau suivant :

Pression (psia)	Volume (cm <sup>3</sup> )
6000	33.15
5000	33.34
4500	33.48
4000	33.63
3500	33.82
3200	33.93
3150	33.96
2940	34.34
2900	34.45
2800	34.68
2500	35.56
2000	38.02
1500	43.20
1000	56.01

**Tableau II.3 :** Relation pression-volume de l'huile recombinée du puits HRS-25



**Figure. II.1,** Représentation schématique du tracé d'une isotherme

On déduit la compressibilité et le volume relatif total de mélange par rapport au volume à la pression de saturation.

On a :

Le coefficient de compressibilité isotherme de l'huile se calcule par :

$$C_o = -\frac{1}{V} \left( \frac{\Delta V}{\Delta P} \right)_{T=\text{cte}} \dots\dots\dots(\text{II.2})$$

Le volume relatif se calcule par l'équation suivante :

$$V_r = \frac{V_t}{V_{\text{sat}}} \dots\dots\dots(\text{II.3})$$

Pression (psia)	Volume (cm3)	Volume relatif (cm3/cm3)	Co (psi-1)
6000	33.15	0,947	----- -
5000	33.34	0,953	5,6989E-06
4500	33.48	0,957	8,3632E-06
4000	33.63	0,961	8,9206E-06
3500	33.82	0,967	1,1236E-05
3200	33.93	0,969	1,0807E-05
3150	33.96	0,970	1,7668E-05
2940	34.34	0,981	5,2694E-05
2900	34.45	0,984	7,9826E-05
2800	34.68	0,990	6,6321E-05
2500	35.56	1,016	-----
2000	38.02	1,086	-----
1500	43.20	1,234	----- -
1000	56.01	1,600	-----

Tableau II.4 : les résultats de volume relatif

**II.1.3.3.2. Vaporisation différentielle :**

Elle a pour but de représenter le comportement de la fraction du liquide initial du réservoir qui n'est produite en surface au cours de la décompression du gisement.

On rappelle en effet qu'à partir d'une certaine valeur de saturation en gaz dans les pores de la roche, la mobilité du gaz devient nettement supérieure à celle de l'huile, la détente différentielle est par conséquent supposée représentative d'une situation limite correspondant à la seule phase gazeuse pour laquelle l'huile serait immobile.

L'expérience permet de déterminer la fraction du liquide et le gaz à la température du gisement au cours de cette détente.

On pratique on réalise à la température constante du réservoir une série de détentes, chacune d'elle étant suivie par l'évacuation de la totalité du gaz libéré, le première équilibre est réalisé à une pression supérieure ou égale à la pression de gisement.

Pour chaque équilibre, on calcule les différentes paramètres physique de chaque phase (la densité, le volume relative, facteur volumétrique, viscosité) la vaporisation est continue jusqu'à l'obtention d'une l'huile à la pression atmosphérique et la température de réservoir dans la cellule.

Température °C	Pression (Psi)	Masse volumique g/cm <sup>3</sup>	Facteur Bo volumétrique vol/vol	Viscosité Cp	GOR dissous vol/vol	GOR Libéré vol/vol
70	6000	0.760	1.292	1.212		
70	5000	0.754	1.302	1.115		
70	4500	0.751	1.308	1.066		
70	4000	0.747	1.314	1.017		
70	3000	0.739	1.328	0.919		
70	2663	0.734	1.338	0.890	98.74	0.0
70	1991	0.739	1.307	1.059	78.94	19.79
70	1422	0.744	1.277	1.263	62.41	36.32
70	853	0.785	1.195	1.603	47.80	50.93
70	427	0.814	1.136	2.066	34.27	64.47
70	142	0.822	1.107	2.589	22.34	76.39
70	48	0.844	1.059	2.809	12.68	86.05
70	14.7	0.864	1.00	-	0.0	98.74

**Tableau II.5, les résultats de vaporisation différentielle**

➤ Représentation schématique des données expérimentales sur l'huile de HRS-025 :

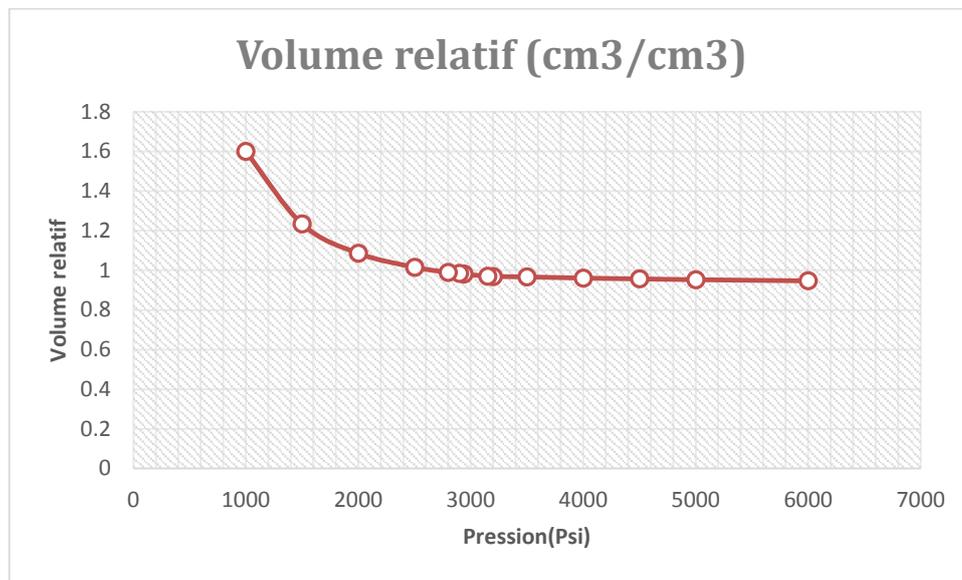


Figure. II.2, Représentation schématique du volume relatif en fonction de la pression

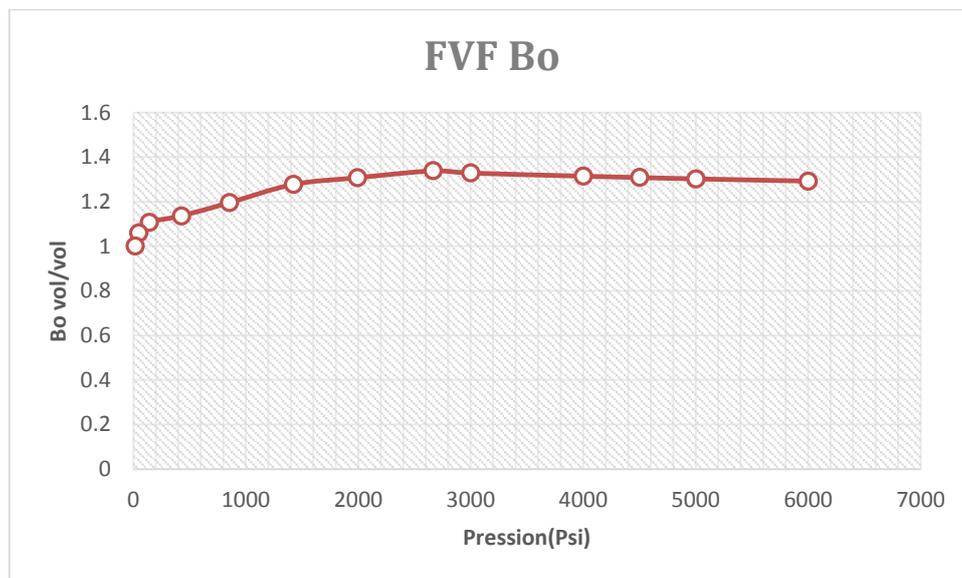


Figure. II.3, Représentation schématique du FVF Bo en fonction de la pression

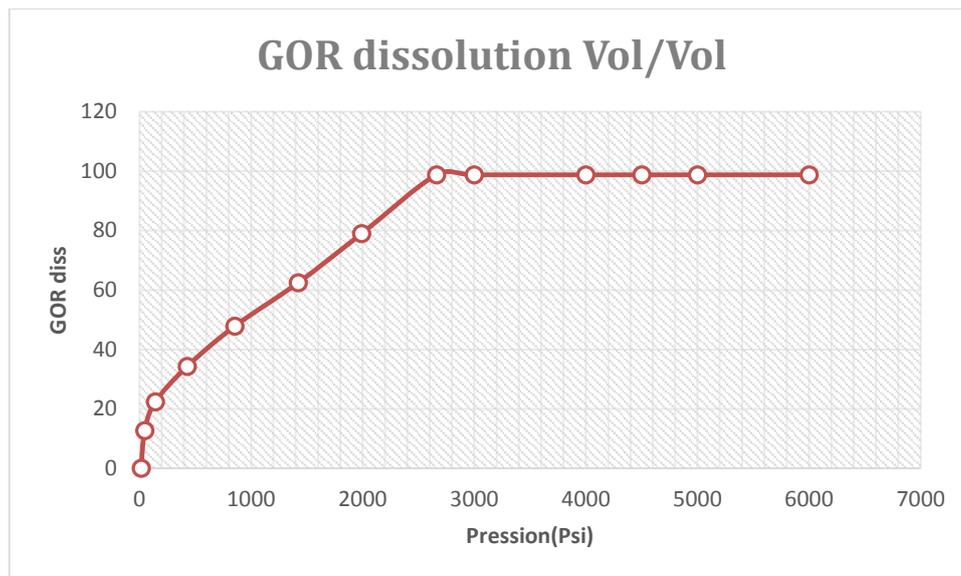


Figure. II.4, Représentation schématique du GOR dissolution en fonction de la pression

#### II.1.3.3. Essais de séparation :

Cet essai ne concerne pas notre étude de réservoir .elle pour but de reproduire, afin d'en définir l'optimum, les conditions de séparation de l'huile en surface.

L'expérience montre en effet que pour un même débit en tête de puits, la quantité et les caractéristiques de l'huile recueillie au bac de stockage varient selon les conditions de séparation (nombre d'étage de séparation, pression et température de chacun d'eux).

Les essais de séparation en laboratoire permettent de définir les conditions qui conduisent à la fin le maximum de production d'huile.

#### II.1.3.4. Viscosité de l'huile de réservoir :

Ces valeurs sont utilisées pour les calculs d'écoulement dans la roche magasin et en particulier pour ceux qui permettent de définir la productivité de la couche.

La viscosité est mesurée au moyen d'appareils à tube capillaire où à bille. On rappelle que pour une huile sous-saturée, la viscosité augmente avec la pression (effet de rapprochement des molécules).

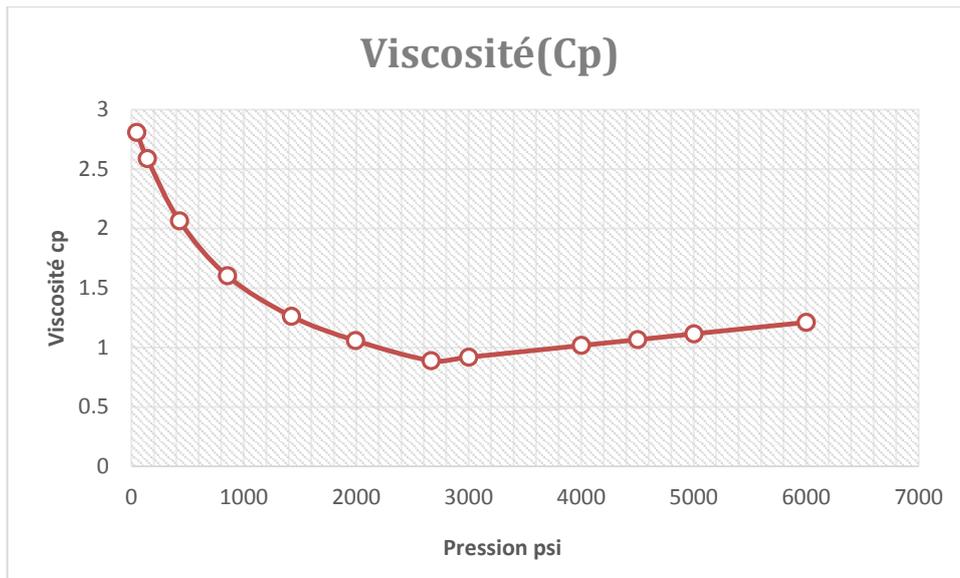


Figure. II.5, Représentation schématique de la viscosité en fonction de la pression

**Enveloppe de phase :**

À partir des résultats du tableau II.1, et en utilisant le logiciel PVTP on peut obtenir l'enveloppe de phase de l'huile étudié

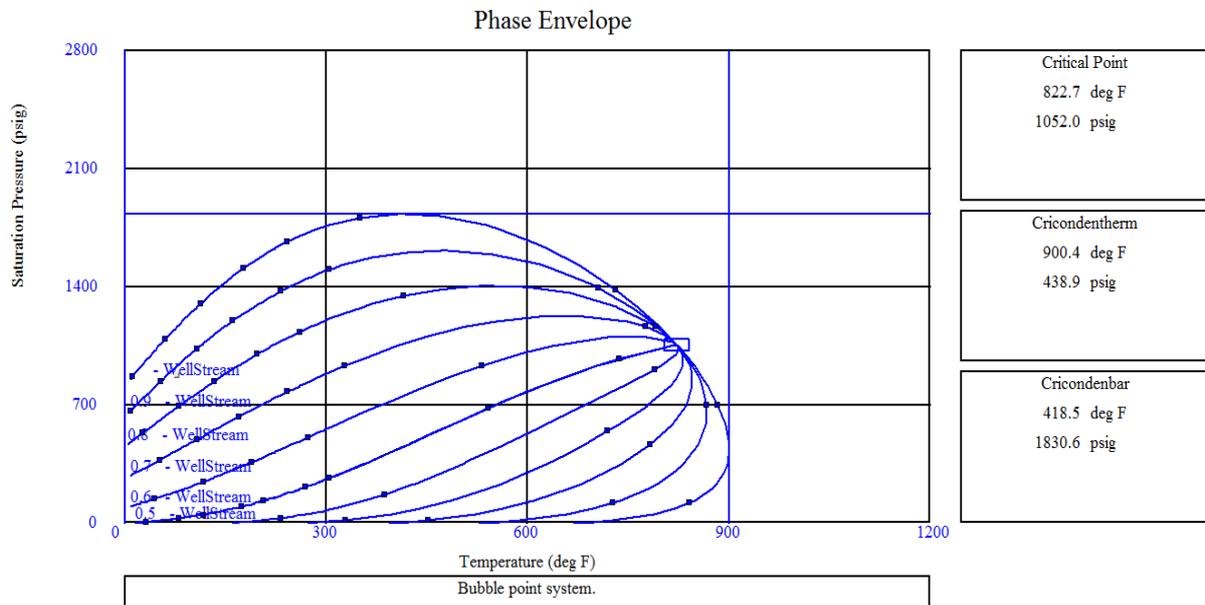


Figure. II.6, Enveloppe de phase de l'huile recombinée du réservoir SI HRM sud par PVTP

## II.2. Etude Petrophysiques

### Introduction

La détermination des caractéristiques pétrophysiques, est la première étape avant toute étude applicable dans le domaine de l'exploitation des réservoirs, elle nous donne de l'information plus détaillée sur l'image réelle du réservoir, la capacité d'écoulement, la capacité de stockage et les types des fluides.

Deux méthodes de caractérisation peuvent être utilisées :

1- à partir de l'interprétation des diagraphies.

2- à partir des résultats des carottages.

### II.2.1 Interprétation quantitative des paramètres du réservoir

#### II.2.1.1 Détermination des caractéristiques pétrophysiques à partir des diagraphies

Les diagraphies dans les sondages nous permettent de déterminer les paramètres suivants :

- Le pourcentage d'argile Vsh.
- La saturation en eau Sw.
- La porosité  $\Phi$ .
- La résistivité de l'eau de gisement.
- La cote du contact huile/eau.

#### A. Détermination du vsh (pourcentage d'argile dans les bancs)

Le Vsh nous renseigne sur l'argilosité et la nature d'une formation gréseuse, c'est-à-dire sur l'intercalation des fines d'argile, et sur l'inclusion des nodules d'argiles dans la masse gréseuse.

##### A .1 Méthode du Gamma Ray

Le Vsh est donné par la formule suivante :

$$Vsh = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots(II.4)$$

Où :

GR lu : gamma ray lu à partir du log.

GR min : gamma ray en face des bancs propres (sable)

GR max : gamma ray lu en face des argiles.

### A.2 Méthode de résistivité

On utilise la formule :

$$V_{sh} = \sqrt{\frac{R_{cl}}{R_T}} \dots\dots\dots (II.5)$$

Avec :

R<sub>cl</sub> : résistivité en face des argiles.

R<sub>T</sub> : résistivité de l'intervalle d'investigation.

### B. Détermination de la porosité

Par définition, la porosité est la capacité de stockage de la roche, elle caractérise l'ensemble des vides, pores, et fissures contenues dans la roche, donc la porosité totale est donnée par la formule :

$$\Phi = \frac{V_{prelierentreeux}}{V_{roche}} * 100\% \dots\dots\dots (II.6)$$

On détermine la porosité à partir des logs suivants :

#### B.1 Condensated Neutron log-CNL:

La valeur de la porosité est directement lue sur le log neutron.

Dans l'intervalle où l'argilosité est importante la valeur de la porosité est corrigée par la formule suivante :

$$\Phi_{nc} = \Phi_n - (\Phi_{nsh} - V_{sh})^2 \dots\dots\dots (II.7)$$

Avec :

Φ<sub>nc</sub> : porosité neutron corrigée.

Φ<sub>n</sub> : porosité lue sur le log neutron.

Φ<sub>nsh</sub> : porosité qui correspond au pic le plus argileux.

V<sub>sh</sub> : pourcentage d'argile.

#### B.2 Formation densité Condensated «FDC»

La porosité est donnée par :

$$\Phi_d = \frac{(\rho_{mat} - \rho_{lue})}{(\rho_{mat} - \rho_f)} \dots\dots\dots (II.8)$$

Avec : ρ<sub>mat</sub> : densité de la matrice.

$\rho_f$  : densité du fluide de forage.

$\rho_{lue}$  : densité lue en face du banc.

Dans les formations argileuses il faut corriger cette valeur comme suit :

$$\Phi_{dc} = \frac{[(\rho_{mat} - \rho_{lue})]}{[(\rho_{mat} - \rho_f)]} - \frac{[(\rho_{mat} - \rho_{lue})]}{[(\rho_{mat} - \rho_f)]} * V_{sh} \dots\dots\dots(II.9)$$

Avec :

$\rho_{sh}$  : densité d'argile.

$\Phi_{dc}$  : porosité densité corrigée.

**B.3 Bore hole Condensated (BHC)**

La porosité est donnée par :

$$\Phi = \frac{\Delta t_{lue} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{ff} - \Delta t_{mat}} \dots\dots\dots(II.10)$$

Ou :

$\Delta t_{mat}$  : temps parcouru dans la matrice.

$\Delta t_{ff}$  : temps parcouru dans le fluide de forage.

**B.4la porosité effective :**

$$\Phi = \frac{[(2 * \Phi_{nc} + 7 * \Phi_{dc})]}{9} \dots\dots\dots(II.11)$$

Ou :

$\Phi_{nc}$  : porosité neutron corrigée.

$\Phi_{dc}$  : porosité densité corrigée.

$\Phi_{eff}$  : porosité effective.

**C. Détermination de la saturation en eau  $S_w$**

La saturation en eau qui est le pourcentage d'eau dans les pores, est donnée par la loi d'Archie :

$$S_w = \sqrt{\frac{F * R_w}{R_t}} \dots\dots\dots(II.13) \quad , \quad F = \frac{a}{\phi_{eff}^m} \dots\dots\dots(II.12)$$

Ce qui donne :

$$S_w = \sqrt{\frac{a}{\phi_{eff}^m} * \frac{R_w}{R_t}} \dots\dots\dots(II.14)$$

Avec :

a : coefficient empirique égale à 0.62

m : facteur de cimentation égale à 2.15.

R<sub>t</sub> : résistivité de la zone non envahie.

R<sub>w</sub> : résistivité de l'eau de formation.

Donc la relation devient :

$$S_w = \sqrt{\frac{0.62}{\Phi^{2.15}} * \frac{R_w}{R_T}} \dots\dots\dots(II.15)$$

**D. Détermination des contacts GOC et WOC**

Les contacts (GOC) gas-oil et (WOC) eau - huile, sont déterminés par les logs suivants :

- RFT : (repeat formation tester).
- Combinaison des deux outils FDC-CNL.

**II.2.1.2 Détermination des caractéristiques pétrophysiques à partir des carottes**

L'opération de carottage est effectuée lors des forages des puits, un échantillon (plug), est prélevé tous les 25 cm .Celui-ci est ensuite envoyé au laboratoire, où on mesure sa porosité, sa perméabilité, sa masse spécifique, et sa saturation en eau. Ces dernières sont données sous forme de moyenne selon les formules suivantes pour chaque puits :

$$K_{moy} = \frac{\sum_i^n K_i h_i}{\sum_i^n h_i} \dots\dots\dots(II.16) ; \Phi_{moy} = \frac{\sum_i^n \Phi_i h_i}{\sum_i^n h_i} ; \dots\dots\dots(II.17)$$

$$S_{wmoy} = \frac{\sum_i^n \Phi_i S_{wi} h_i}{\sum_i^n \Phi_i h_i} \dots\dots\dots(II.18)$$

Avec :

I : numéro de l'échantillon.

K<sub>moy</sub> : perméabilité moyenne du puits.

$\Phi_{\text{moy}}$  : porosité moyenne du puits.

$S_{w_{\text{moy}}}$  : saturation moyenne en eau du puits.

$h_i$  : hauteur utile du banc i.

$\Phi_i$  : porosité du banc i.

$S_{wi}$  : saturation en eau initiale du banc i.

### A. Caractéristique des fluides de gisement

L'analyse des échantillons des fluides de réservoir "SI" permet de déterminer les propriétés thermodynamiques moyennes, suivantes :

1. Etude de l'huile de séparateur (conditions standard)

Pression de bulle :  $P_b = 183,607$  bar.

Masse volumique :  $\rho = 0.85$  g/ cm<sup>3</sup>.

Viscosité :  $U = 1,263$  cp.

2. Etude de gaz de séparateur (conditions standard)

Densité :  $d = 0.693$ .

Masse moléculaire :  $M = 20.19$  g/ mol.

### B. Analyse statistique des paramètres pétrophysiques

Porosité et perméabilité, deux caractéristiques fondamentales d'un réservoir pétrolier, dépendante de nombreux phénomènes géologiques (nature des sédiments, diagenèse, tectonique, .....).

De ce fait, ces deux paramètres ne sont pas forcément corrélables entre eux.

Dans notre cas, le sont-elles ? Et si oui, dans quelle mesure ces corrélations sont-elles significatives ? La méthode des moindres carrés sera utilisée dans ce but.

#### a) Rappel sur le coefficient de corrélation

Le coefficient de corrélation permet d'évaluer la qualité d'une liaison quelconque entre deux variables.

Ce coefficient est compris entre 0 et 1, et il est défini par la relation suivante :

$$R^2 = \frac{S_{XY}}{S_X * S_Y} = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sqrt{\sum (X_I - X_{\text{moy}})^2 * \sum (Y_I - Y_{\text{moy}})^2}} \dots\dots\dots (\text{II.19})$$

$$\text{COV} = \frac{1}{n} \sum (X_I - X_{\text{moy}}) * (Y_I - Y_{\text{moy}}) \dots\dots\dots (\text{II.20})$$

La covariance cov (x, y) est la variation réunie de deux variables autour d'une moyenne commune.

- si R<sup>2</sup> est proche de (+1), la relation entre deux variables est directe et parfaite.
- Si R<sup>2</sup> est proche de (0), l'une des variables évolue de manière inverse à l'autre.

**b) Corrélations : porosité - perméabilité**

Parmi les corrélations qui existent entre la porosité et la perméabilité on peut citer :

**b.1 Corrélations empiriques (Schlumberger)**

$$\sqrt{K} = \frac{250 * \Phi^3}{S_{wi}} \dots\dots\dots(II.21)$$

K : perméabilité .... (md)

Φ : porosité .... (Fraction)

S<sub>wi</sub> : saturation en eau irréductible .... (Fraction).

**b.2 Corrélations expérimentales**

L'étude de la distribution de couple (Φ, K) au niveau de quelques puits à montrer qu'il existe une relation linéaire entre le logarithme décimale de la perméabilité et la porosité, et elle est de la forme :

$$\log K = A\Phi + B \dots\dots\dots(II.22)$$

Où :

K : perméabilité (md)

Φ : porosité (fraction)

A, B : constantes.

On pose : log k = y, Φ = x, et on trace les courbes : log (k) = f (Φ)

Les résultats correspondants sont présentes dans les tableaux ci-dessous :

**C. Calcul des paramètres moyens :**

Pour le calcul des paramètres φ et Swi dans une même couche réservoir, on utilisera une moyenne pondéré verticalement

**La hauteur utile :**

$$H_u = \sum H_{ui} \dots\dots\dots(II.23)$$

**La porosité moyenne :**

$$\varphi_{moy} = \frac{\sum H_{ui} * \varphi_i}{H_u} \dots\dots\dots(II.24)$$

La saturation moyenne :

$$S_{o_{moy}} = \frac{\sum H_{ui} * (1 - S_{wi}) * \phi_i}{\sum H_{ui} * \phi_i} \dots\dots\dots (II.25)$$

Voici un exemple de ce calcul, sur le puits HRS007 où l'on distingue cinq (06) intervalles qui contiennent De l'huile (hauteur utile), ces intervalles ont été déterminés à l'aide des logs pour le réservoir SI, et en prenant la position du contact H/E en considération qui est situé à (-2645m au niveau de la mer). Les résultats sont montrés sur le tableau ci-dessous :

Intervalle	Côtes	Hu (ft)	K (md)	φ	1-Swi
1	2027,072	0,153	40	0,20191125	0,6876825
	2027,225				
2	2031,644	0,3058	30	0,209329033	0,6280007
	2031,949				
3	2097,024	0,305	4	0,05888563	0,7900264
	2097,329				
4	2098,548	8,23	2	0,174320702	0,932628867
	2106,778				
5	2110,435	7,163	15	0,183603143	0,9112814
	2117,598				
6	2154,479	1,524	36	0,147865373	0,550880336
	2156,003				

Tableau II.6, Calcul des paramètres (φ et Swi) du puits HRS007

La hauteur utile totale pour chaque puits sera égale à la somme des hauteurs utile de chaque intervalle :

$$hu_i = \sum_1^6 hu = 0,153 + 0,3058 + 0,305 + 8,23 + 7,163 + 1,524 = 17,68 \text{ ft}$$

$$\bar{\phi} = \frac{\sum \phi_i \cdot Hu_i}{\sum Hu_i} = 0,174652$$

$$\bar{S}_{o_i} = 1 - \bar{S}_{w_i} = \frac{\sum S_{w_i} \cdot \phi_i \cdot Hu_i}{\sum Hu_i \cdot \phi_i} = 0,886098$$

Le même travail sera effectué pour chaque puits et les résultats sont regroupés dans le tableau ci-dessous :

Puits	$\Phi$ (%)	$S_{wi}$ (%)	$H_u$ (feet)	$H_u \cdot \Phi$ (feet)	$H_u \cdot \Phi \cdot S_{wi}$
<b>HRS25</b>	0,12	0,31	24,245408	2,90944891	2,00751975
<b>HRS26</b>	0,12	0,17	21,489502	2,57874024	2,1403544
<b>HRS27</b>	0,15	0,3	23,490814	3,52362216	2,46653551
<b>HRS28</b>	0,14	0,06	10,761155	1,50656173	1,41616802
<b>HRS29</b>	0,14	0,31	31,496064	4,40944896	3,04251978

*Tableau II.7, Calcul des paramètres moyens des puits de la SI.*

### Corrélation porosité perméabilité

Nous avons les données de mesure suivantes :

phi(%)	K(md)	LOG K (md)
5,5	0,8	-0,09691001
5,9	0,01	-2
6	3,01	0,4785665
7,5	17,8	1,25042
7,7	1,87	0,27184161
8	3,7	0,56820172
8,7	3,8	0,5797836
8,8	2,7	0,43136376
8,9	2,71	0,43296929
8,95	2,73	0,43616265
8,98	2,7	0,43136376
9	2,5	0,39794001
9,05	2,46	0,39093511
9,1	1,7	0,23044892
9,15	0,3	-0,52287875
9,2	2	0,30103
9,3	1,8	0,25527251
9,4	8	0,90308999
9,989	1	0

10	0,99	-0,00436481
10,6	6,03	0,78031731
10,8	20	1,30103
12	4	0,60205999
13	2,89	0,46089784
13,1	58	1,76342799
13,4	402	2,60422605
15	191	2,28103337
15,3	6,4	0,80617997
16,1	322	2,50785587
17	33,4	1,52374647
17,2	137	2,13672057
17,3	378	2,5774918
18	140	2,14612804
18,06	30	1,47712125
18,4	13,2	1,12057393
18,8	32	1,50514998
18,9	700	2,84509804
19,9	99	1,99563519
20,05	290	2,462398
20,1	124	2,09342169
20,16	84	1,92427929
22,6	397	2,59879051

**Tableau II.8,** Les données de perméabilité et de porosité

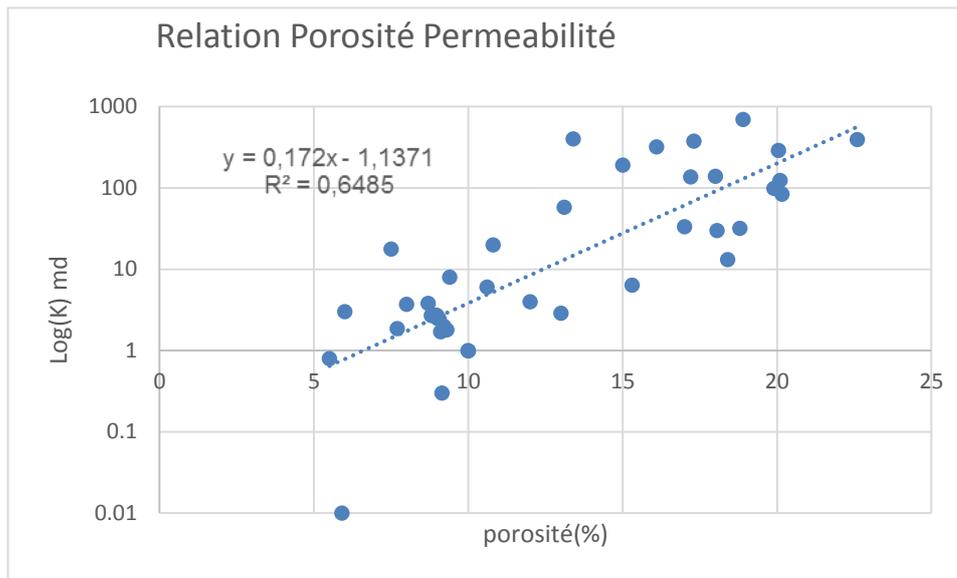


Figure II.7, Relation porosite permeabilite

La corrélation porosité perméabilité est représentée dans les tableaux suivants :

➤ Pour le puits HRS007 :

Puits	L'équation de la courbe LogK=f (Φ)	Type de courbe	Coefficient de corrélation
HRS07	y = 0,172x - 1,1371	linéaire	R² = 0,6485

Tableau II.8, Corrélation porosité perméabilité

Pour ce puits le coefficient de corrélation R² au voisinage de 0.6, on peut dire que le réservoir est de qualité moyenne. C'est un gré moyen influencé au sommet par le ciment anhydritique et l'argile (illite) comme ciment.

### II.2.2 Conclusion

Les différents tests effectués sur les fluides du puits HRS025 nous ont permis de déduire les différentes caractéristiques et comportements. Les enregistrements des outils Logs montrent que le réservoir série inférieure possède des caractéristiques pétrophysiques moyennes.

## Introduction

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ (schéma d'exploitation, le nombre de puits à forer) est bien évidemment fonction directe des quantités d'huile / ou de gaz contenues dans les roches réservoirs et des paramètres des réservoirs à savoir la porosité, la perméabilité, la saturation en eau, qui sont évalués d'après les diagraphies ou par l'analyse des échantillons de roches prélevées, au laboratoire.

Il existe deux groupes de méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- la méthode volumétrique.
- la méthode du bilan matière.

### III.1 Méthode volumétrique

#### III.1.1 Méthode volumétrique déterministe

##### Principe

La méthode volumétrique peut être utilisée à n'importe quel stage de déplétion ou même pendant la phase de développement, elle assimile le gisement comme un bloc homogène qui a des paramètres pétro-physiques isotropiques et le volume de l'huile en place dans les conditions standards est donné par :

$$N = A * H_u * \varphi * (1 - S_{wi}) * \left(\frac{1}{B_{oi}}\right) \dots\dots\dots(III.1)$$

N : les réserves d'huile initiales (m3) ;

A\*H<sub>u</sub> : le volume de la roche (m3) ;

H<sub>u</sub> : la hauteur utile moyen de la roche (m) ;

Φ : la porosité moyenne de la couche (fraction) ;

S<sub>wi</sub> : la saturation en eau moyenne (fraction) ;

B<sub>oi</sub> : le facteur volumétrique de fond initial (vol/vol) ;

Le software Surfer a été utilisé afin d'accéder aux différents résultats en l'occurrence les volumes initiales d'hydrocarbure en place (OOIP).

#### III.1.2 Méthode volumétrique probabilistes

Cette méthode est basée sur le fait qu'en réalité les paramètres cités précédemment ne peuvent pas être pris par leurs moyennes pondérées mais plutôt par une forme de distribution pour chacun et ça à l'aide d'une étude géostatistique des différents puits.

### III.1.2.1 Monte Carlo volumetric

Le terme méthode de Monte-Carlo, désigne toute méthode visant à calculer une valeur numérique en utilisant des procédés aléatoires, dans notre cas la cible est les réserves en place, chaque paramètre nécessaire aux calculs est représenté sous forme d'une distribution statistique.

On définit par  $P_x$  la valeur de réserves que le champ a  $x\%$  de chance de dépasser. Les valeurs fréquemment utilisées dans l'estimation sont :  $P_{95}$ ,  $P_{90}$ ,  $P_{50}$ ,  $P_{10}$ ,  $P_5$ . On trouve aussi une autre terminologie beaucoup utilisée : 1P (équivalent à  $P_{90}$ ), 2P (équivalent à  $P_{50}$ ), 3P (équivalent à  $P_{10}$ ).

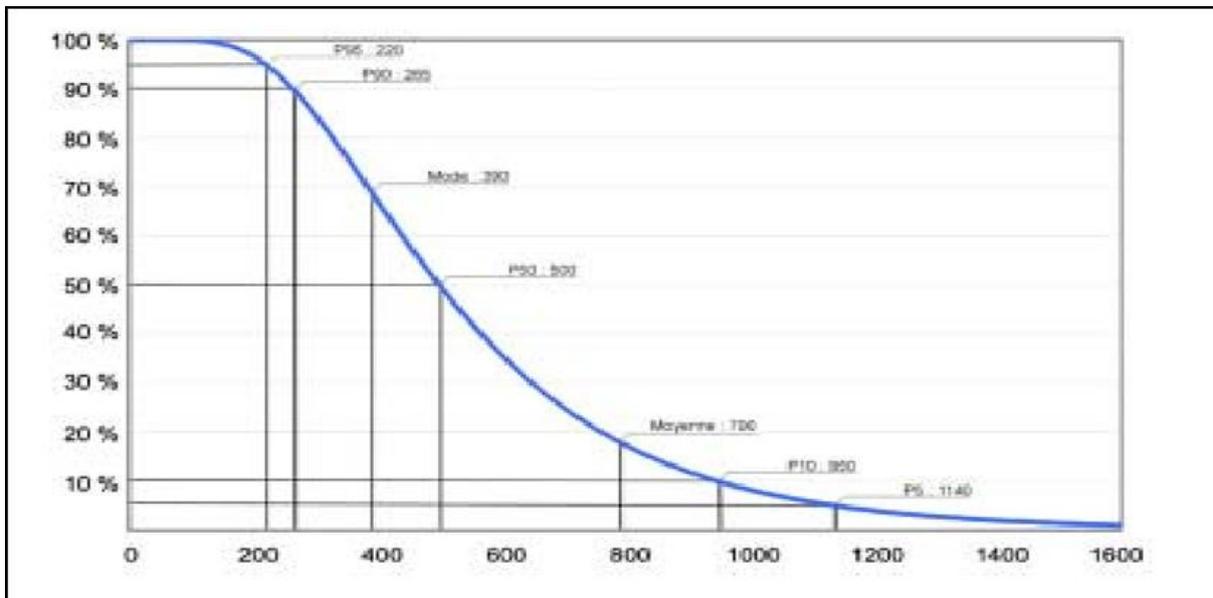


Figure III.1, Courbe de Monte Carlo volumetric

## III.2 Bilan matière

### Introduction

Material Balance Equation ou l'équation de bilan matière est une application directe des lois de conservation de la masse constituent un outil fréquemment utilisé dans les différents domaines de l'ingénierie (Transfert massique et de chaleur dans les matériaux en physique, les réacteurs en génie chimique) et en particulier dans le domaine.

Elle s'intéresse seulement aux déplacements des fluides donc où il y a une différence de pression, elle permet de donner les quantités dynamiques, cette dernière méthode n'est plus applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques.

La forme générale de l'équation de bilan matière a été présentée par Schilthuis en 1941.

Dans cette équation, les retraits cumulatifs des fluides du réservoir sont assimilés à l'effet combiné de l'expansion des fluides, la compaction du volume des pores, et les influx d'eau.

Le bilan matières peut être utilisé pour fournir une meilleure compréhension du réservoir par :

- Estimation des réserves en place
- Analyse et prédiction des performances futures du réservoir
- Définir les régimes de drainage participant à la production et leurs taux de contribution.

### III.2.1 Hypothèses de l'équation de bilan matière

- Le réservoir étant un système fermé permettant ainsi de considérer une pression moyenne sur toute l'étendue du gisement.
- La température de 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 propriétés pétro physiques doivent être exprimées avec une certaine précision en utilisant le modèle black-oil.

### III.2.2 Principe de calcul

L'équation est structurée pour garder simplement l'inventaire de tous les matériaux entrant, partant, et s'accumulant dans le réservoir. Le concept de l'équation d'équilibre de matière a été présenté par Schilthuis en 1941. Sous sa forme plus simple, l'équation peut être écrite sur la base volumétrique comme :

$$\text{Volume initial} = \text{volume restant} + \text{volume récupéré}$$

Le volume total des pores (P.V) exprimé en termes de volume initial N d'huile et volume du chapeau de gaz peut être dérivé présentant le paramètre m définie comme suit :

$$m = \frac{\text{Volume initial de gaz cap}}{\text{Volume d'huile initialement en place}} = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \dots\dots\dots(III.2)$$

Le volume total du système d'hydrocarbure est donné par :

$$\text{Volume original des Hydrocarbures : } NB_{oi}(1 + m) = (PV)(1 - S_{wi})$$

Ou par : 
$$PV = \frac{NB_{oi}(1+m)}{(1-S_{wi})} \dots\dots\dots(III.3)$$

Traitant le réservoir comme récipient idéalisé comme illustré sur le schéma (III.2), des expressions volumétriques d'équilibre peuvent être dérivées pour expliquer tous les changements volumétriques qui se produisent pendant la vie productive normale du réservoir.

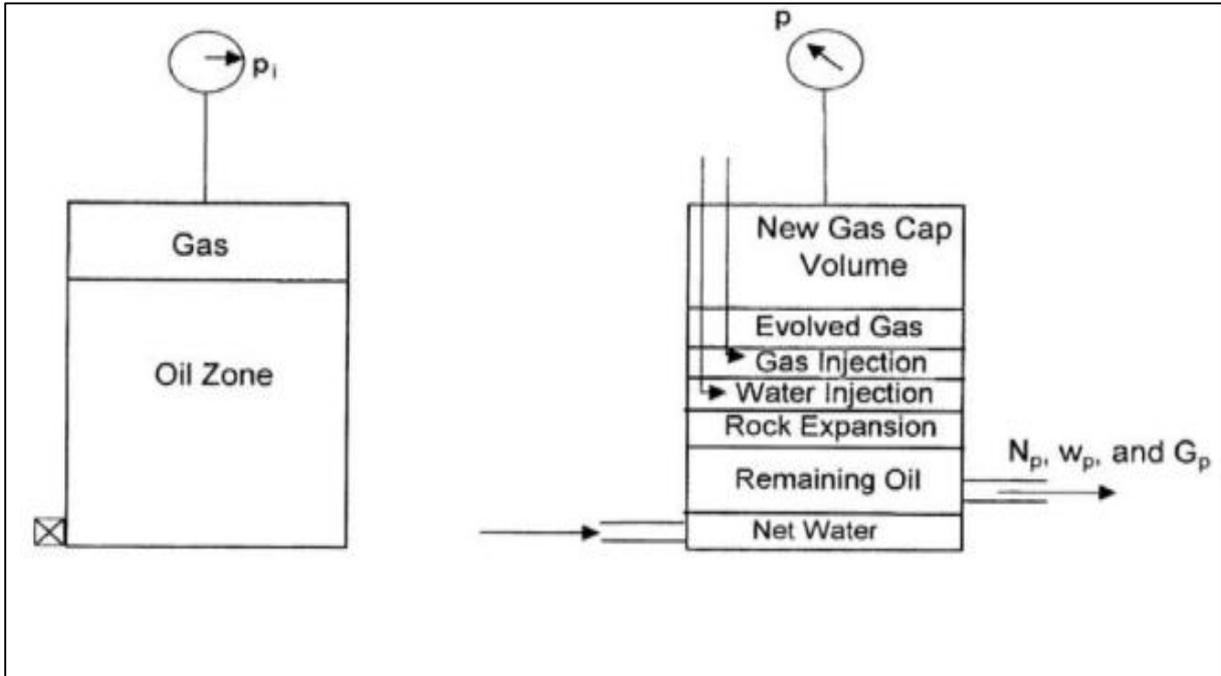


Figure III.2, Schéma de principe du bilan matière.

- a) Volume poreux occupé par l'huile initialement en place à P<sub>i</sub>  
 Volume d'huile initialement en place = NB<sub>oi</sub>.....(III.4)
- b) Volume poreux occupé initialement par le gaz dans le chapeau de gaz  
 Volume de chapeau de gaz = GB<sub>gi</sub> = mNB<sub>oi</sub> .....(III.5)
- c) Volume poreux occupé par l'huile restant à une pression de réservoir P  
 Volume d'huile restant = (N - N<sub>p</sub>)\*B<sub>o</sub> .....(III.6)
- d) Volume poreux occupé par le gaz dans le chapeau de gaz à P

Avec le soutirage la pression de réservoir chute à une nouvelle pression P, le gaz dans le chapeau de gaz augmente et occupe un volume plus grand. On suppose qu'aucun gaz n'est produit à partir du chapeau de gaz pendant le déclin de pression, le nouveau volume du chapeau de gaz peut être déterminé comme :

$$\text{Volume de chapeau de gaz à P} = \left[ \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right] * B_g \dots\dots\dots(III.7)$$

e) Volume poreux occupé par le gaz libéré dans le réservoir

Ce volume peut être déterminé en appliquant l'équation de conservation de masse suivante :

$$\left[ \begin{array}{l} \text{Volume de} \\ \text{gaz libéré} \end{array} \right] = \left[ \begin{array}{l} \text{volume de gaz initialement} \\ \text{en solution} \end{array} \right] - \left[ \begin{array}{l} \text{volume de} \\ \text{gaz produit} \end{array} \right] - \left[ \begin{array}{l} \text{Volume de gaz} \\ \text{réstant en solution} \end{array} \right]$$

$$\left[ \begin{array}{l} \text{Volume de gaz} \\ \text{libéré} \end{array} \right] = [NR_s - N_p R_p - (N - N_p)R_s] B_g \dots\dots\dots(\text{III.8})$$

f) Volume poreux occupé par les entrées d'eau nettes

$$\text{Volume d'entrées d'eau nettes} = W_e - W_p B_w \dots\dots\dots(\text{III.9})$$

g) Changement en volume dû à l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle

Le coefficient de compressibilité C, qui décrit le changement du volume (expansion) des fluides ou des matériaux avec le changement de la pression, est donné par :

$$C = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \quad \text{D'où} \quad \Delta V = V * C * \Delta P \dots\dots\dots(\text{III.10})$$

La réduction du volume poreux dû à l'expansion de l'eau interstitielle dans la zone d'huile et le chapeau de gaz est donnée par :

$$\text{Expansion de l'eau interstitielle} = [(PV)S_{wi}] C_w * \Delta P \dots\dots\dots(\text{III.11})$$

Substituant la formule du volume poreux (PV) l'équation devient :

$$\frac{N * B_{oi}(1+m)}{(1-S_{wi})} S_{wi} * C_w \dots\dots\dots(\text{III.12})$$

De même, la réduction du volume de pore dû à l'expansion de la roche réservoir est donnée par :

$$\text{Expansion de l'eau interstitielle} = \frac{N * B_{oi}(1+m)}{(1-S_{wi})} C_f * \Delta P \dots\dots\dots(\text{III.13})$$

Combinant les deux équations (III.12) et (III.13) on obtient :

$$\text{Changement total en volume poreux} = N * B_{oi}(1 + m) \left( \frac{S_{wi} C_w + C_f}{(1-S_{wi})} \right) \Delta P \dots\dots\dots(\text{III.14})$$

h) Volume poreux occupé par le gaz et l'eau injectés

$$\text{Volume d'injection} = G_{inj} B_{gi} + W_{inj} B_w \dots\dots\dots(\text{III.15})$$

La MBE peut être écrite sous une forme généralisée comme suit :

$$(a) + (b) = (c) + (e) + (f) + (g) + (h) \dots\dots\dots(\text{III.16})$$

Remplaçant (a), (b),..., (h) par leurs équations citées auparavant dans l'équation (III.16), réarrangeant cette dernière on obtient l'équation suivante :

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

C'est l'équation générale du bilan matière.....(III.17)

Cette équation est applicable pour un gisement produisant avec tous les régimes de drainage naturels ainsi que l'injection d'eau et de gaz.

Solution de l'équation de bilan matière

Cette technique consiste essentiellement à réarranger l'équation d'équilibre d'une manière à l'avoir sous une forme linéaire. Pour cela on fait les changements de variables suivants :

$$F = N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] + (W_p - W_{inj})B_w - W_{inj}B_g.....(III.18)$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + B_g(R_s - R_{si}).....(III.19)$$

$$E_g = B_{oi} \left( 1 - \frac{B_g}{B_{gi}} \right).....(III.20)$$

$$E_{f,w} = (1 + m)B_{oi} \left( \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P.....(III.21)$$

Donc on peut remplacer l'équation (III.18) par l'équation suivante :

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_e.....(III.22)$$

La forme ci-dessus de l'équation est une forme réduite de l'équation de bilan matière, où les trois mécanismes de la production : de l'expansion d'huile, de l'expansion de gaz, et de water drive sont inclus.

L'absence d'un ou deux des mécanismes ci-dessus exige la suppression des limites appropriées de l'équation.

Le tableau suivant résume tous les cas d'utilisation de bilan matière :

Type de réservoir	Bilan matière
Sans aquifère active Sans chapeau de gaz	L'équation (III.22) devient : $F = NE_o.....(IV.23)$
Avec chapeau de gaz	L'équation (2.23) devient : $F = N(E_o + mE_g)...(III.24)$

<p>Pas d'aquifère N et m sont inconnus</p>	<p>L'équation de bilan matière est écrite sous la forme suivante :</p> $F = N(E_o + mE_g).....(III.25)$
<p>Avec aquifère Pas de chapeau de gaz</p>	<p>L'équation (2.22) devient :</p> $\frac{F}{E_o} = N + \frac{W_e}{E_o}.....(III.26)$ <p>Dans le cas où le réservoir est surmonté par un chapeau de gaz, l'équation (2.25) devient :</p> $\frac{F}{(E_o+mE_g)} = N + \frac{W_e}{(E_o+mE_g)}.....(III.27)$

Tableau III.1, les cas d'utilisation de bilan matière

### III.3 Analyse de déclin

#### Introduction

L'analyse des courbes de déclin « Decline curves analysis » : est l'analyse du comportement (ou de la tendance) de la production (c. -à-d. : les graphes du débit vs temps & débit vs production cumulée) pour les puits et les réservoirs, et ça sans faire recours à la structure du réservoir (forme et taille), les résultats tirés de cette analyse peuvent permettre l'accès aux propriétés du réservoir (facteur de skin) ou même les volumes des fluides en place.

Pour pouvoir appliquer ce type d'analyse, il faut que les trois conditions suivantes doivent être satisfaites :

- L'aire de drainage est constante ;
- Le puits produit à sa proche capacité (faible drawdown) ;
- La pression de fond dynamique demeure constante au cours de la production.

#### III.3.1 Objectif

L'objectif de l'analyse des courbes de déclin est l'évaluation rapide des prévisions, des débits et la récupération finale d'un gisement ; et cela en utilisant l'historique de production.

Le déclin est très utilisé au cours de la vie d'un gisement ; c'est un outil de prévision et de diagnostique ; il est utilisé pour un gisement, pour un puits ou groupes des puits.

#### III.3.2 Hypothèses

L'analyse des courbes de déclin est basée sur les hypothèses suivantes :

- Mode exploitation inchangé.
- La disponibilité d'un historique de production suffisant.

### III.3.3 Types de courbes de déclin

Parmi les courbes de déclin les plus connues on peut citer :

- déclin exponentiel.
- déclin hyperbolique.
- déclin harmonique.

En plus de ces trois types, on utilise souvent d'autres courbes pour les réserves d'huile, parmi ces dernières on peut citer :

- log de water cut en fonction de la production cumulé,
- le niveau de contact huile eau (WOC) ou (GOC) en fonction de la production cumulée.

### III.3.4 Les équations de déclin

L'expression mathématique générale de déclin est exprimée comme suit :

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = Kq^n \dots\dots\dots(III.28)$$

**Ou :**

q : débit de production, [bbl / D], mois ou année

t : temps, [jour], mois ou année

K : constante

n : exposant.

Le déclin de débit de l'équation (III.28) peut être constant ou variable en fonction de temps.

#### A) Déclin exponentiel (ou déclin constant)

Dans ce type l'exposant n=0 :

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = K = \frac{\ln(\frac{q_t}{q_i})}{t} \dots\dots\dots(III.29)$$

Avec :

k : constante,

q<sub>i</sub> : débit de production initial,

q<sub>t</sub> : débit de production au temps t.

Les relations de débit en fonction de temps et la production cumulée sont données par :

$$D = -\frac{1}{q} * \frac{dq}{dt} \rightarrow Ddt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q} \dots\dots\dots(III.30)$$

Donc :

$$q = q_i e^{-Dt}$$

$$Np = \int_0^t q dt = \int_0^t q_i * e^{-Dt} = \frac{q_i - q_i e^{-Dt}}{D} \dots\dots\dots(III.31)$$

$$Np = \frac{q_i - q}{D} \dots\dots\dots(III.32)$$

Le débit moyen constant pour un déclin exponentiel est donné par :

$$D' = \frac{\Delta q}{q_i} \dots\dots\dots(III.33)$$

Ou :  $\Delta q$  : c'est la variation de débit dans la première année.

La relation entre D et D' est donné ci-dessous :

$$D = -\ln\left(1 - \frac{\Delta q}{q}\right) = -\ln(1 - D') \dots\dots\dots(III.34)$$

**B) Déclin hyperbolique**

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = Kq^n \quad (0 < n < 1) \dots\dots\dots(III.35)$$

Avec :

$$K = \frac{D_i}{q_i^n} \dots\dots\dots(III.36)$$

Le débit en fonction de temps et de la production cumulée sont données par la relation suivante :

$$D = D_i * \left(\frac{q}{q_i}\right)^n = \frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$$

$$\rightarrow \int_0^t \frac{D_i}{q_i^n} dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q^{n+1}} \rightarrow \frac{D_i}{q_i^n} * t = \frac{1}{n} * (q^{-n} - q_i^{-n}) \dots\dots\dots(III.37)$$

En fin :

$$q_t = q_i (1 + nD_i t)^{-1/n} \dots\dots\dots(III.38)$$

$$Np_c = \frac{q_i^n (q_i^{1-n} - q_i^{1-n-n})}{(1-n)D_i} \dots\dots\dots(III.39)$$

Avec

$D_i$  : déclin initial de débit.

**C) Déclin harmonique**

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = Kq, \quad \text{pour } n=1 \dots\dots\dots(III.40)$$

Avec :  $K = \frac{D_i}{q_i}$

$$D = \frac{D_i}{q_i} q = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \rightarrow \int_0^t \frac{D_i}{q_i} dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q^2} \rightarrow \frac{D_i}{q_i} t = \frac{1}{q} - \frac{1}{q_i} \dots\dots\dots(III.41)$$

Donc :

$$q = \frac{q_i}{(1+D_i t)} \dots\dots\dots(III.42)$$

$$Np_c = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q_t} \dots\dots\dots(III.43)$$

Le tracé de ces courbes est schématisé dans la figure III.4 :

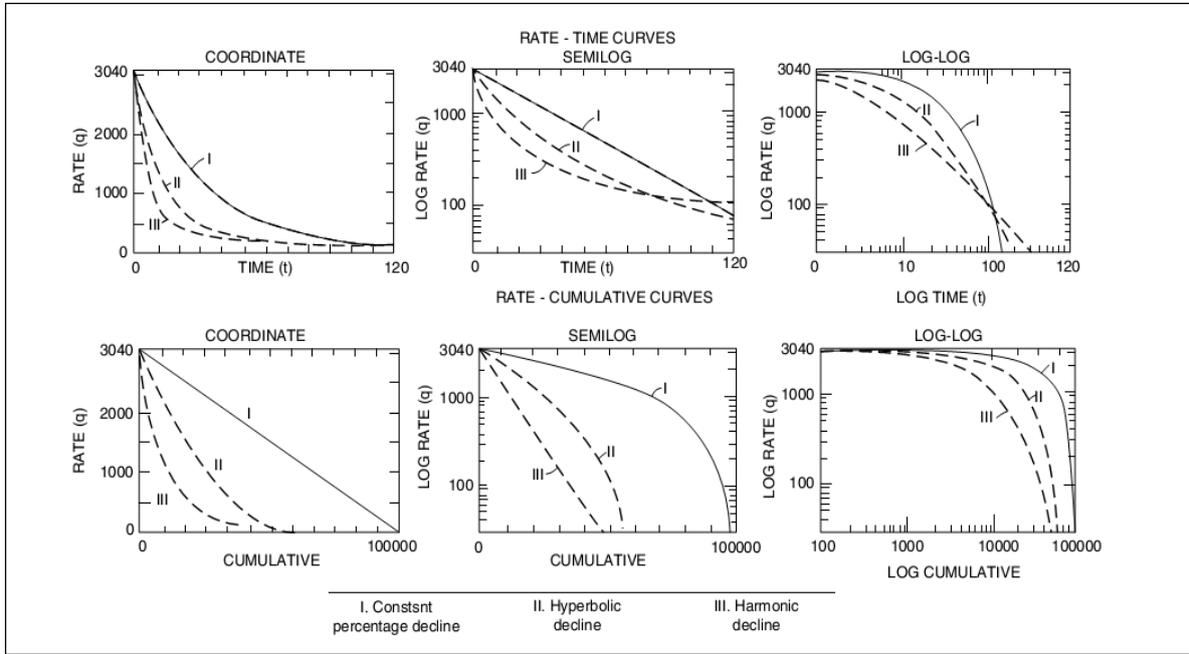


Figure III.3, Classification des courbes de déclin de production.

### III.4 Présentation du logiciel utilisé (Mbal)

Mbal est un outil de modelage des réservoirs, il a été désigné pour permettre à comprendre mieux le comportement des réservoirs et faire des prévisions ; Ceci est fait à l'aide des différentes approches :

- Material balance.
- Réservoir allocation.
- Monte Carlo.
- Decline curve analysis.

Dans notre étude, nous nous sommes intéressé aux deux approches (Material balance & Monte Carlo volumetrics).

## Introduction

le but de ce chapitre est de calculer les paramètres pétrophysiques moyennes du réservoir pour pouvoir ensuite estimer son potentiel en réserves statique et dynamique par les deux méthodes volumétrique et bilan matière, ainsi que d'évaluer la capacité en débit de toutes les puits actifs durant l'historique de production et prédire de la date à laquelle les puits ne seront plus rentables, à la fin de ce chapitre une étude prévisionnelle comparative sera établie dont le but est la prévision en débit constant de la chute de pression et la proposition des scénarios d'injection permettant de maintenir la pression du réservoir au-dessus de la pression de bulles des fluides y contenus .

### IV.1.Calcul des paramètres pétrophysiques moyennes

Les valeurs moyennes des paramètres  $H_{ui}$ ,  $S_o$ , et  $\Phi$  sont calculées pour chaque puits et sont indiquées dans le tableau IV.1 :

Puits	$\phi$ (fr)	$h_t$ (feet)	$S_w$ (fr)	$h_u$ (feet)
HRS25	0,12	51,8044636	0,31	24,2454076
HRS26	0,12	33,4973764	0,17	21,489502
HRS27	0,15	81,4960656	0,3	23,4908144
HRS28	0,14	18,5039376	0,06	10,7611552
HRS29	0,14	61,6141752	0,31	31,496064
HRS30	0,13	52,985566	0,23	29,4947516

Tableau IV.1, Résultats de calcul des paramètres petrophysiques des puits de la série inférieure.

Pour obtenir les valeurs moyennes du réservoir on procède comme suit :

- Les porosités sont pondérées par les  $H_{ui}$  :

$$\Phi_{moy} = \frac{\sum H_{ui} * \Phi_i}{\sum H_{ui}} \dots\dots\dots(IV.1)$$

- Les saturations en eau sont pondérées par les produits ( $H_{ui} * \Phi_i$ )

$$S_{wmoy} = \frac{\sum H_{ui} S_{wi} \Phi_i}{\sum H_{ui} \Phi_i} \dots\dots\dots (IV.2)$$

### Application numérique

$$\Phi_{moy} = 13,308587 \%$$

$$S_{omoy} = 74,754385 \%$$

## IV.2 Estimation des réserves en places par la méthode volumétrique

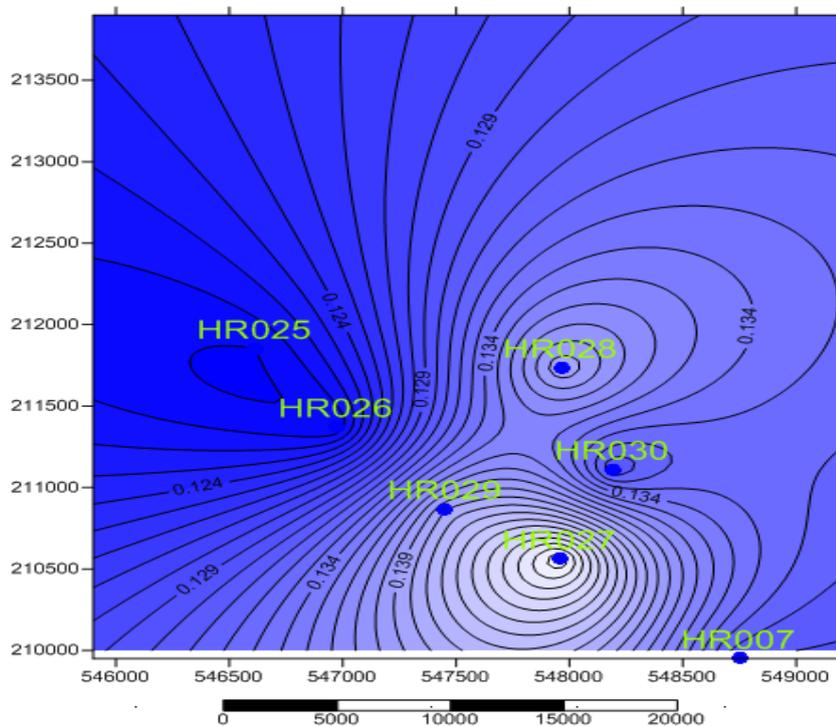
### IV.2.1. Calcul par surfer

À partir des données de coordonnées de chaque puits on trace les carte des iso-porosité, iso-hauteur utile, iso-saturation huile :

PUITS	toit	mur	X	Y
HRS007	2118,4	2173	548748,8	209949,1
HR025	2152	2208	546615,3	211852,2
HR026	2141,5	2185,5	546972,9	211371,4
HR027	2126	2179	547960,2	210561,4
HR028	2133	2180	547964,7	211733,6
HR029	2132,5	2186	547453,4	210867
HR030	2131	2183	548191,5	211109,3

**Tableau IV.2**, Coordonnés X et Y des puits de la série inférieure.

La carte des iso-porosité :



**Figure IV.1**, La carte isoporosité

La carte des iso-hauteurs utiles :

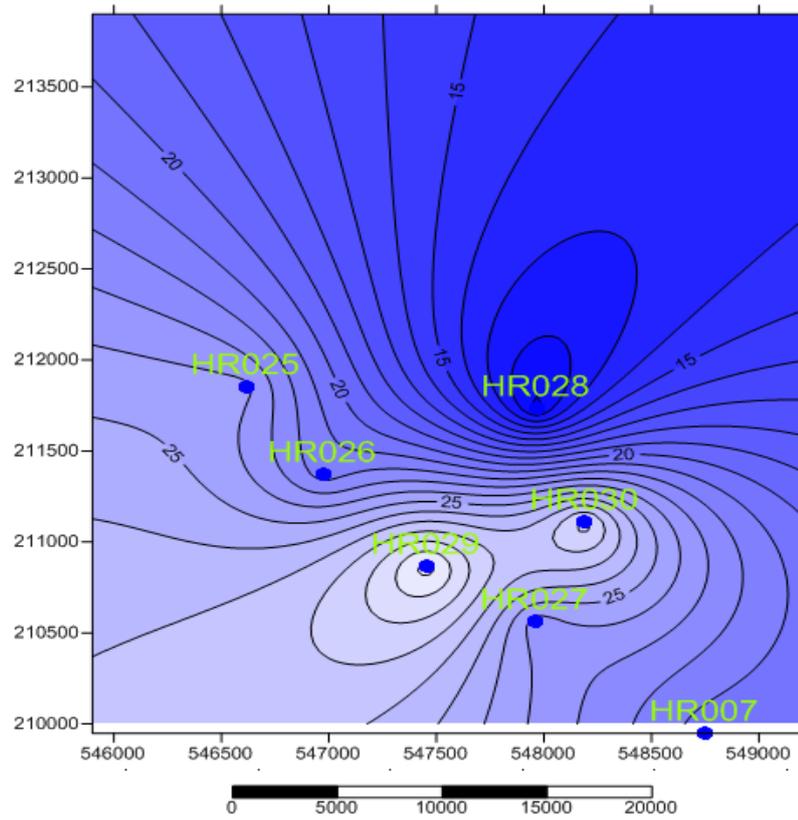


Figure IV.2, La carte Iso Hauteurs utiles

La carte des iso-saturation huiles :

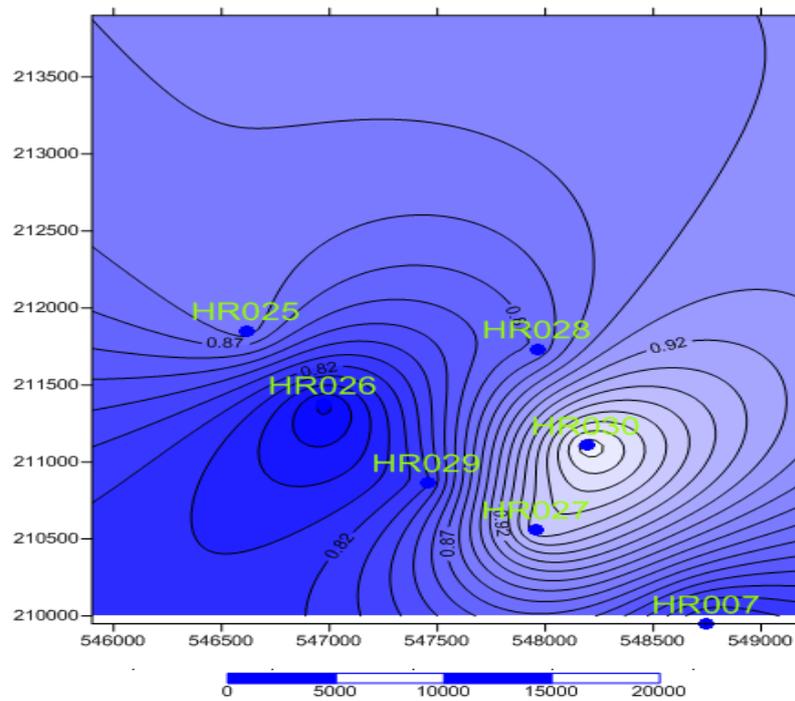


Figure IV.3, La carte Iso saturation

- Puis on peut déduire une autre carte qui représente les paramètres  $Hu*So*Pi$  pour chaque puits et que l'on appelle la carte iso hauteur équivalent :

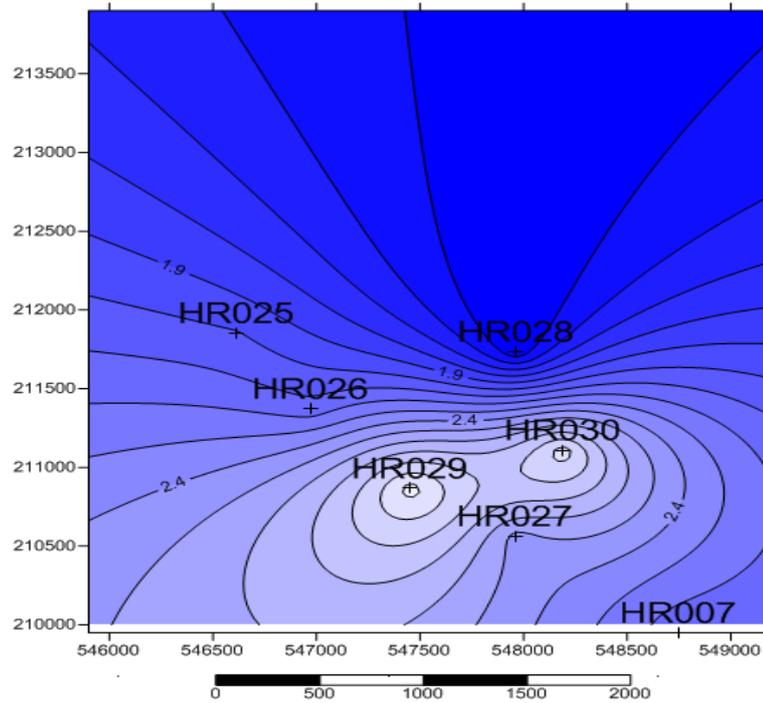


Figure IV.4, la carte iso hauteur équivalent

Le software surfer fournit un outil de calcul des surfaces et des volumes, on l'applique sur cette dernière carte on obtient la surface A, et le volume :

- **La surface**  $A = 37545126,35 \text{ m}^2$   $A = 9277,565$  acres
- **Le volume de la roche**  $V_r : 572000000 \text{ m}^3$

**Calcul des réserves d'huile initiales**

$$N = 7758 A * h_{ut} * \varphi * (1 - s_{wi}) * \frac{1}{B_{oi}} \dots\dots\dots(\text{IV.3})$$

**A-Conditions de fond Facteur Volumétrique**

$N = 168270329,1$  (Rb)  
 $N = 125762578$  (Rm3)

**B-Conditions de surface**

Le facteur volumique de fond initial  $B_{oi} : 1,338$  Rb/STB.

$N = 125762577,8$  (Stb)

$$N = 19996249,87 \text{ Sm}^3$$

### IV.2.2 Calcul par la méthode probabiliste

Les données d'entrée sont considérées comme des facteurs porteurs d'incertitude, on leur substitue en une plage de valeurs — une distribution de probabilités-

Puits	$\phi$ (fr)	$S_w$ (fr)
HRS25	0,12	0,31
HRS26	0,12	0,17
HRS27	0,15	0,3
HRS28	0,14	0,06
HRS29	0,14	0,31
HRS30	0,13	0,23

Tableau IV.3, les distributions des données d'entrée  $\phi$  et  $S_w$

En faisant varier la distribution des paramètres de la façon suivante :

#### A) Volume

Nous avons pris une valeur tirée à partir du logiciel « Petrel » qui est :

$V=572000000 \text{ m}^3$  pour la série inférieure et qu'on va considérer comme distribution à valeur fixe.

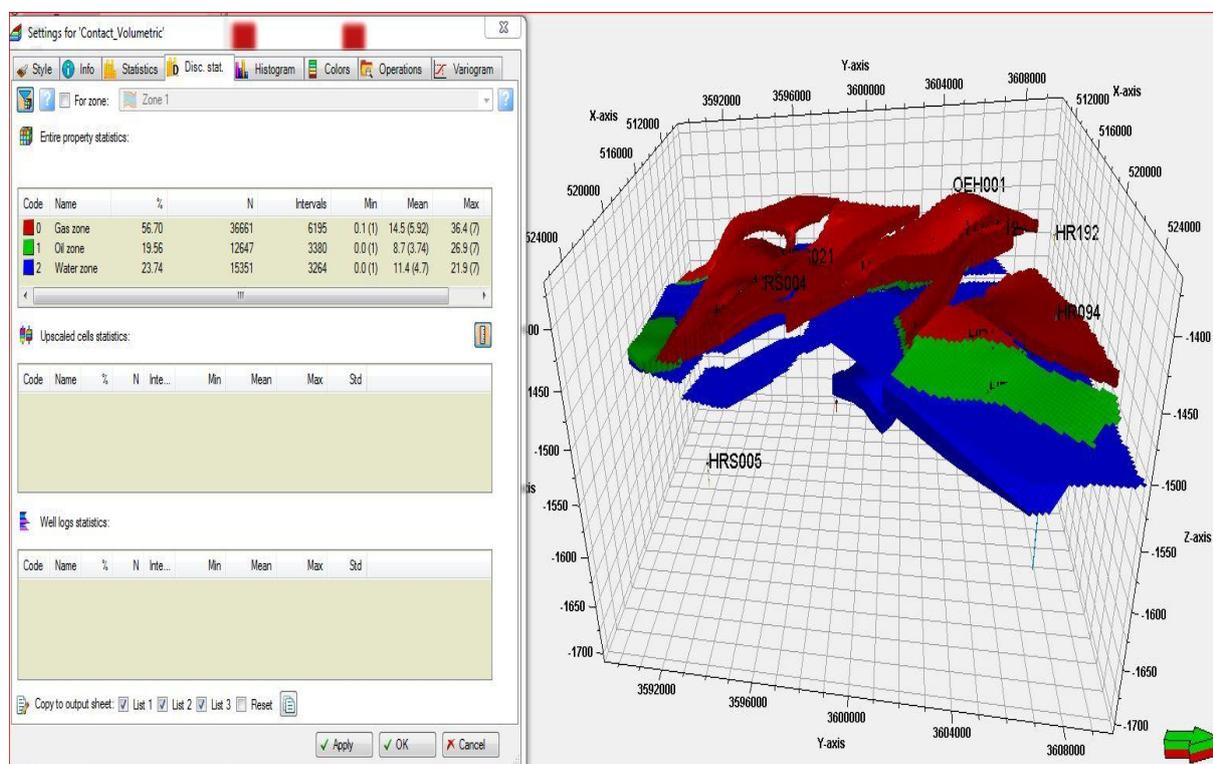


Figure IV.5, Calcul du volume des réserves utilisant logiciel Petrel

**B) La porosité**

Selon les valeurs mesurées dans les différentes positions et profondeurs, dans un premier temps on doit utiliser la porosité moyenne de chaque puits avec une distribution normale, la valeur moyenne est  $\phi_{moy}=0,133086$  avec un écart type standard  $STDV=0,0121106$ .

**C) La saturation d'huile**

Une distribution normale avec une valeur moyenne  $P_{moy}=0,747544$  et une déviation standard  $STDV=0,1002$ .

Le GOR de dissolution, la densité de l'huile et celle du gaz sont prise comme distribution fixe rapportées par le rapport PVT.

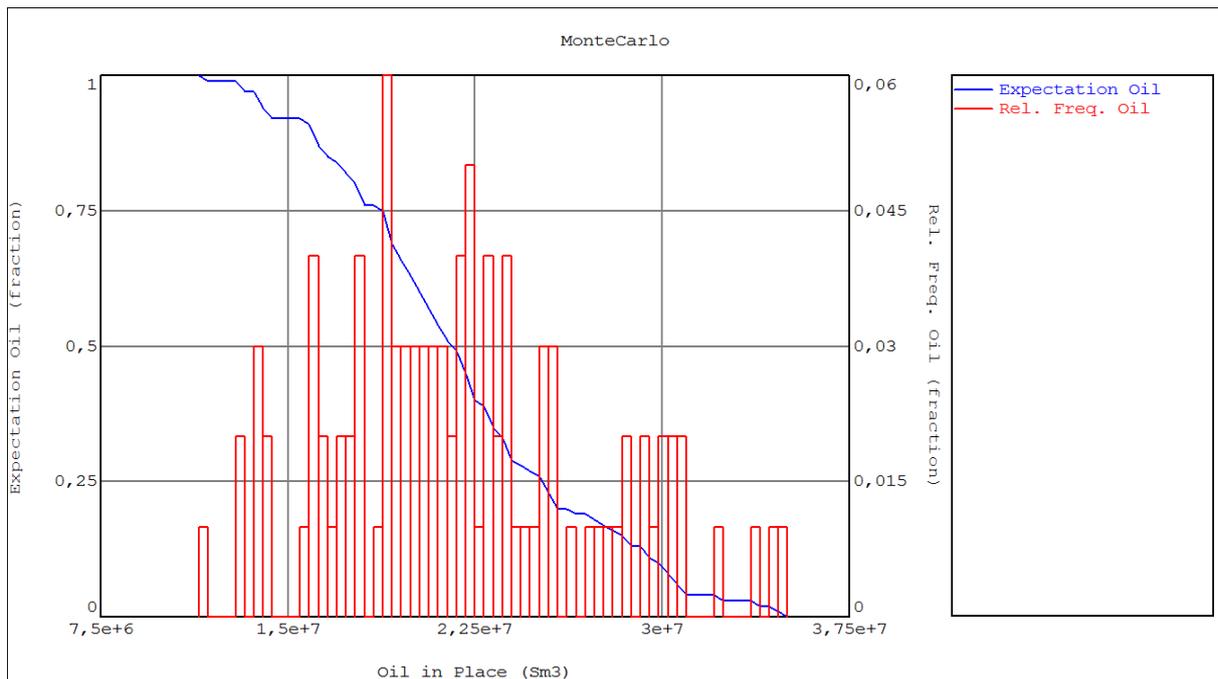
- GOR= 98, 74 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- OIL GRAVITY= 30,51 API
- GAS GRAVITY= 0,67 g/cm<sup>3</sup>

**IV.2.3 Résultats graphiques pour la série inférieure**

Les résultats sont représentés sous formes des fréquences dont la densité dépend de la valeur de nombre d'échantillonnage (histogramme en rouge) entré N, et d'une courbe de probabilité d'occurrence (courbe en Blue).

On va faire plusieurs essais avec des valeurs croissantes de NC jusqu'à la convergence de la methode.

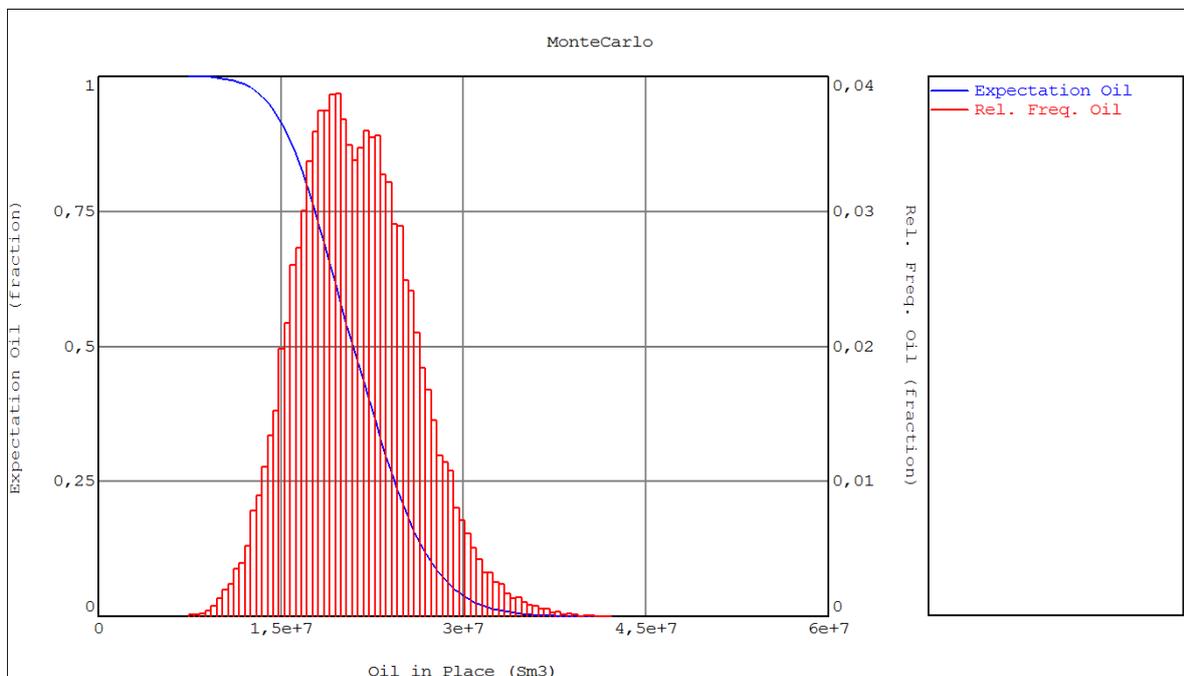
**a) NC=100**



**Figure IV.6, Convergence de la méthode de Montecarlo pour NC=100**

Dans ce cas, la distribution s'étale à des valeurs plus éloignées ce qui prouve que ce modèle ne reflète pas fidèlement la réalité et ceci peut être justifié par le nombre NC utilisé et pour cela on a pensé à l'augmenter.

**b) NC=50000**



**Figure IV.7, Convergence de la méthode de Montecarlo pour NC=50000**

Résultats :

	Volume d'huile en place (Sm3)	Volume de gaz en place (Sm3)
Probabilité de 90 %	1,53742 E+7	1,51801 E+9
Probabilité de 50 %	2,09309 E+7	2,06666 E+9
Probabilité de 10 %	2,73863 E+7	2,70404 E+9

Tableau IV.4, Les probabilités des réserves du (NC=50000)

- Les résultats se présentent sous forme d'une distribution du pourcentage ou la densité des éléments de calcul (NC) qui donnent une telle valeur (courbe en rouge), et la courbe cumulative des réserves (en bleue). On peut remarquer que la densité dans ce cas se concentre autour de la valeur de  $20 \cdot 10^{+6} \text{ Sm}^3$ .

c) **NC=500000**

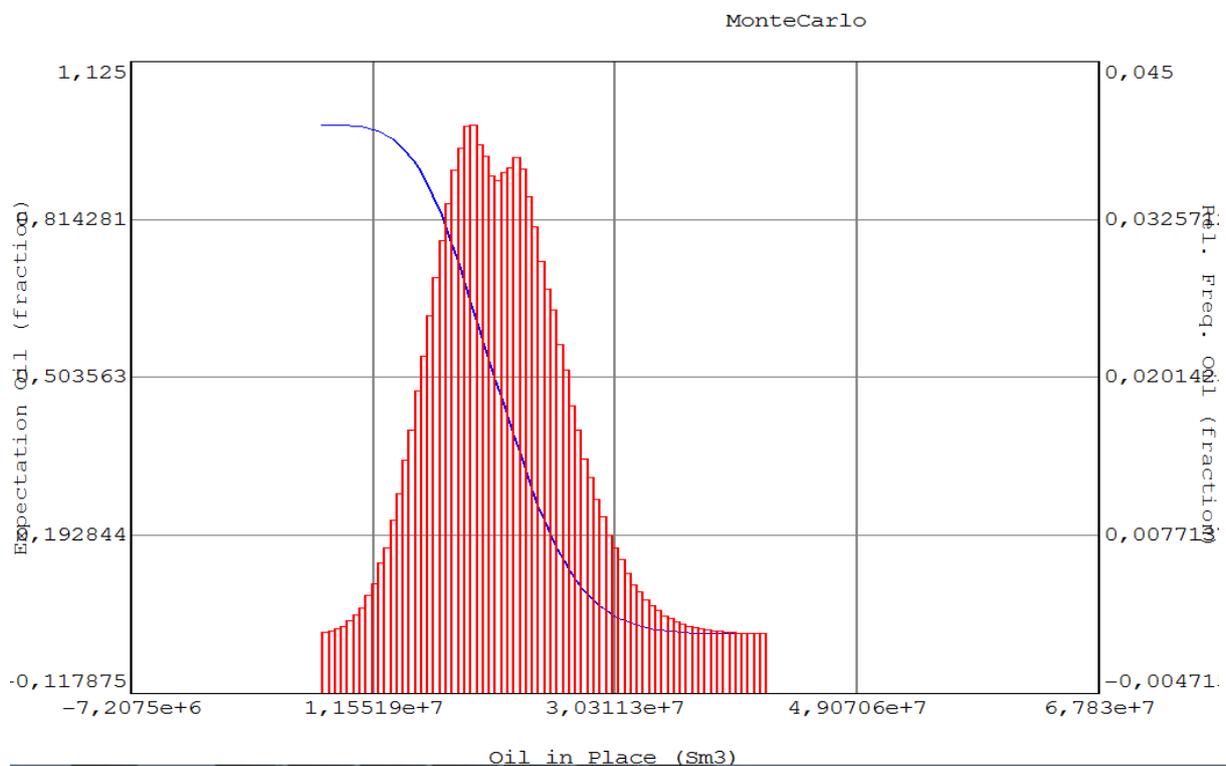


Figure IV.8, Convergence de la méthode de Monte carlo pour NC=500000

	Volume d'huile en place (Sm3)	Volume de gaz en place (Sm3)
Probabilité de 90 %	1,54155 E+7	1,52209 E+9
Probabilité de 50 %	2,10229 E+7	2,07575 E+9
Probabilité de 10 %	2,74756 E+7	2,71286 E+9

Tableau IV.5, Les probabilités des réserves du (NC=500000)

La densité dans ce cas se concentre autour de la valeur de  $N= 2,052 \text{ E}+7 \text{ Sm}^3$

### Discussion des résultats

Les résultats des probabilités convergent vers la même valeur que dans l'entrée NC=50000.

On peut dire que la méthode converge.

- Réserves prouvées (ou 1P 90%)= 15 ,4155 Msm<sup>3</sup>.
- Réserves probables (ou 2P 50%) = 21,0229 Msm<sup>3</sup>.
- Réserves possibles (ou 3P 10%) = 27,4756 Msm<sup>3</sup>.

### IV.2.4 Conclusion

L'étude des paramètres du gisement a permis d'estimer les réserves en place par la méthode volumétrique avec les deux approches : déterministe qui suppose que le gisement a des paramètres pétro-physiques isotropiques (moyennes pondérées) et l'autre probabiliste qui tient en compte l'hétérogénéité des paramètres (chaque paramètre suit une loi de distribution bien spécifiée). La détermination des lois appropriées présente une difficulté énorme à cause de la complexité du gisement.

Les valeurs trouvées par la méthode déterministe correspond approximativement à une valeur probabiliste de P<sub>57</sub> pour la série inférieur, ceci rend crédible la valeur estimée (20,52\*10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup>).

## IV.3 Estimation des réserves en places par la méthode Bilan Matière

### IV.3.1 Calcule par méthode manuel

L'historique de production et l'évolution de la pression de fond statique sont indiqués dans le tableau :

Date	PFS (Kg/cm <sup>2</sup> )	Np cum (m <sup>3</sup> )	Gp cum (m <sup>3</sup> )	Wp cum (m <sup>3</sup> )
31/12/2010	311,11	0	0	0
31/12/2011	289,3	53452	7,98E+06	0
30/06/2012	284,35	70000	1,02E+07	0
31/12/2012	279,7	84193,2	1,58E+07	0
30/06/2013	276,35	99426,1	2,02E+07	0
31/12/2013	270,3	125841	2,97E+07	0
30/06/2014	257,02	152563	3,98E+07	0
31/12/2014	239,3	205804	5,14E+07	0
30/06/2015	230	224034	5,54E+07	0
31/12/2015	206,4	267876	6,42E+07	0

<b>30/06/2016</b>	195,641	337183	7,55E+07	0
<b>31/12/2016</b>	188,907	374186	8,40E+07	0

*Tableau IV.6, Historique de la production huile et gaz.*

En écrivant l'équation d'un réservoir ne présentant ni d'aquifère active ni de chapeau de gaz on obtient l'équation linéaire suivante

$$F = NE_0 \dots \dots \dots (IV.4)$$

Avec :  $F = Np B_o \dots \dots \dots (IV.5)$  et  $E_0 = (B_o - B_{oi}) \dots \dots \dots (IV.6)$

Ensuite on calcul les valeurs de F et de E<sub>0</sub> pour chaque année en utilisant données sur l'évolution du facteur volumique de fond de l'huile et la production cumulée le tableau représente les résultats de calcul :

<b>Np cum (m3)</b>	<b>Bo (m3/Sm3)</b>	<b>F (m3)</b>	<b>Eo (m3/Sm3)</b>
0	1,30818	0	0
53452	1,31096	70073,4339	0,00278
70000	1,31182	91827,4	0,00364
84193,2	1,31312	110555,775	0,00494
99426,1	1,31432	130677,712	0,00614
125841	1,31679	165706,17	0,00861
152563	1,31955	201314,507	0,01137
205804	1,32381	272445,393	0,01563
224034	1,32538	296930,183	0,0172
267876	1,32917	356052,743	0,02099
337183	1,33503	450149,42	0,02685
374186	1,33659	500133,266	0,02841

*Tableau IV.7, résultats de calcul de F et E<sub>0</sub>*

On trace la courbe F=fct(Eo)

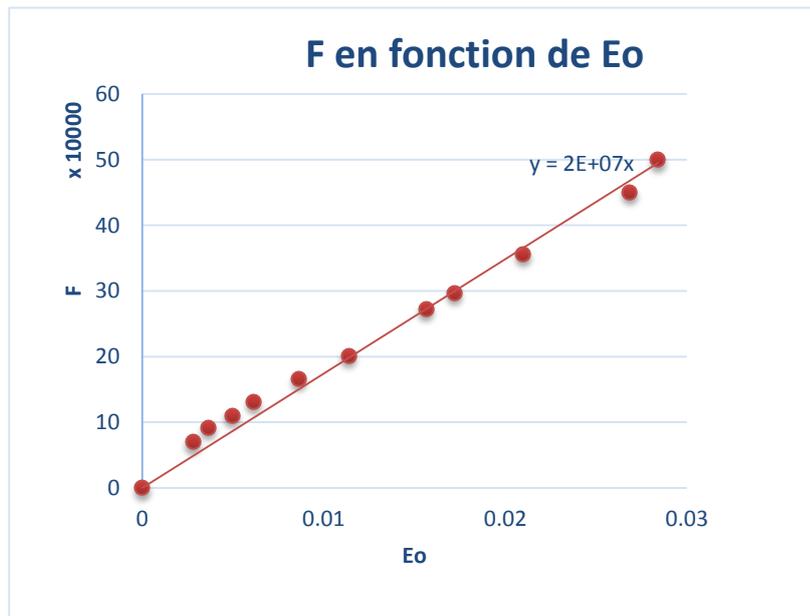


Figure IV.9, Courbe de graphe F en fonction de Eo

La pente du graphe représente la valeur de N :

$$N=20063518 \text{ Sm}^3$$

On peut calculer les valeurs des indices de drainages et les formules utilisées sont représentés dans le tableau IV.8 :

<b>DIO</b>	Indice de drainage dû à l'huile et son gaz dissous $DIO = \frac{N[(B_{oi}-B_o)+B_g*(R_{si}-R_s)]}{N_p[B_o+B_g(R_p-R_s)]} \dots (IV.7)$
<b>DIW<sub>int</sub></b>	Indice de drainage dû aux eaux interstitielles $DIW_{interst} = \frac{N[B_{oi}*C_w*S_{wi}*\Delta P]}{N_p[B_o+B_g(R_p-R_s)][1-S_{wi}]} \dots (IV.8)$
<b>DIF</b>	Indice de drainage dû à la formation $DIF = \frac{N[B_{oi}*C_f*1*\Delta P]}{N_p[B_o+B_g(R_p-R_s)][1-S_{wi}]} \dots (IV.9)$

Tableau IV.8, Formules utilisées pour le calcul des indices de drainages

Les données utilisées pour le calcul des indices de drainage :

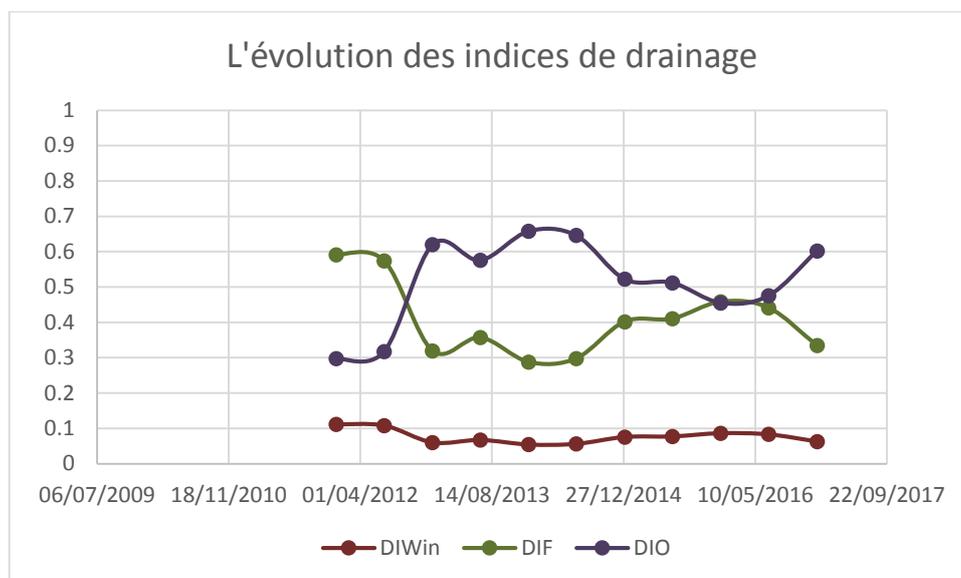
- Volume d'huile initiale en place :  $N = 20063518(\text{sm}^3)$ .
- Facteur volumétrique du fond d'huile initial :  $Bo_i = 1,338 (\text{m}^3/\text{sm}^3)$ .
- Compressibilité équivalente  $C_{eq} = C_o + \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} = 1,102\text{E-}05 (1/\text{psi})$ .
- Compressibilité isotherme de l'huile :  $C_o = 4,2706\text{E-}06 (1/\text{psi})$ .
- Compressibilité isotherme de l'eau  $C_w = 0,00000323 (1/\text{psi})$
- Compressibilité isotherme de la formation  $C_f = 0,00000423 (1/\text{psi})$
- Saturation interstitielle de l'eau :  $S_{wi} = 0,25245615(\text{frac})$

Pour tracer les courbes de l'évolution des indices de drainages on va utiliser les données de  $R_s$  (GOR de solution)  $R_p$  (GOR de production),  $B_g$  (FVF du gaz) les données et les résultats trouvés sont montrés dans le tableau IV.9 :

Date	$R_p$	$R_s$	$B_g$	DP	$N_p$	$Bo$	DIWin	DIF	DIO
31/12/2010		98,74	0,004	0	0	1,3081			
31/12/2011	149,32	98,74	0,0042	310,19	53452	1,3109	0,1115490	0,5909643	0,2974865
30/06/2012	136,16	98,74	0,0042	380,6	70000	1,3118	0,1083848	0,5742010	0,3174141
31/12/2012	392,69	98,74	0,0043	446,73	84193,2	1,3131	0,0602907	0,3194083	0,6203008
30/06/2013	291,29	98,74	0,0044	494,38	99426,1	1,3143	0,0673615	0,3568679	0,5757705
31/12/2013	358,75	98,74	0,0045	580,43	125841	1,3167	0,0543119	0,2877338	0,6579541
30/06/2014	376,97	98,74	0,0047	769,3	152563	1,3195	0,0562034	0,2977546	0,6460418
31/12/2014	217,08	98,74	0,005	1021,33	205804	1,3238	0,0758652	0,4019186	0,5222161
30/06/2015	220,55	98,74	0,0051	1153,6	224034	1,3253	0,0774599	0,4103669	0,5121730
31/12/2015	201,1	98,74	0,0054	1489,26	267876	1,3291	0,0865071	0,4582972	0,4551956
30/06/2016	162,74	98,74	0,0059	1642,28	337183	1,3350	0,0832785	0,4411926	0,4755288
31/12/2016	230,07	98,28	0,0062	1738,06	374186	1,3365	0,0631552	0,3345836	0,6022611

**Tableau IV.9, Résultats de calcul des indices de drainage**

On trace les graphes de l'évolution de chaque indice :



FigureIV.10, Courbes de l'évolution des indices de drainage

### IV.3.2 Calcul par Mbal

Pour estimer les réserves en huile initialement en place (OOIP) Mbal fournit un outil de simulation efficace qui nécessite une large connaissance du réservoir étudié en terme de données de PVT, des données de mesure petrophysiques et l'historique de production du réservoir SI.

#### IV.3.2.1 Les étapes de calcul

##### A) Historique de la pression

L'application de la méthode du bilan de matière sur une zone ou sur une cellule fermée exige des valeurs moyennes de pression, pour cela une formule de calcul a été utilisée par le biais de la moyenne pondérée à la production, et s'exprime comme suit :

$$P_{moy} = \frac{\sum P_i q_i}{\sum q_i} \dots\dots\dots (IV.10)$$

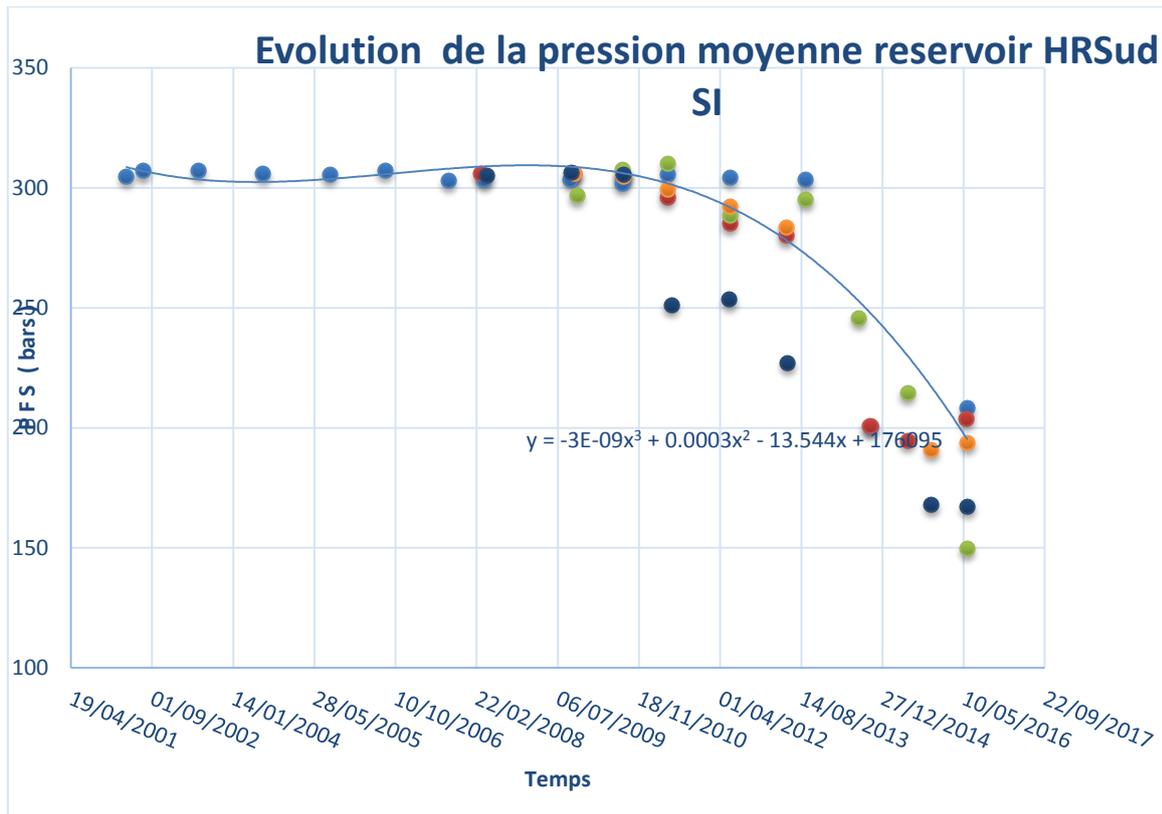


Figure IV.11, Evolution de pression du réservoir

### B) L'introduction des données

- On choisit comme model Tank model : Single tank (bloc) et les puits sont définis comme des producteurs d'huile.
- La pression initiale du réservoir (on choisit l'année 2010 comme date du début de production ou date juste avant l'exploitation du réservoir).
- Porosité, saturation en eau initial, réserves initial (valeur que l'on suggère).

Nom : HRS SI

Température : 90 C.

Pression initiale : 311,11 Kg/cm<sup>2</sup> a.

Porosité : 0,133086 fraction.

Saturation de l'eau initiale : 0,247651 fraction.

Compressibilité de l'eau :  $C_w = 3,2329 \text{ E-}6$  (1/psi).

Volume du Gas Cap initial = 0.

Volume de l'huile initiale : on prend le volume statique  $V_s = 20 \text{ Msm}^3$ .

Date de début de production : 31/12/2010.

**B.1 Données PVT**

GOR de formation = 98,74 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

API de l'huile = 30,51.

Densité du gaz :  $d_g=0,67$ .

Salinité de l'eau WS = 320000 ppm.

Pourcentage molaire du H<sub>2</sub>S = 0 %.

Pourcentage molaire du CO<sub>2</sub> = 0,121 %.

Pourcentage molaire du N<sub>2</sub> = 2,304 %.

Type de séparateur : 1 seul étage.

**B.2 Le rapport PVT**

Les résultats du test DL :

Pression	Densité (g/cm <sup>3</sup> )	Bo	Viscosité	GOR(dissous)
6000	0,76	1,292		
5000	0,754	1,305		
4500	0,751	1,308		
4000	0,747	1,314		
3000	0,739	1,328		
2663	0,734	1,338		98,74
1991	0,739	1,307		78,94
1422	0,744	1,277		62,41
853	0,785	1,195		47,8
427	0,814	1,136		34,27
142	0,822	1,107		22,34
48	0,844	1,059		12,68

*Tableau IV.10, Résultats du test DL*

Les corrélations choisit par l'utilisateur pour la simulation des paramètres  $P_b, R_s, B_o$  et la viscosité sont celle qui donne le meilleur matching :

- Correlation: Lasater ( $P_b, R_s, B_o$ ).
- Oil viscosity: Petrosky & al.

C) Les résultats du matching

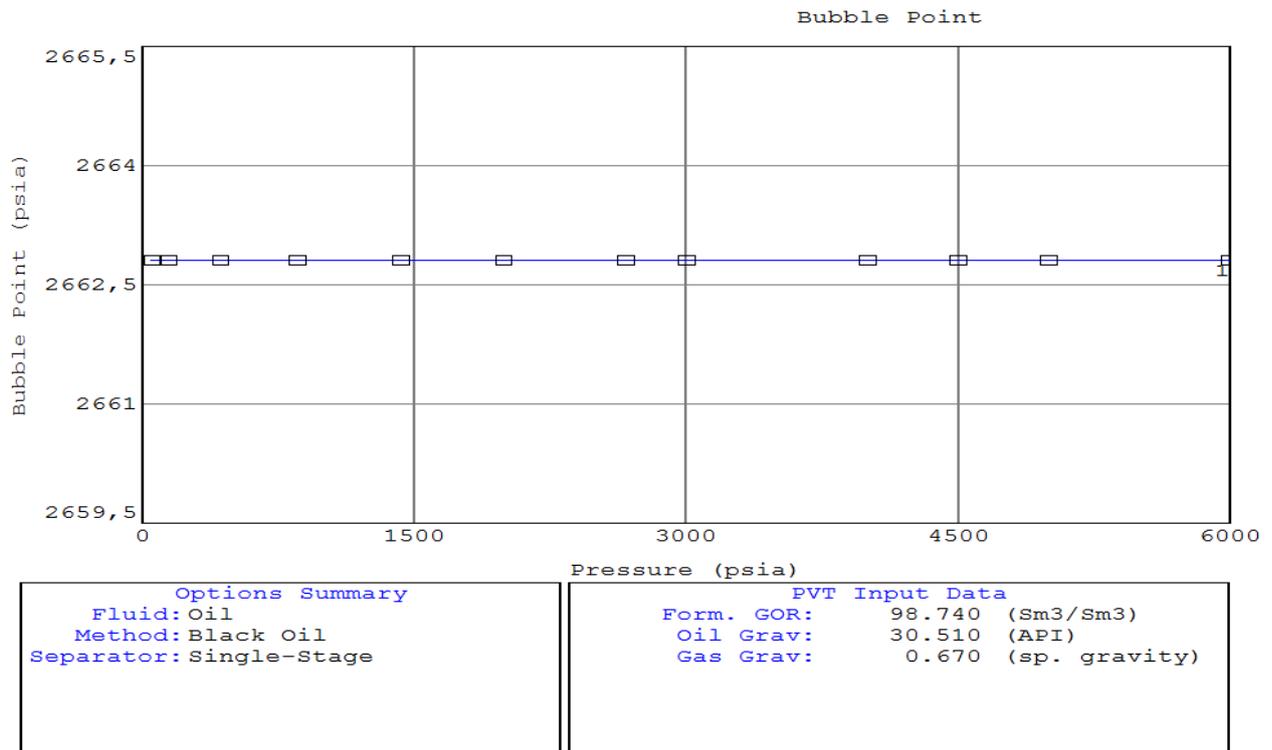


Figure IV.12, Résultat du matching de Pb par la corrélation de Lasater.

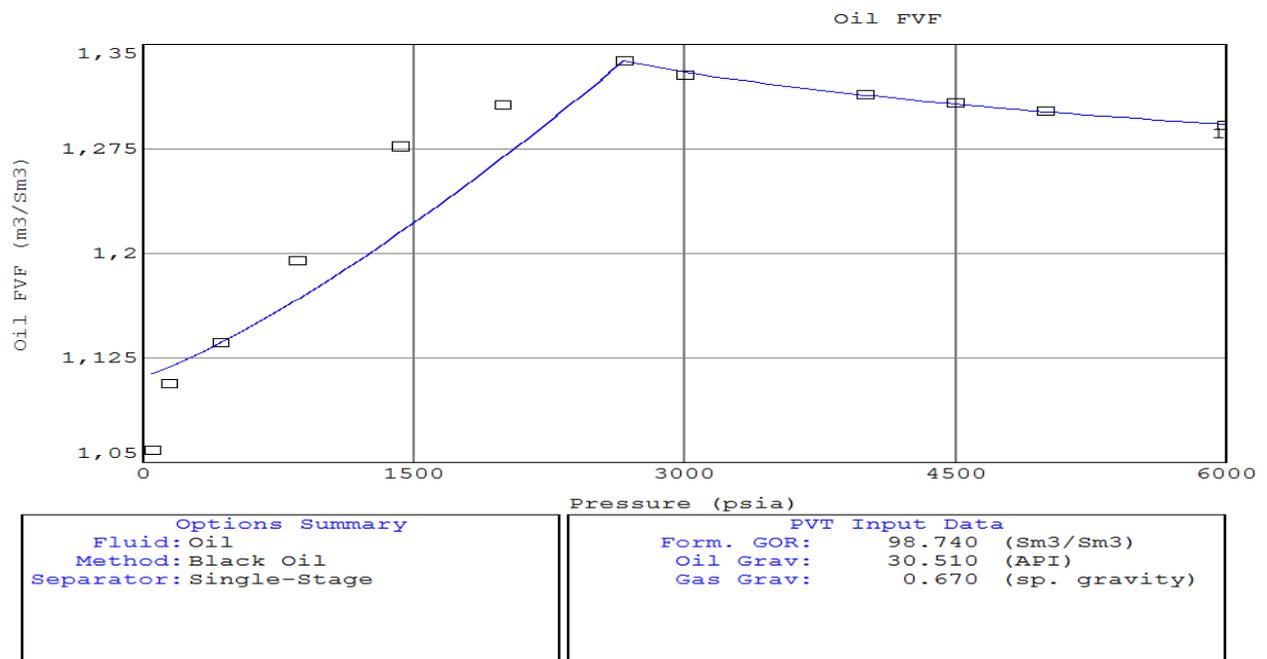


Figure IV.13, Résultat du matching de Bo par la corrélation Lasater

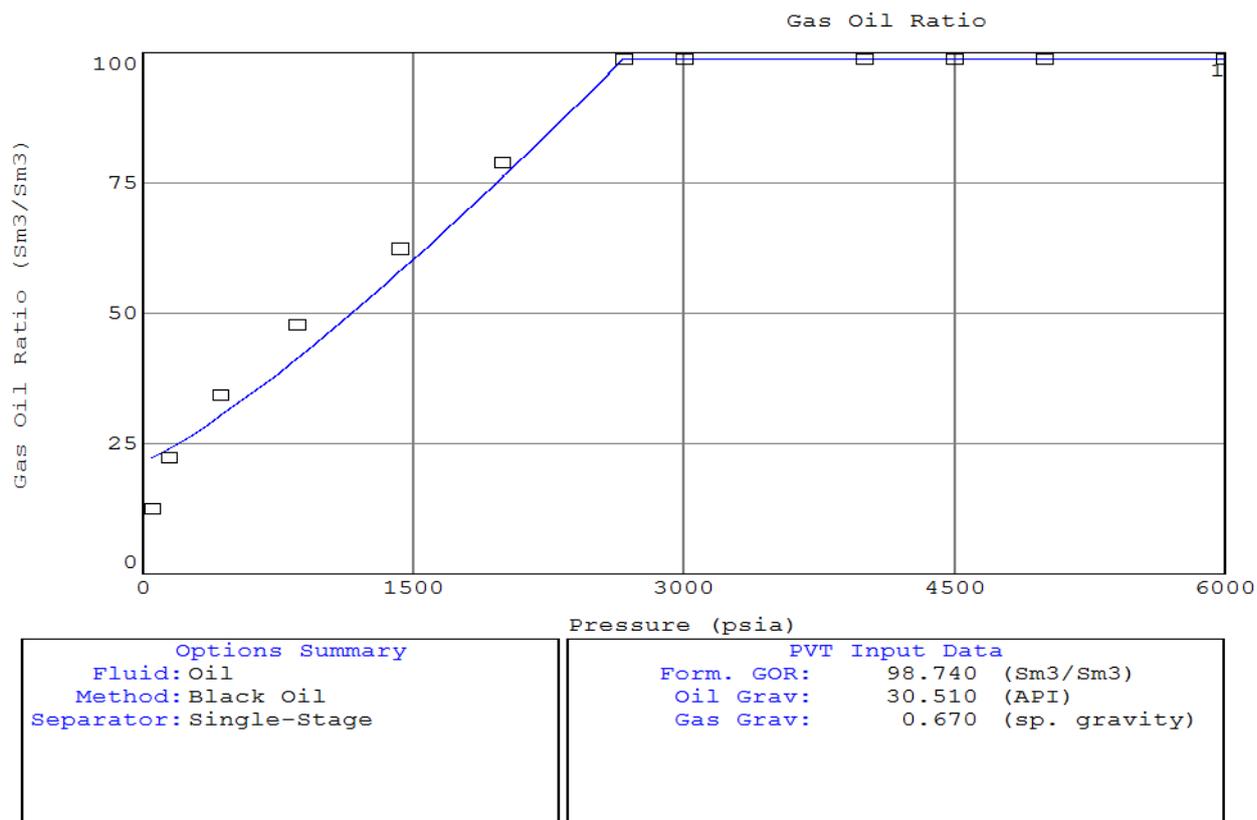


Figure IV.14, Résultat du matching de Rs par la corrélation de Lasater

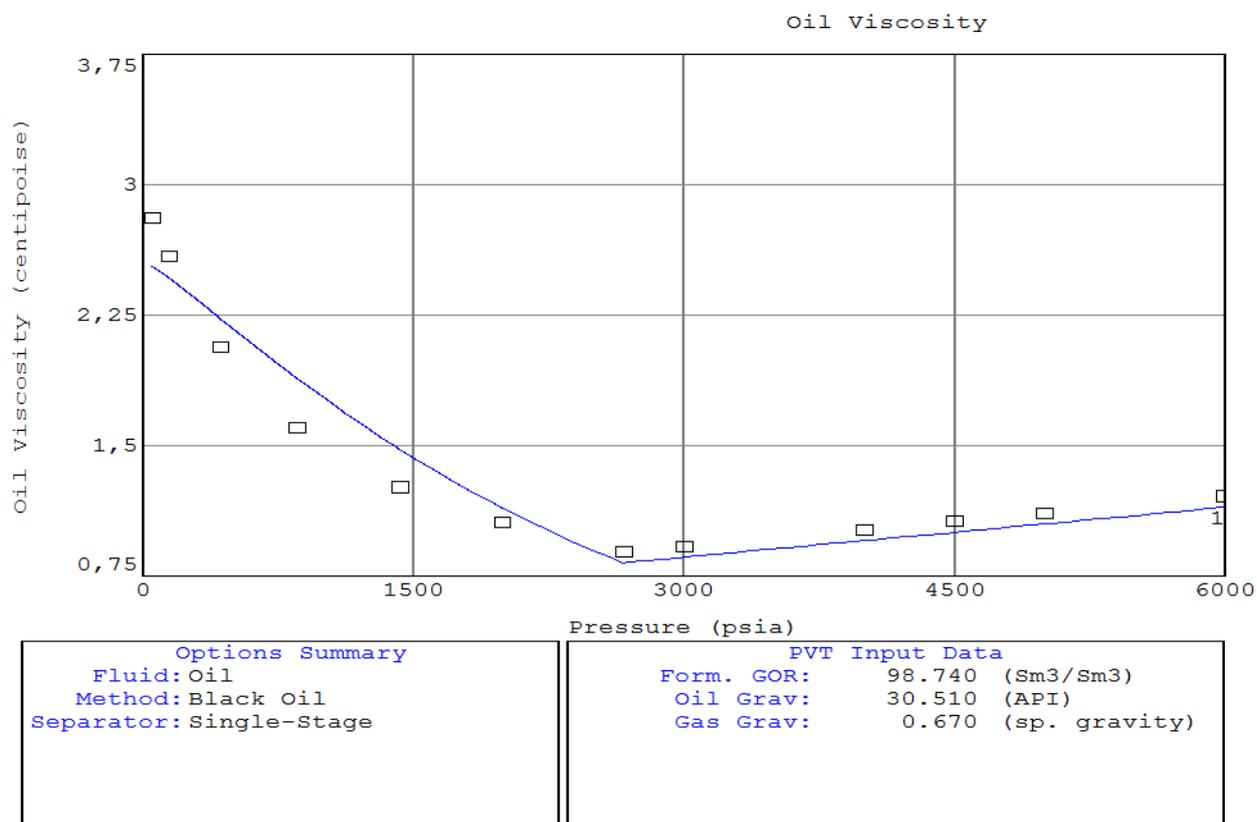


Figure IV.15, Résultat du matching de la viscosité par la corrélation de Petrosky & al.

Après avoir simulé ces derniers paramètres on doit valider notre modèle par le matching entre l'historique de la production en huile, la pression du fond statique et les courbes de simulation générées par Mbal, les résultats suivants ont été obtenus (figure IV.15)



Figure IV.16, Validation du modèle (Matching)

On constate l'existence d'un match parfait entre les deux courbes, ce qui prouve que le modèle est bien choisi et que les hypothèses émises sont valables durant cette période-là.

Une fois nous avons la courbe de simulation, nous allons les nous allons effectuer une prévision dans la date fixée précédemment.

### Résultats du calcul

Une fois nous avons introduit les données citées précédemment, on utilise l'option History Matching qui permet d'estimer une valeur des réserves soit par une méthode analytique ou soit par une méthode graphique :

#### C.1 Méthode analytique

Avec une valeur initiale des réserves de  $N=20 \text{ Mm}^3$  (réserves statiques) on obtient un nuage de points et un plot bien écarté

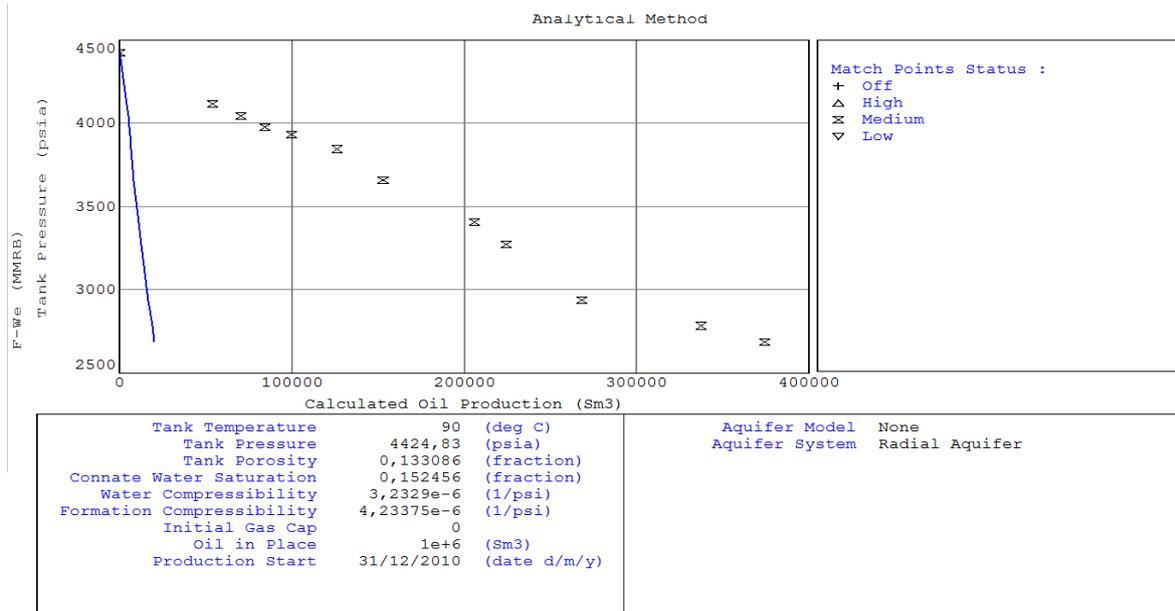


Figure IV.17, Nuage des points (P en fonction de Np)

Une régression de 56 itérations nous donne la valeur de sortie :

$$N=1,79329e+7 \text{ sm}^3$$

On peut constater que la courbe de régression et le nuage des points s'intercale :

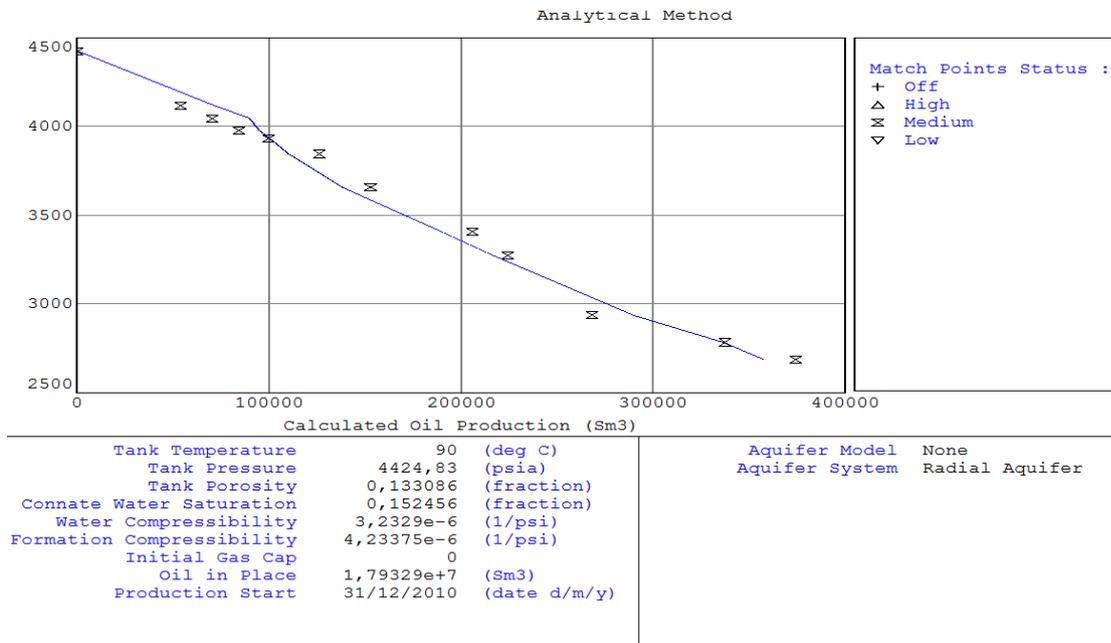


Figure IV.18, la courbe de régression et le nuage des points

### C.2 Méthode graphique

En se basant sur la formule générale de l'équation bilan matière Mbal peut tracer un graphe dont la pente représente la valeur initial estimé

La méthode qui donne une meilleur estimation est celle dont la courbe de régression regroupe un nombre maximum des nuages de points, dans notre cas on peut choisir la méthode (F-We Versus Et), les résultats dans la figure IV.18

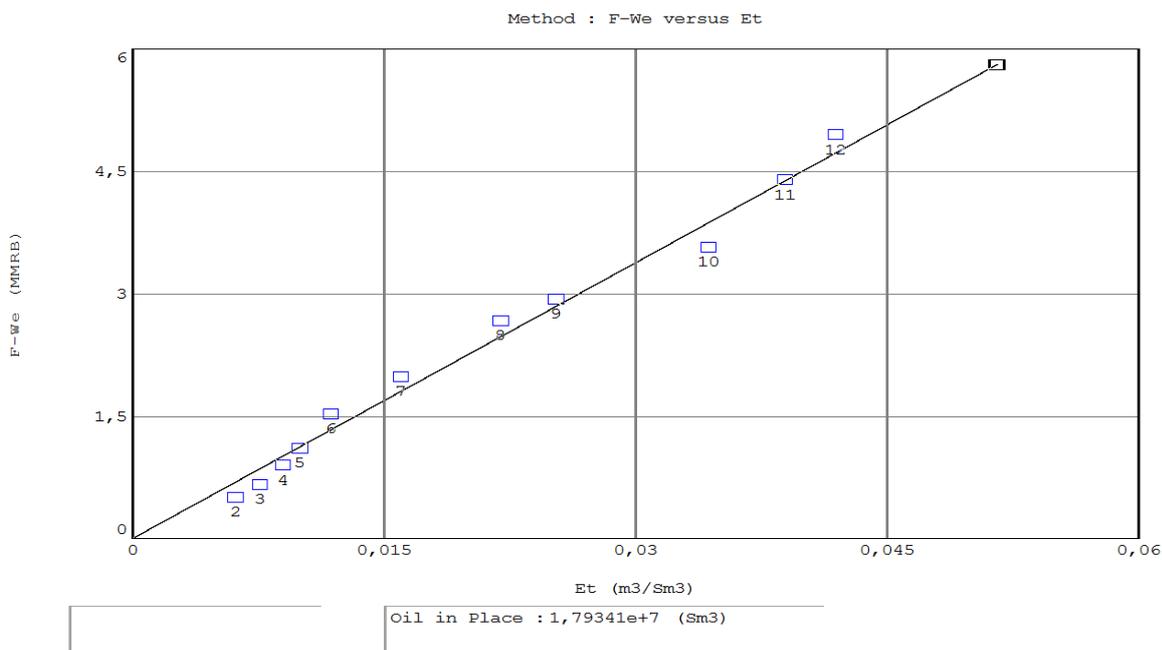


Figure IV.19, Résultats par la méthode graphique.

➤ La valeur de N tiré

$$N = 1,79341 \text{ e}+7 \text{ sm}^3$$

Pour les autres méthodes on trouve des résultats suivants :

Méthode de F/Et versus F (Campbell pas d'aquifère)  $N = 17,853 \text{ Msm}^3$

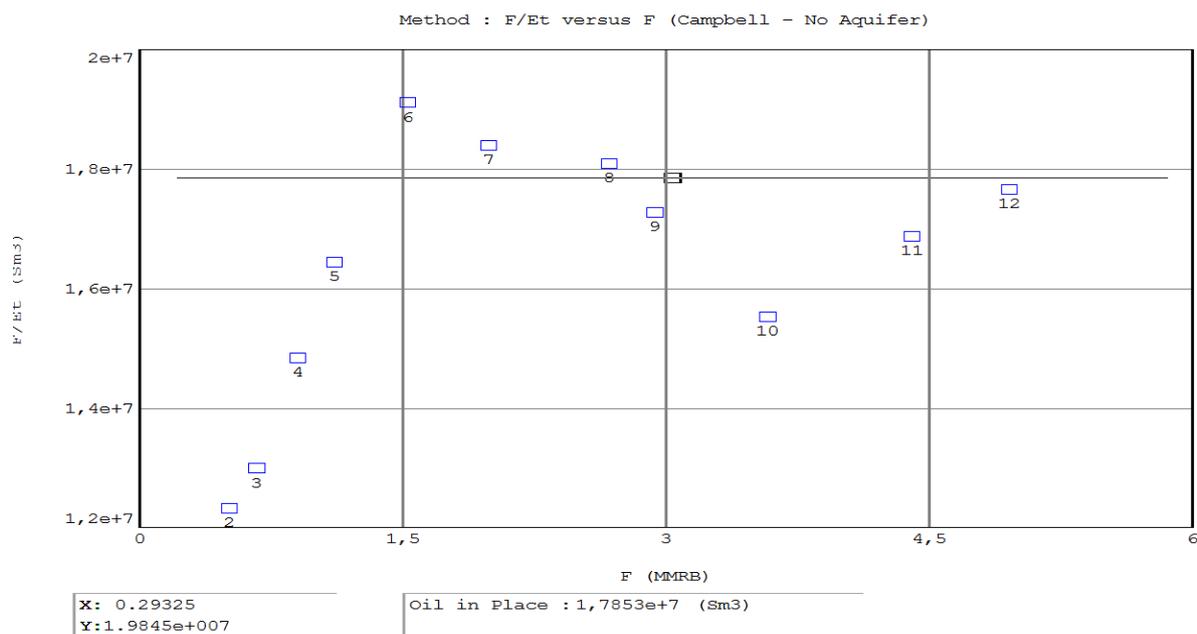


Figure IV.20, Résultat de la méthode graphique F/Et versus F

Méthode de  $(F-We)/(Eo+Efw)$  vs  $Eg/(Eo+Efw)$  N=18,2761 Msm3.

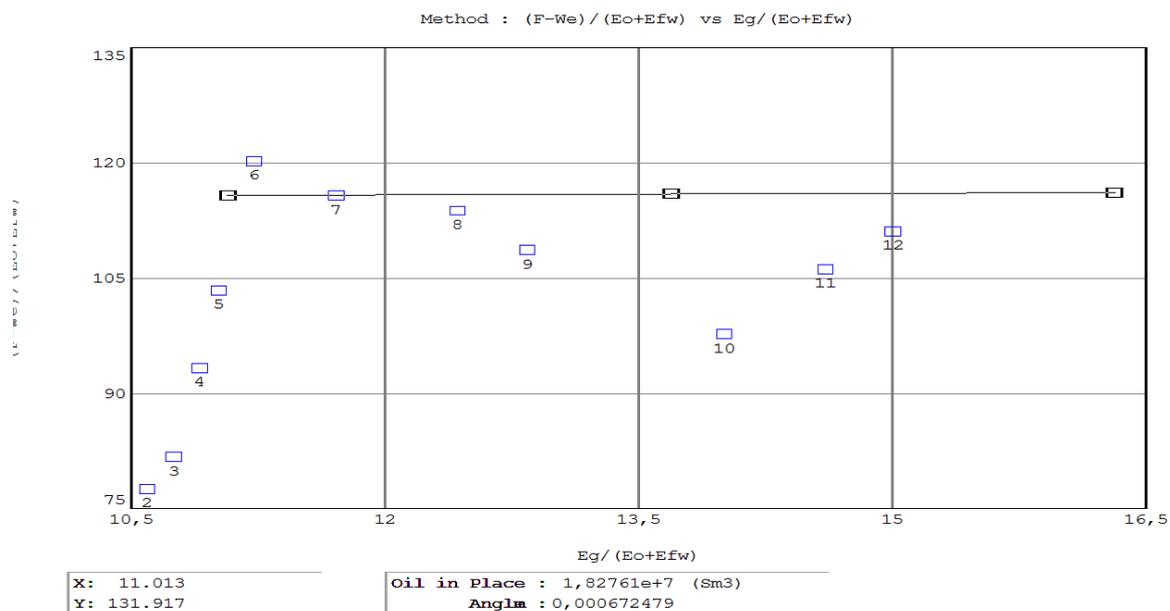


Figure IV.21, Résultat de la méthode de  $(F-We)/(Eo+Efw)$  vs  $Eg/(Eo+Efw)$ .

Méthode F/Et versus We/Et : pas de valeur estimé :

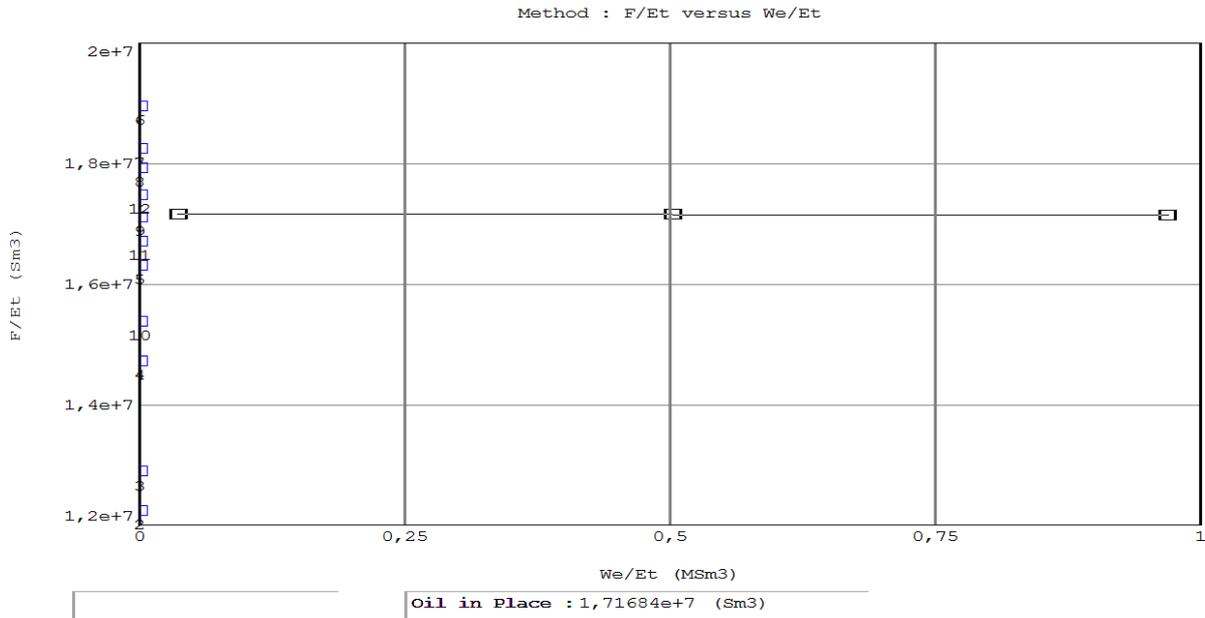


Figure IV.22, Résultat de la méthode F/Et versus We/Et.

Ensuite, l'évolution des indices de mécanisme de drainage (volume des pores et l'expansion des volumes des fluides) est donnée sur la figure suivante :

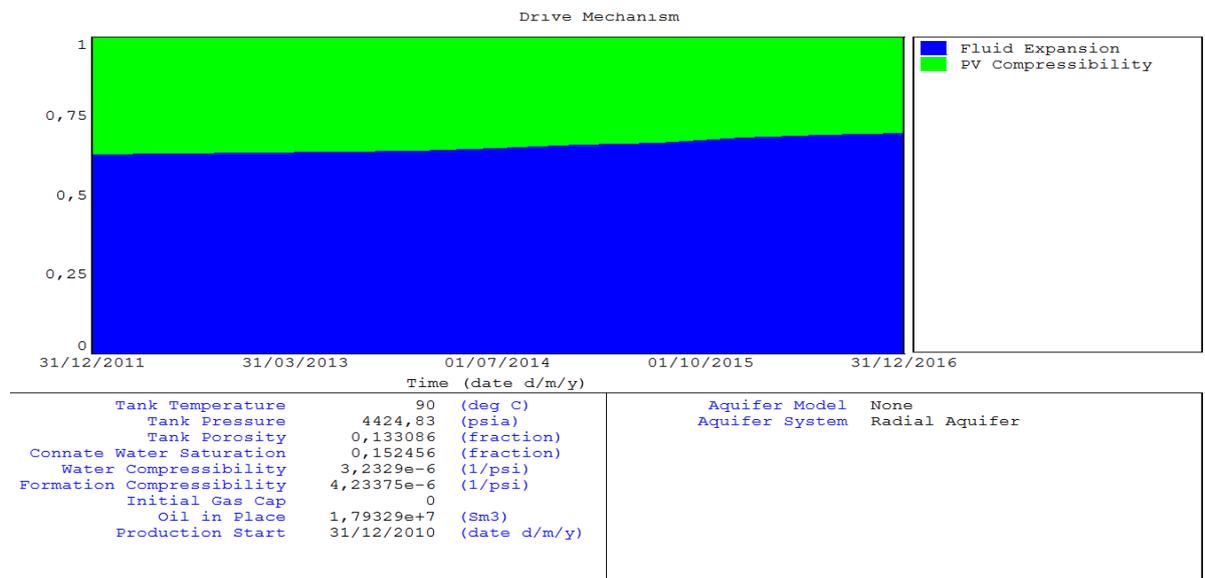


Figure IV.23, le plot de l'énergie de drainage.

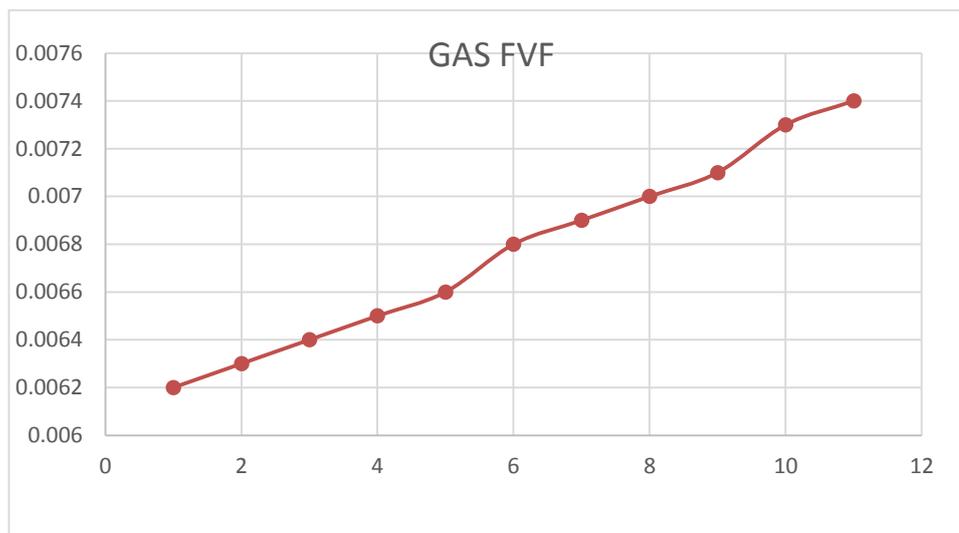
- Le régime dominant est celui de l'expansion des fluides : 0,63 jusqu'à 0,79
- Le deuxième régime contribuant à la déplétion est le PV compressibiliy (volume poreux).
- Pas de Gas Cap ni de de Water Drive.

### IV.3.3 Etude de l'évolution des paramètres de production

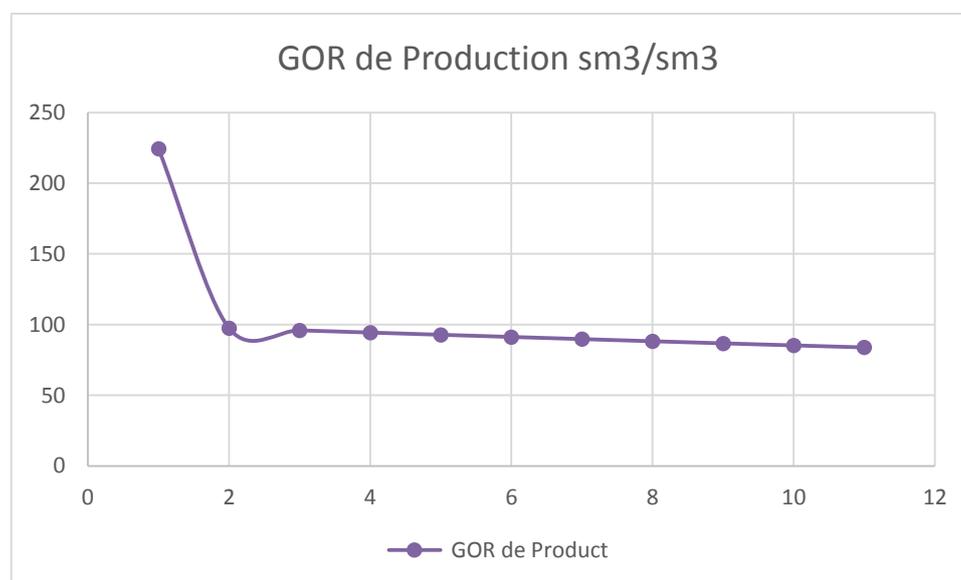
L'historique de production depuis l'année 2011, permet de définir l'évolution des différents paramètres tels que la production d'huile, du gaz et d'eau, aussi le WOR, GOR en fonction de temps.

Les résultats sont présentés dans le tableau l'annexe

La prédiction de l'évolution de ces paramètres dans la période allant de 31/12/2016 jusqu'à 31/12/2026 permet de tracer les courbes suivantes :



*Figure IV.24, Prédiction de l'évolution du facteur volumique du gaz*



*Figure IV.25, Prédiction de l'évolution GOR de production*

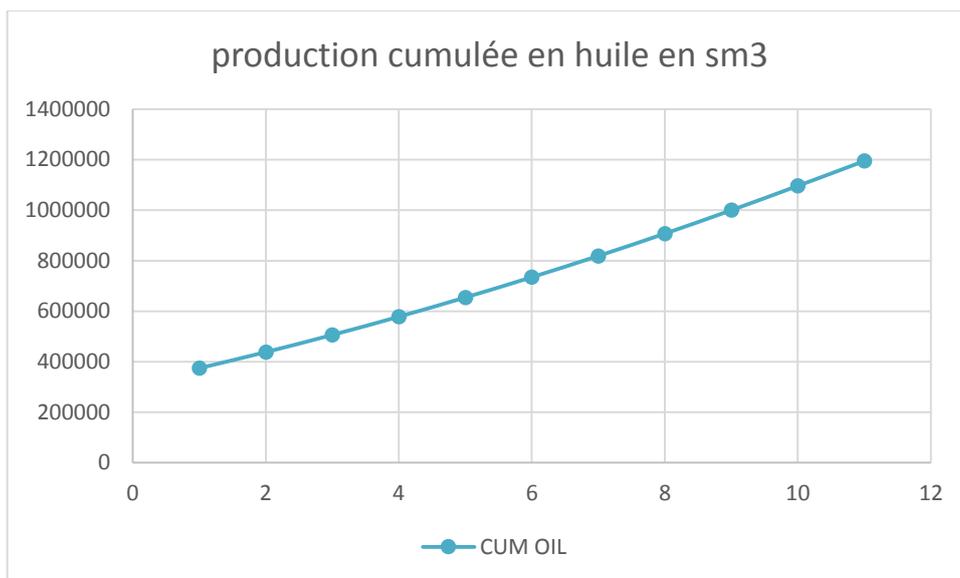


Figure IV.26, Prédiction de l'évolution la production cumulée en huile

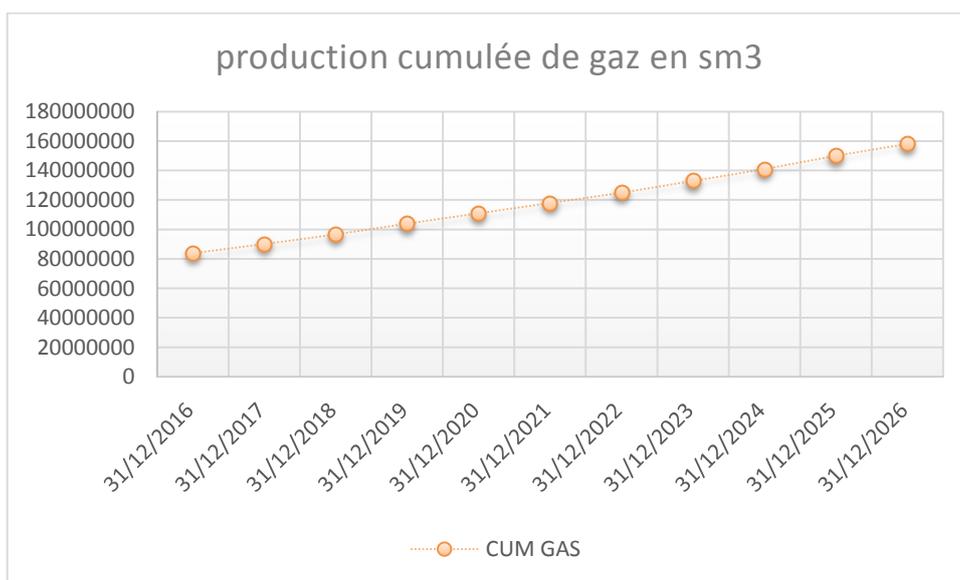


Figure IV.27, Prédiction de l'évolution la production cumulée en gaz



(forecasting) , ces étapes seront ensuite appliquées sur toutes les puits de la SI pour sortir à la fin avec une courbe prévisionnelle en débit du bloc .

**HRS007** : nous avons choisi une période d'étude de 17/01/2015 jusqu'au 30/11/2015 pendant laquelle on suppose qu'aucune opération de nettoyage n'était effectuée :

Les données sur le puits :

Date du Test	Débit		GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )
	Gaz (stm <sup>3</sup> /j)	Huile / Condensât (m <sup>3</sup> /j)	
14/04/2014	3227	54,4	59
06/05/2014	2561	22,1	116
11/05/2014	3197	28,6	112
14/05/2014	2935	19,6	150
18/09/2014	3619	13,1	276
16/11/2014	2592	44,9	58
09/04/2015	1511	13	117
10/06/2015	1508	6,1	247
26/11/2015	4635	59,5	78

Tableau IV.11, les données de puits HRS007

- En premier lieu on introduit les données précédentes en Excel pour tracer le nuage de points muni d'une courbe de tendance de type exponentiel :

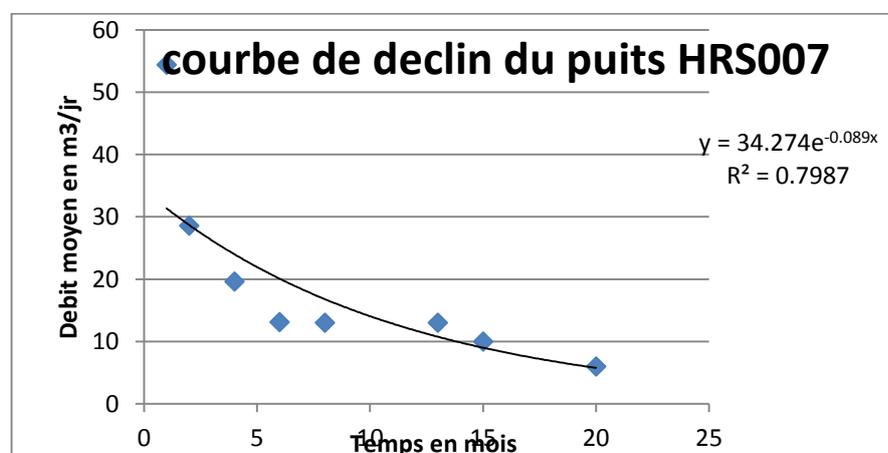


Figure IV.29, Courbe de déclin du puits HRS007

- Le débit initial :  $Q_i = 34,274 \text{ m}^3/\text{jour}$ .
- Le coefficient du déclin :  $D = 0,089 \text{ 1/mois}$ .

Le logiciel Mbal permet de tracer les courbes de déclin avec plus de précision et avec des lois de déclin prédéfinis.

#### IV.4.1 La loi exponentielle

$$q(t) = q_i * e^{-D_i*t} \dots\dots\dots (IV.12)$$

- Nous avons fixé comme débit d'abandonnement  $q_a = 4.2 \text{ Sm}^3/\text{j}$  : nous avons obtenu les résultats suivants :

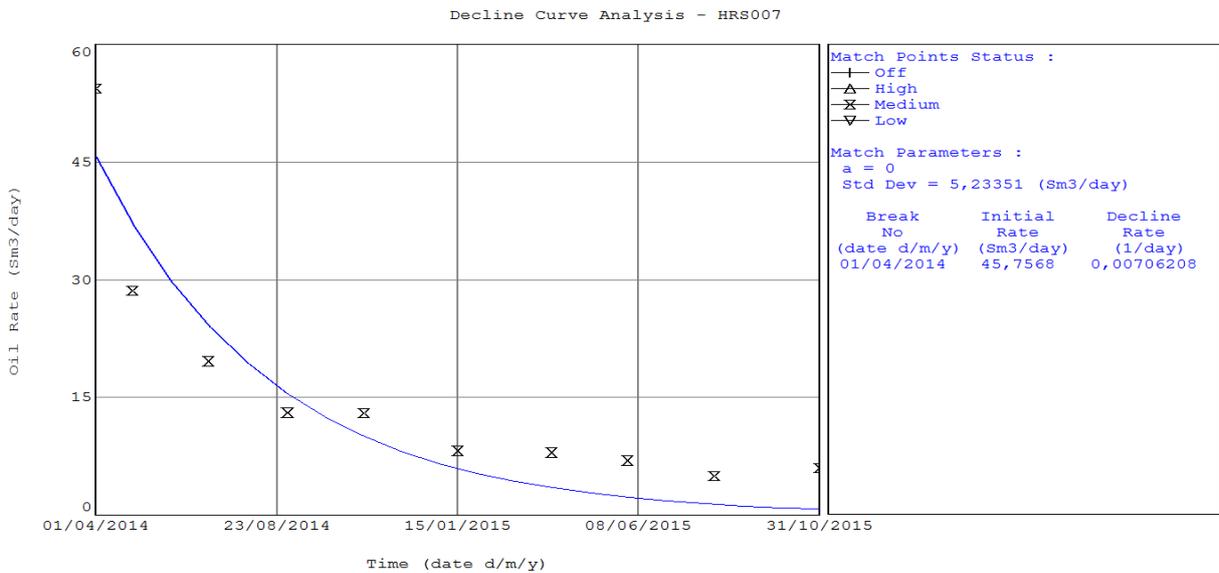


Figure VI.30, Courbe de déclin du puits par la loi exponentielle pour le puits HRS007

#### IV.4.2 La loi hyperbolique

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \dots\dots\dots (IV.13)$$

Nous avons fixé comme débit d'abandonnement  $q_a = 4.2 \text{ Sm}^3/\text{j}$ .

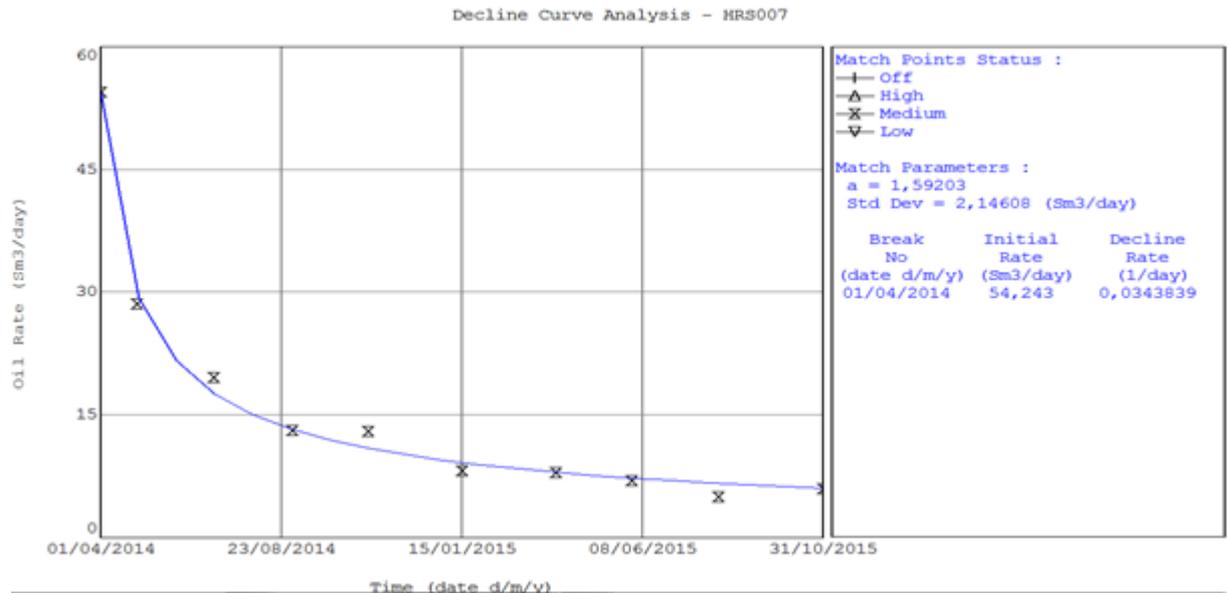


Figure IV.31, Courbe de déclin du puits par la loi hyperbolique pour le puits HRS007

### IV.4.3 La loi harmonique

Nous avons fixé comme débit d'abandonnement  $q_a = 4.2 \text{ Sm}^3/\text{j}$ .

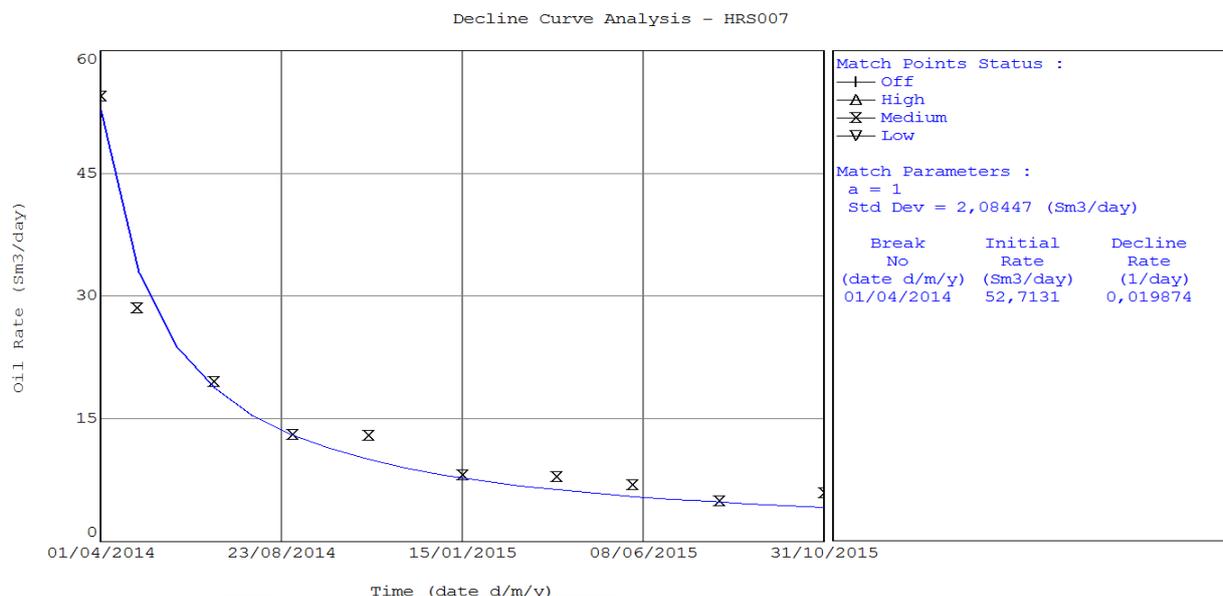


Figure IV.32, Courbe de déclin du puits par la loi harmonique pour le puits HRS007.

- Avec un écart type minimal de valeur  $\delta = 2,084 \text{ sm}^3/\text{jour}$ , nous allons choisir une équation de type harmonique pour les prévisions antérieures du débit, avec un débit qui ne devra pas être au-dessous du débit économique ( $Q_a = 0.5 \text{ m}^3/\text{h}$ ).

Pour les autres puits :

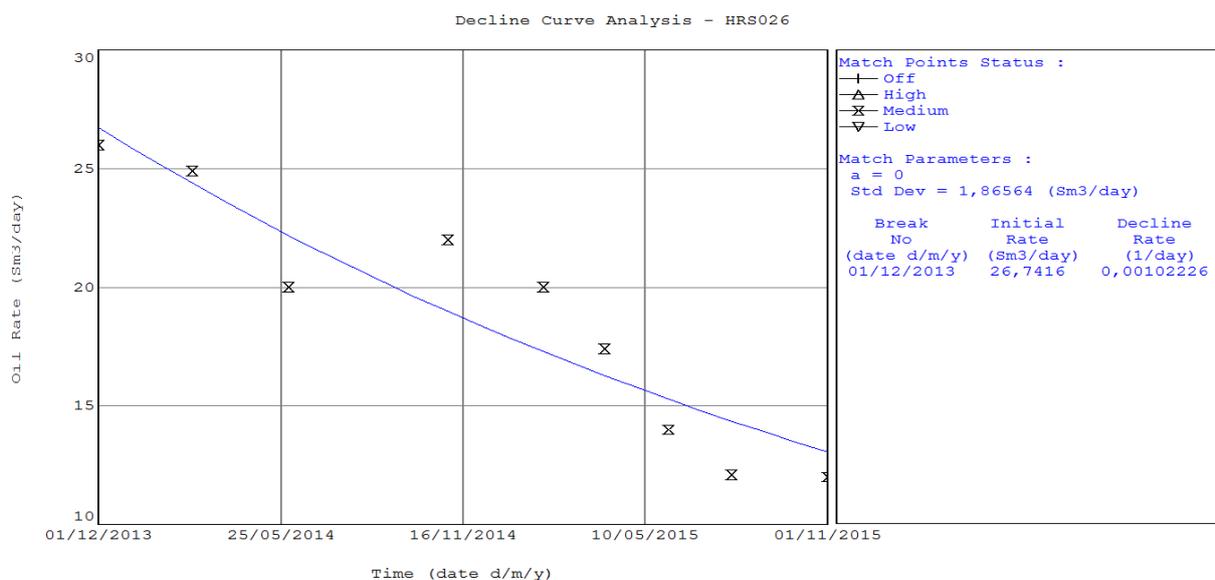


Figure IV.33, Courbe de déclin du puits par la loi exponentiel pour le puits HRS026.

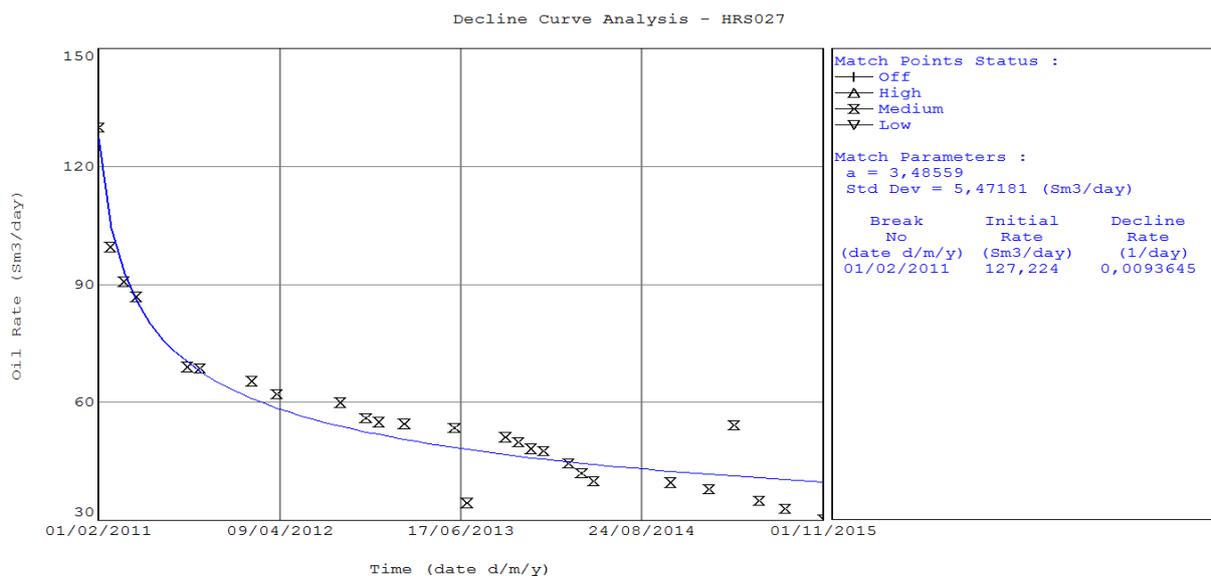


Figure IV.34, Courbe de déclin par la loi hyperbolique pour le puits HRS027.

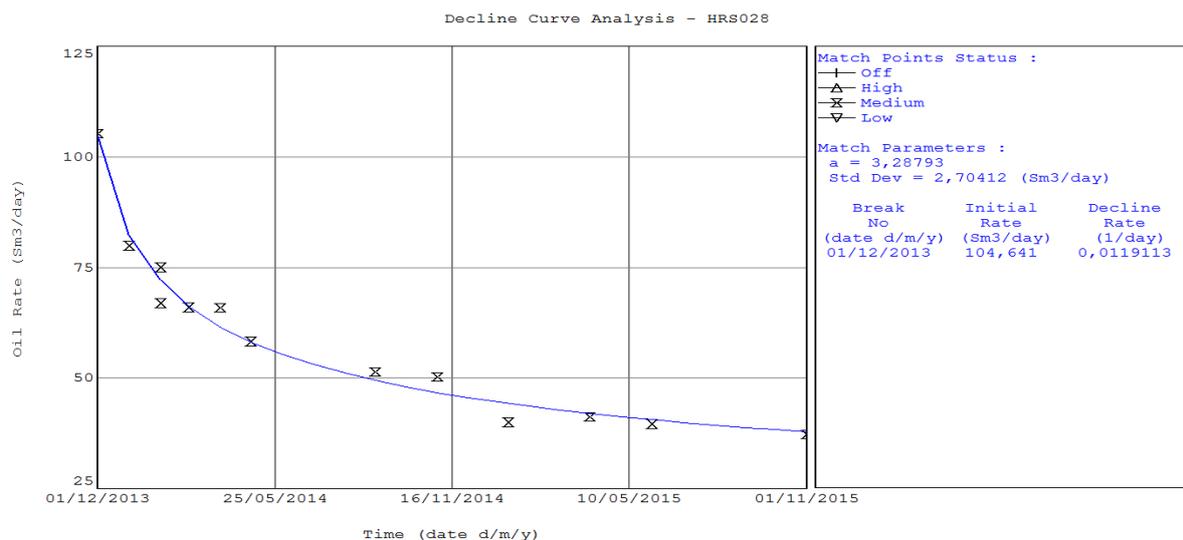


Figure IV.35, Courbe de déclin par la loi hyperbolique pour le puits HRS028.

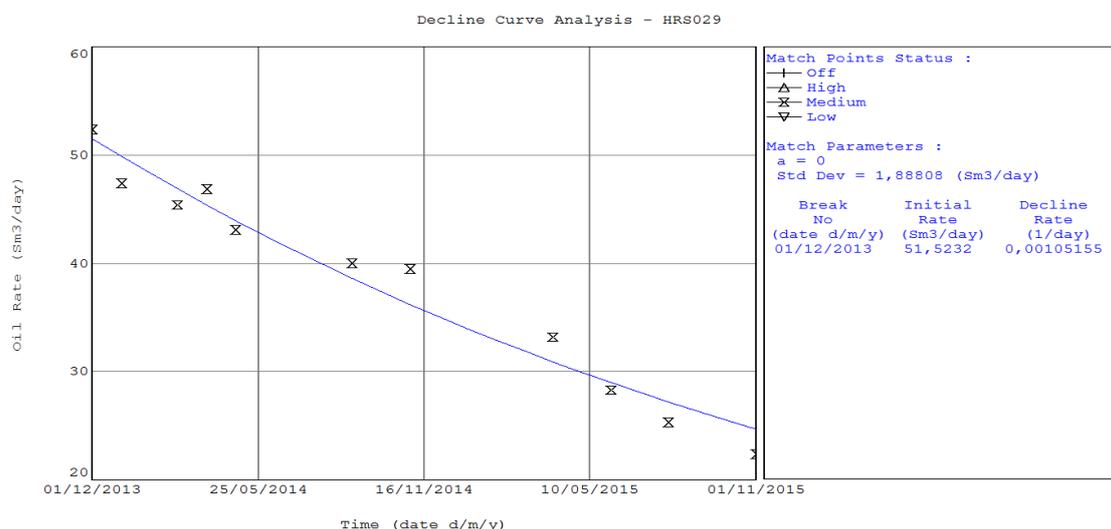


Figure IV.36, Courbe de déclin par la loi exponentiel pour le puits HRS029.

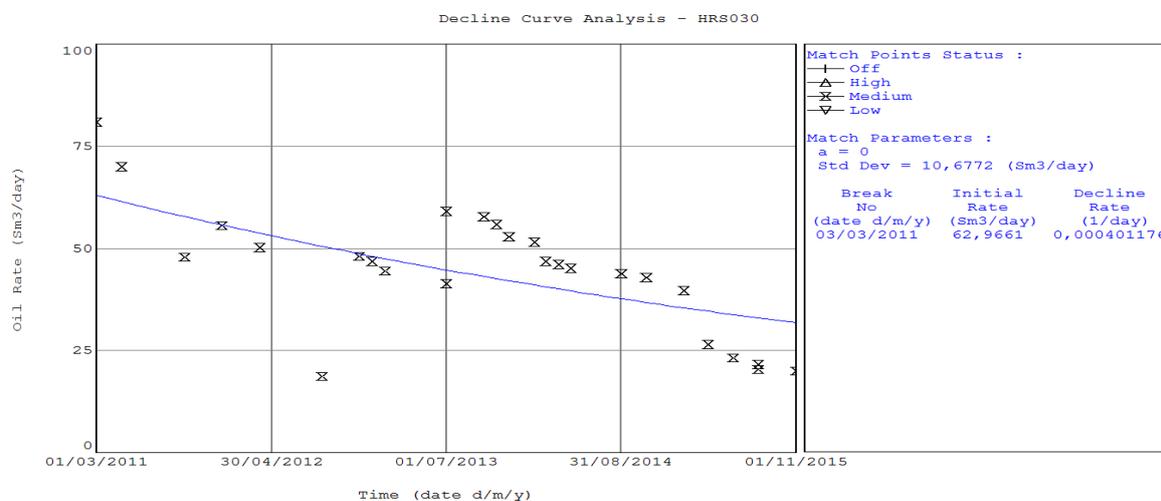


Figure IV.37, Courbe de déclin par la loi exponentiel pour le puits HRS030

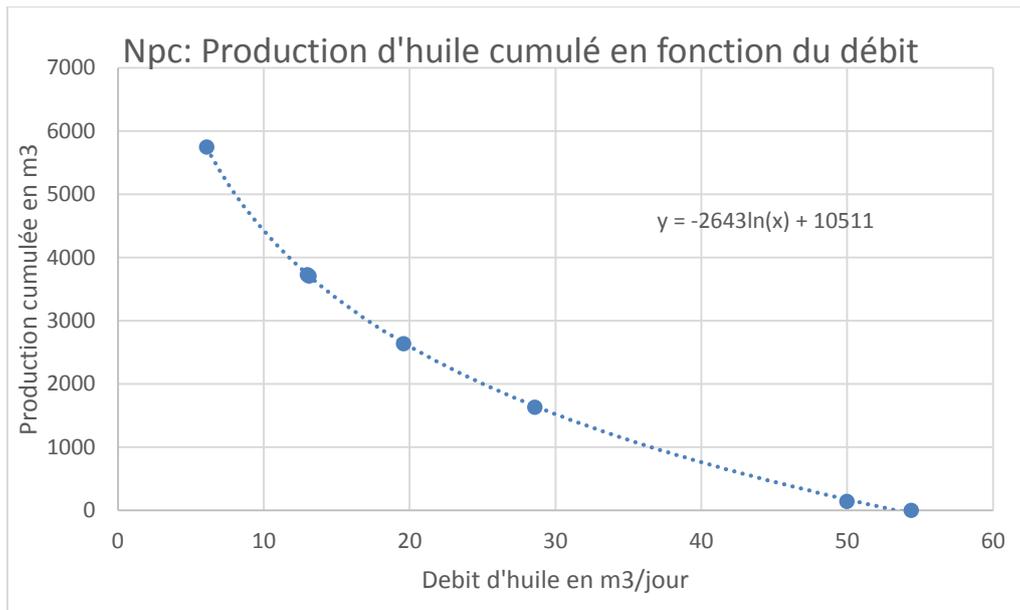
Puit	Type de déclin	Equation du déclin	Equation de Npc	Valeur des constantes	Date d'abandonnement du puits
HRS007	Harmonique	$q_t = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$	$N_{pc} = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q_t}$	qi=52,71 b=1 Di=0,01978	15/06/2017
HRS026	Exponentiel	$q(t) = q_i * e^{-D_i t}$	$N_{pc} = \frac{q_i - q}{D}$	qi=26,74 b=0 Di=0,00102	19/12/2018
HRS027	Hyperbolique	$q_t = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{1/b}}$	$N_{pc} = \frac{q_i^b (q_i^{1-b} - q^{1-b})}{(1 - b) D_i}$	qi=127,22 b=3,48 Di=0,0093	
HRS028	Hyperbolique	$q_t = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{1/b}}$	$N_{pc} = \frac{q_i^b (q_i^{1-b} - q^{1-b})}{(1 - b) D_i}$	qi=104,64 b=3,28 Di=0,0119	
HRS029	Exponentiel	$q(t) = q_i * e^{-D_i t}$	$N_{pc} = \frac{q_i - q}{D}$	qi=51,52 b=0 Di=0,00105	18/09/2020
HRS030	Exponentiel	$q(t) = q_i * e^{-D_i t}$	$N_{pc} = \frac{q_i - q}{D}$	qi=62,96 b=0 Di=0,000401	

Tableau IV.12, les lois de déclin pour les puits de la série inférieure

- Nous allons ensuite tracer la courbe de la production cumulée en fonction du débit de production pour le puits HRS007 :

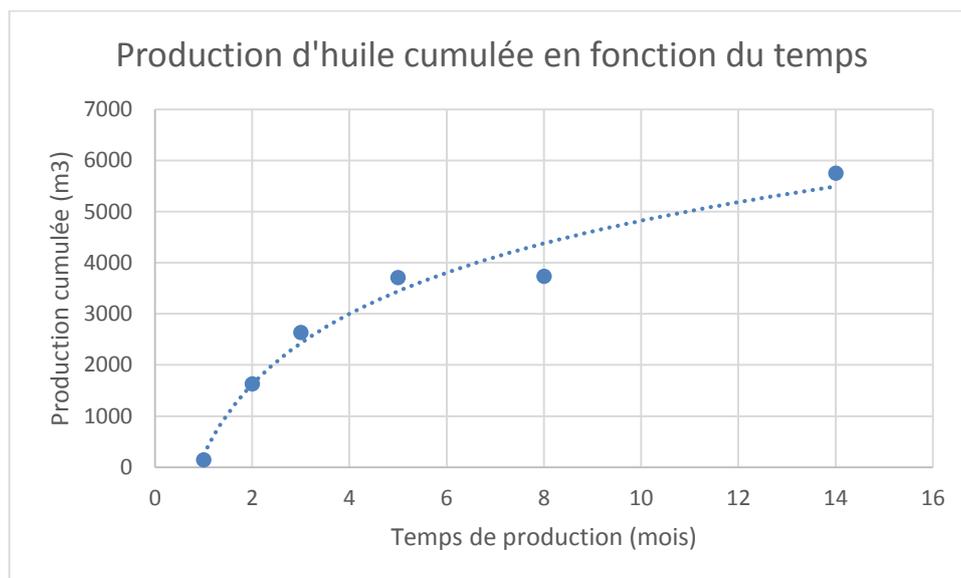
Temps (mois)	Qh ( m3/jour)	Npc (m3)
0	54,4	0
1	50	140,654651
2	28,6	1629,26256
3	19,6	2636,23449
5	13,1	3709,93382
12	13	3730,35394
14	6,1	5746,71286

Tableau VI .13, La production cumule en fonction de débit



**Figure IV.38,** Courbe de la production d'huile cumulé en fct de debit du puits HRS007

➤ Puis en fonction du temps de production :



**Figure IV.39,** Courbe de la production d'huile cumulé en fct du temps du puits HRS007

Pour ce dernier puits nous allons tenter de faire une prévision sur la production dans les 12 mois au-delà de la date actuelle en cas où ces puits ne subiront pas une stimulation. D'autre part, nous avons essayé de valider notre modèle en tenant compte de l'historique tout en considérant la date 01/11/2011 comme date actuelle et faire une prévision pour une date antérieure (dans le futur) que l'on connue la production et qui n'est qu'une donnée de l'historique, la figure suivante montre ce qu'on a obtenu pour ce dernier travail :

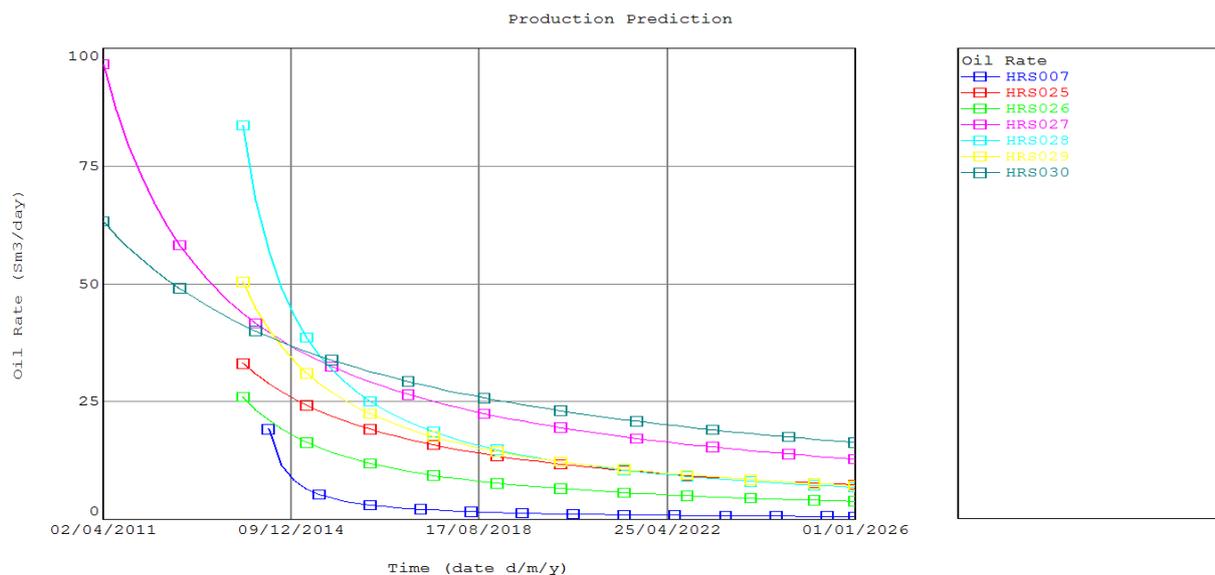


Figure IV .40, Les courbes de déclin des différents puits

Et les productions cumulées durant la même période pour chaque puits :

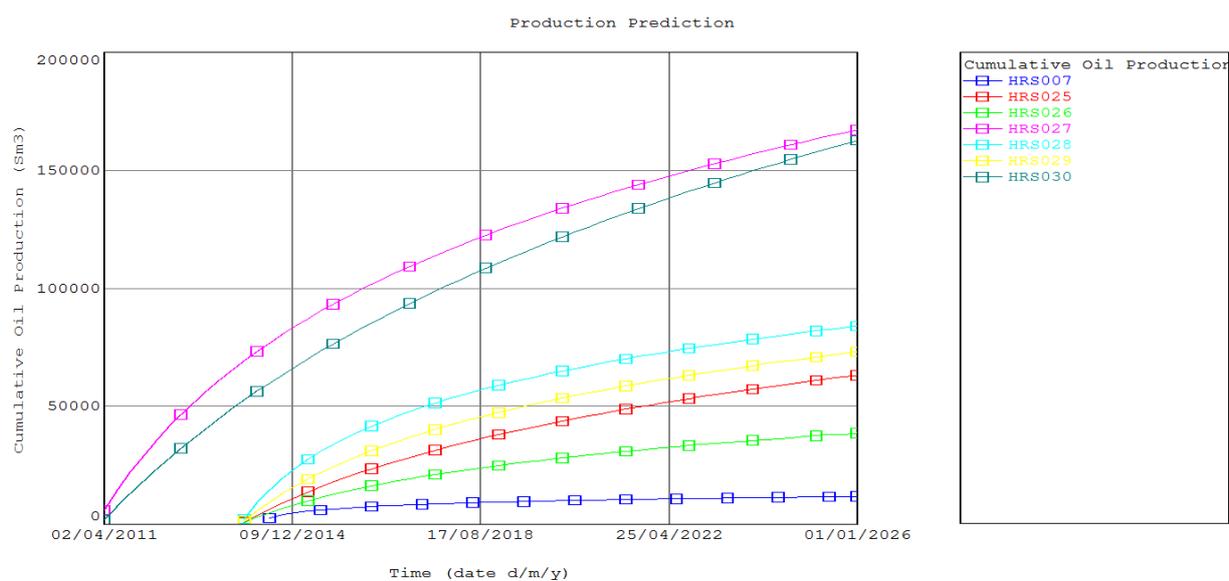


Figure VI .41, Les courbes de production cumulées des différents puits

- Et en assemblant les débits des puits (pour avoir le profil de déclin du notre bloc), le résultat est regroupé dans la figure

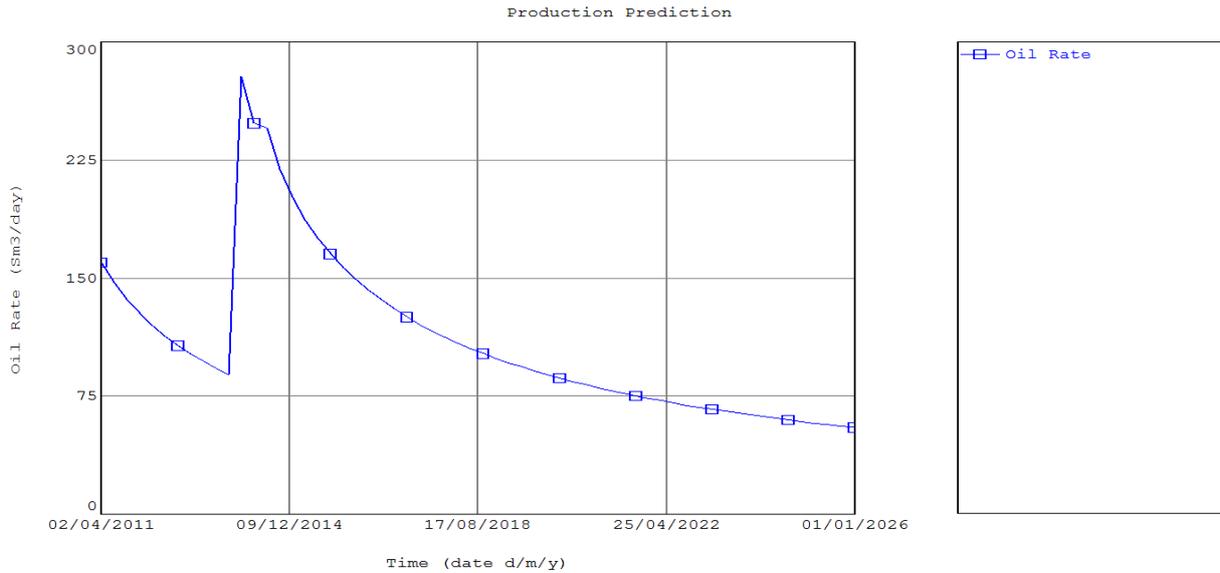


Figure IV.42, le profil de déclin du bloc

Par Excel :

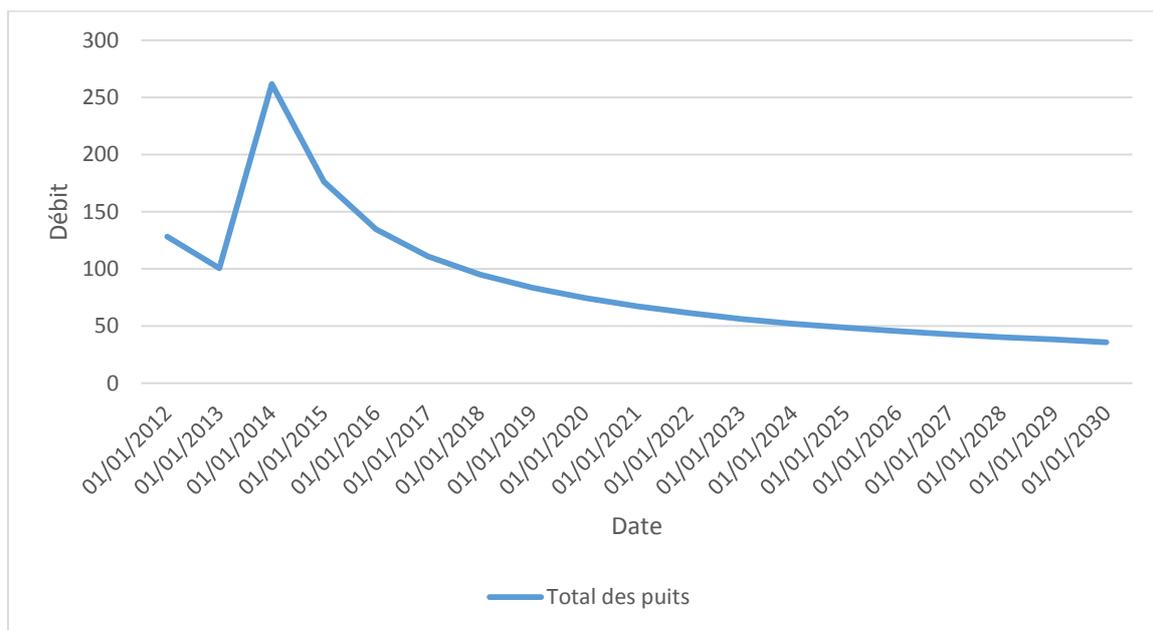


Figure IV.43, La courbe de déclin du bloc

#### IV.4.4 Conclusion

D’après les résultats obtenus, nous pouvons constater qu’il aura une chute brusque de la production dans le futur proche avec les conditions actuelles , on peut remarquer aussi que 3 puits seront abandonnés à partir de la fin de l’année 2017 a cause du faible rentabilité, ce qui nous amène à penser d’utiliser d’autres mécanismes de récupération afin d’éviter ce scénario qui peut conduire à l’épuisement de l’énergie naturelle du gisement ou même à une chute de pression au-dessous de la pression de bulle.

Donc, pour éviter ça et dans la limite de la disponibilité des équipements nous allons procéder de faire des calculs de scénarios : dans un premier temps, avec des scénarios de plusieurs débit de production et ensuite des scénarios qui comportent une injection du gaz (ou de l'eau) et ça évidemment dans le cadre d'une étude économique.

## IV.5 PREVISIONS ET SCENARIOS

### IV.5.1 Definition

Tout en se basant sur le modèle étudié, le programme peut faire des prévisions à une date ou une période dans le futur sur la production ou sur le taux de récupération dans le cas où il y aura une injection.

Cette prévision est faite en faisant les hypothèses suivantes

- Tous les puits producteurs sont connectés au même manifold ;
- Tous les injecteurs d'eaux (ou de gaz) sont connectées au même manifold.

### IV.5.2 Etat actuelle

En faisant un scénario dans le cas où on va garder une production constante avec un débit de : 170/200/230 (m<sup>3</sup>/d) et un GOR moyen de 98.74 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, et voir le comportement du gisement dans la période allant de : 01/01/2017 à 31/12/2026.

a) En premier, l'utilisation du débit d'huiles développé précédemment

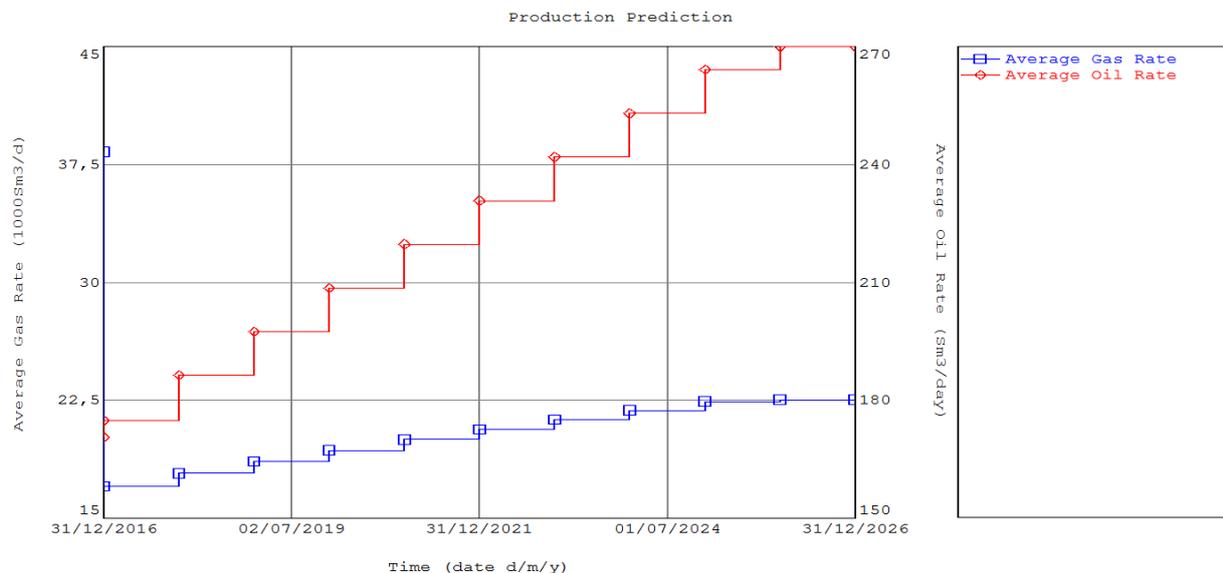


Figure IV.44, prévision de l'évolution des débits dans la période allant de : 31/12/2016 à 31/12/2026.

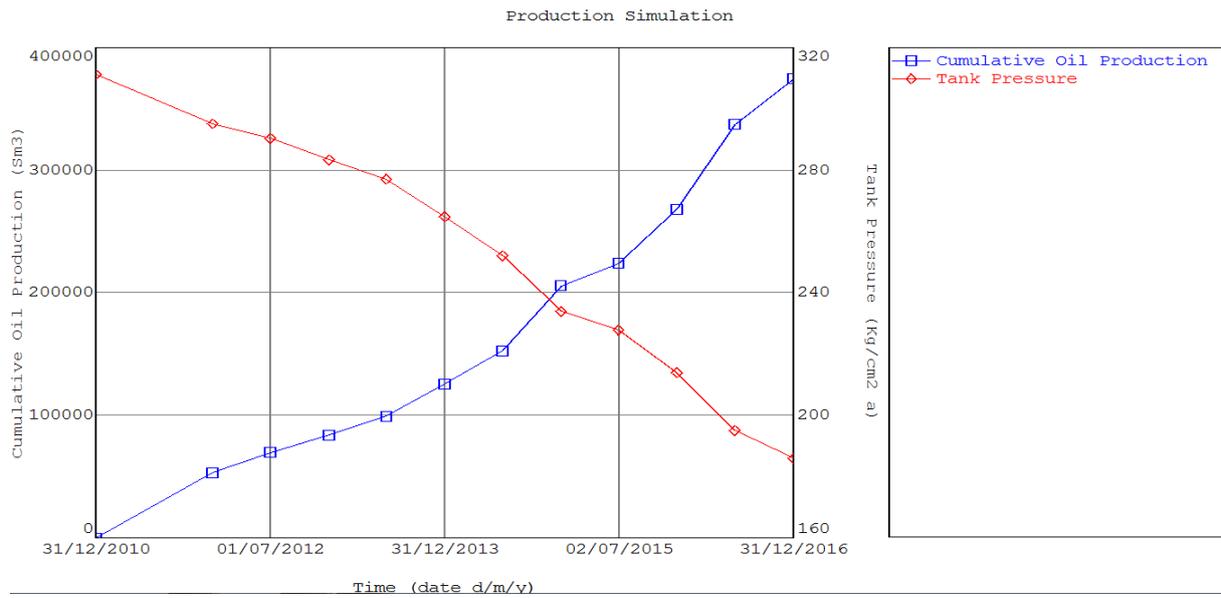


Figure IV.45, prévision de l'évolution de la pression et la production cumulée dans la période allant de : 31/12/2010 à 31/12/2016.

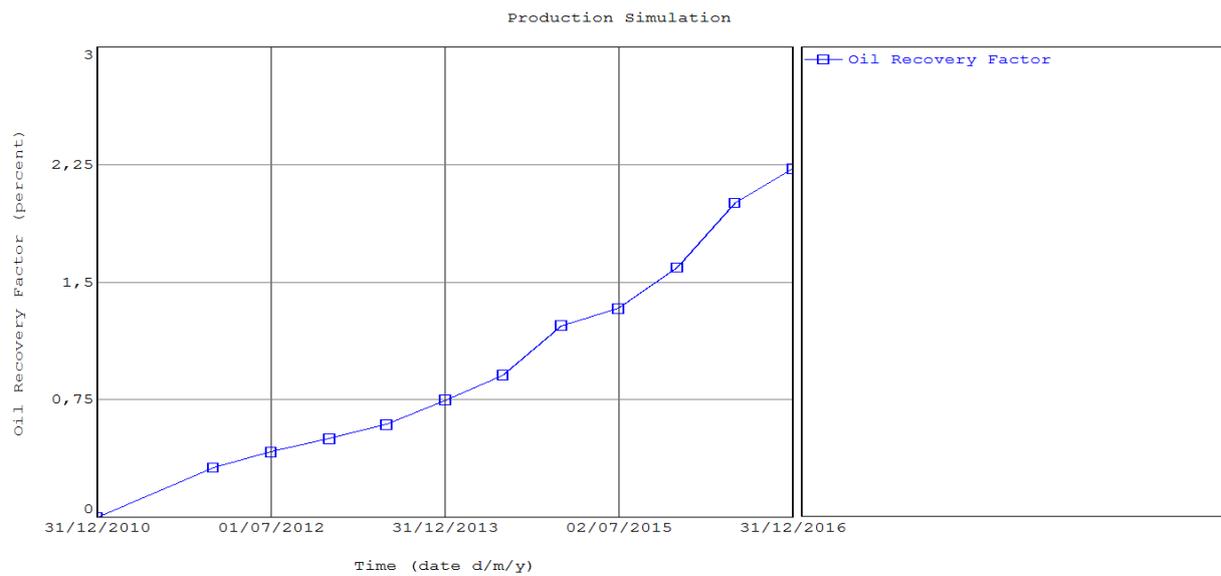


Figure IV.46, Prévion de l'évolution du facteur de récupération dans la période allant de : 31/12/2010 à 31/12/2016.

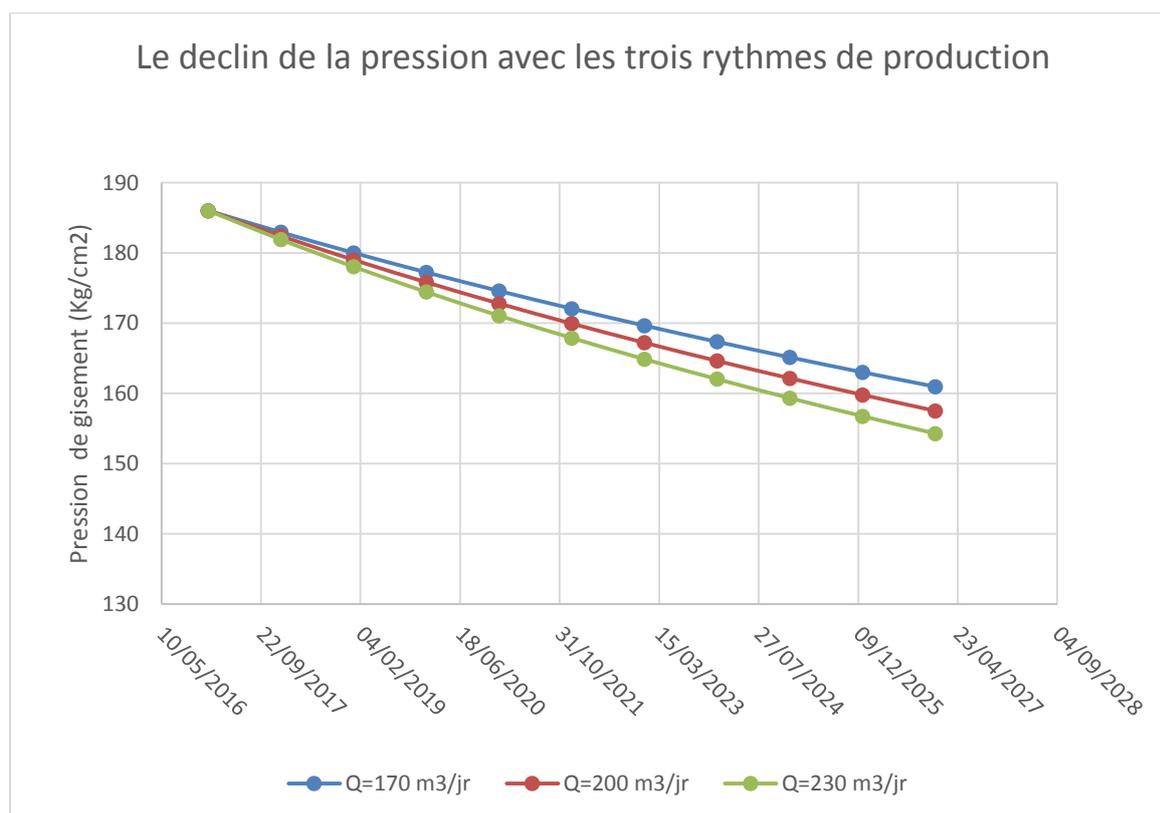
- La courbe montre que le taux de récupération pourra aller jusqu'à 2,25 %
- b) Ensuite, en fixant les débits de production à : 170/200/230 m<sup>3</sup>/d successivement, On obtient les résultats suivants :

	Q=170 m3/jr		Q=200 m3/jr		Q=230 m3/jr	
Date	Pression	RF	pression	RF	pression	RF
31/12/2016	186,04	2,23	186,04	2,23	186,04	2,23

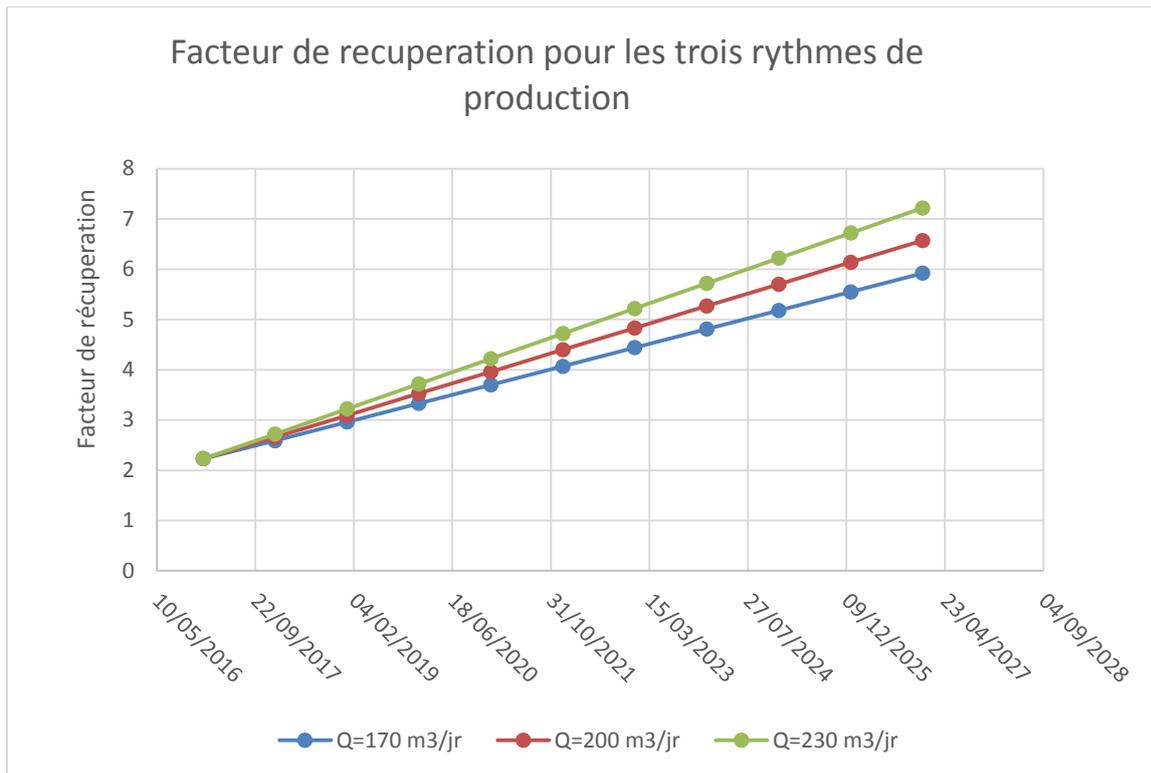
31/12/2017	182,96	2,59	182,43	2,66	181,91	2,72
31/12/2018	180,03	2,96	179,03	3,09	178,05	3,22
31/12/2019	177,25	3,33	175,84	3,53	174,46	3,72
31/12/2020	174,6	3,7	172,81	3,96	171,07	4,22
31/12/2021	172,08	4,07	169,95	4,4	167,9	4,72
31/12/2022	169,67	4,44	167,23	4,83	164,89	5,22
31/12/2023	167,36	4,81	164,64	5,27	162,05	5,72
31/12/2024	165,14	5,18	162,16	5,7	159,34	6,22
31/12/2025	163,02	5,55	159,8	6,14	156,76	6,72
31/12/2026	160,97	5,92	157,53	6,57	154,3	7,22

**Tableau IV.14,** Prévion de l'évolution du facteur de récupération dans la période allant de :  
31/12/2016 à 31/12/2026 pour des différent débits

Les résultats sous formes d'un graphe :



**Figure IV.47,** Prévion de l'évolution de la pression du gisement dans la période allant de :  
31/12/2016 à 01/01/2026.



**Figure IV.48,** Prédiction de l'évolution du facteur de récupération dans la période allant de : 31/12/2016 à 01/01/2026.

- D'après la figure, nous pouvons constater une chute de pression de gisement et pourra atteindre la pression de bulle ( $\approx 155.715 \text{ kg/cm}^2$ ) avec le débit de  $230 \text{ m}^3/\text{j}$ .

Cette constatation nous a poussé à penser aux divers scénarios, afin qu'on puisse contourner ce problème (puisque si on aura une chute de pression au-dessous de la pression de bulle ça conduit à une augmentation de production en gaz et faible en huile : un risque d'épuiser l'énergie naturelle du gisement ou/et aboutir à une élévation de la viscosité de notre huile ceci conduit à une huile morte qui nécessite une technique plus complexe et plus coûteuse pour la récupérer).

En tenant compte de ces scénarios, nous avons fixé comme objectif de n'est pas atteindre ce point par la proposition des autres scénarios qui comporte l'injection d'eau ou du gaz et voir les réponses.

### IV.5.3 Injection d'eaux et de gaz

#### IV.5.3.1 Injection d'eau

En faisant des scénarios d'injections avec des débits de : 200 et  $300 \text{ m}^3/\text{j}$  et des débits de production : tiré par les lois de déclin et fixés à : 170-200- $230 \text{ m}^3/\text{j}$ .

**Scénario #1 (avec un débit d'injection de 200 m<sup>3</sup>/j)**

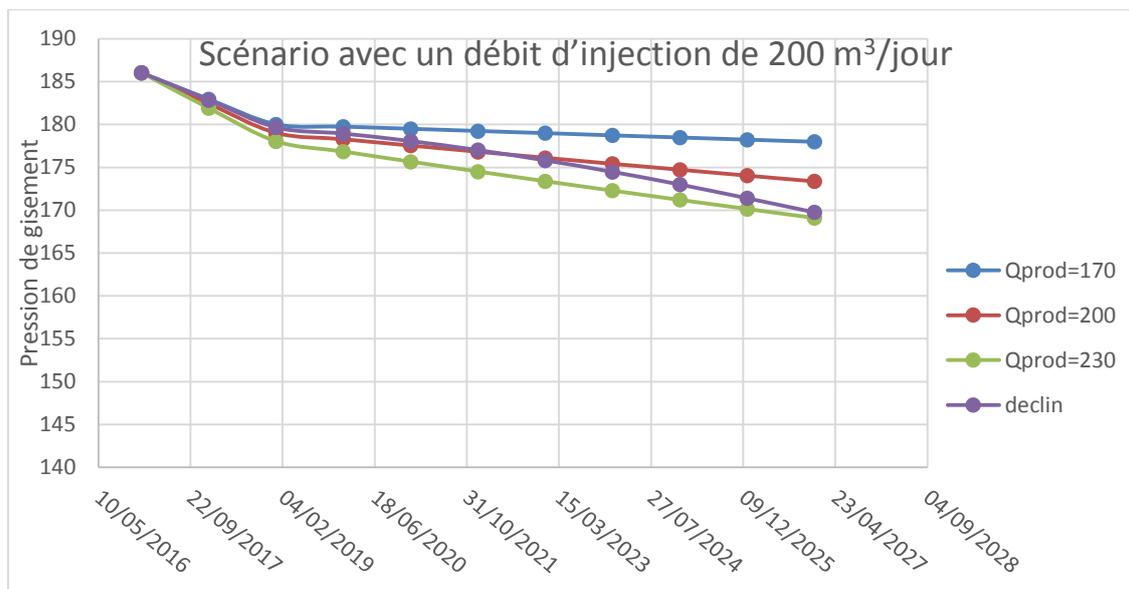


Figure IV.49, Scénario avec un débit d'injection de 200 m<sup>3</sup>/jour.

**Scénario #2 (avec un débit d'injection de 300 m<sup>3</sup>/jour)**

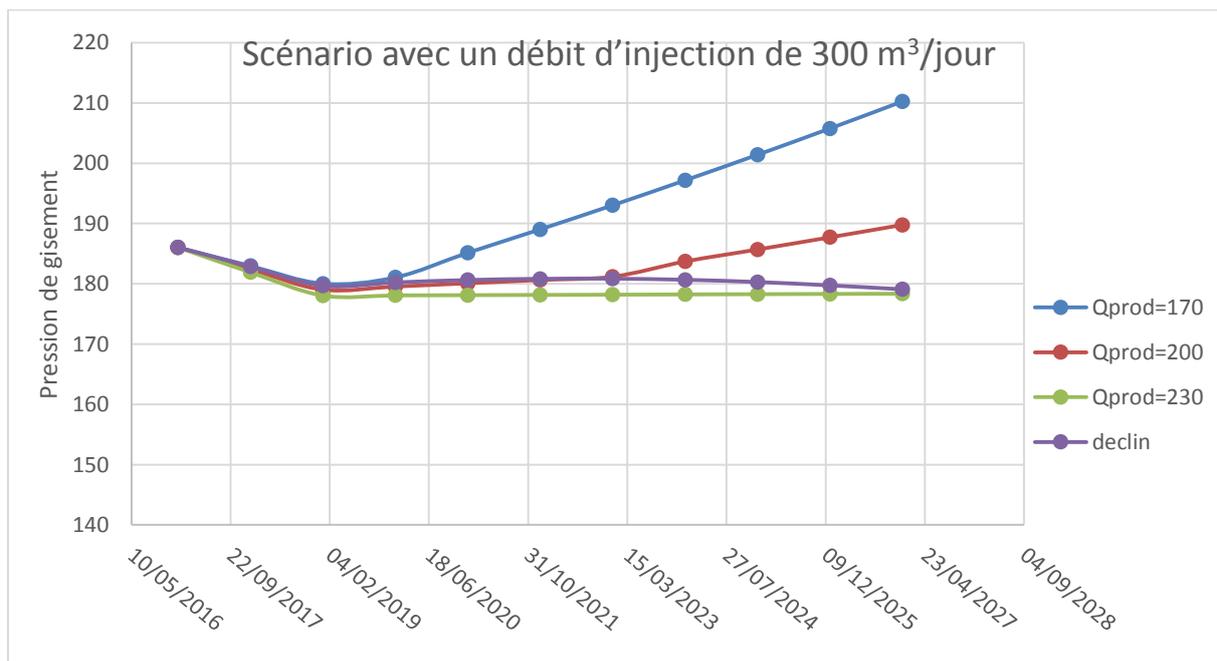


Figure VI.50, Scénario avec un débit d'injection de 300 m<sup>3</sup>/jour.

IV.5.3.2. Injection de gaz

**Scénario #1 (avec un débit d'injection de 400000 Sm<sup>3</sup>/j) :**

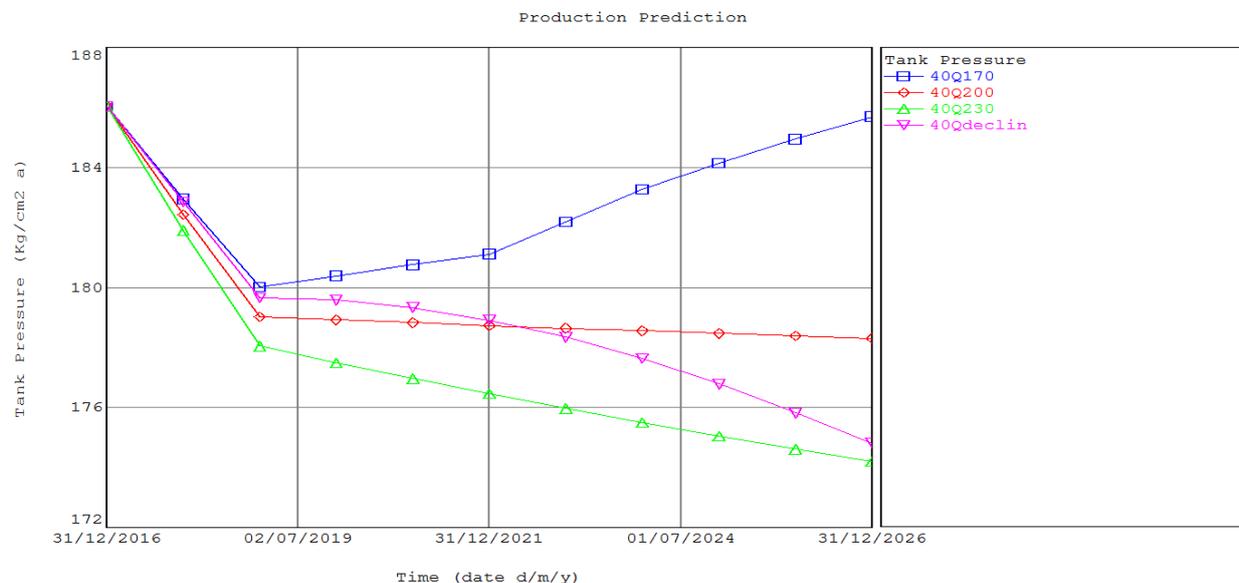


Figure IV.51, Scénario avec un débit d'injection de 400000 Sm<sup>3</sup>/jour.

**Scénario #2 (avec un débit d'injection de 500000 Sm<sup>3</sup>/j)**

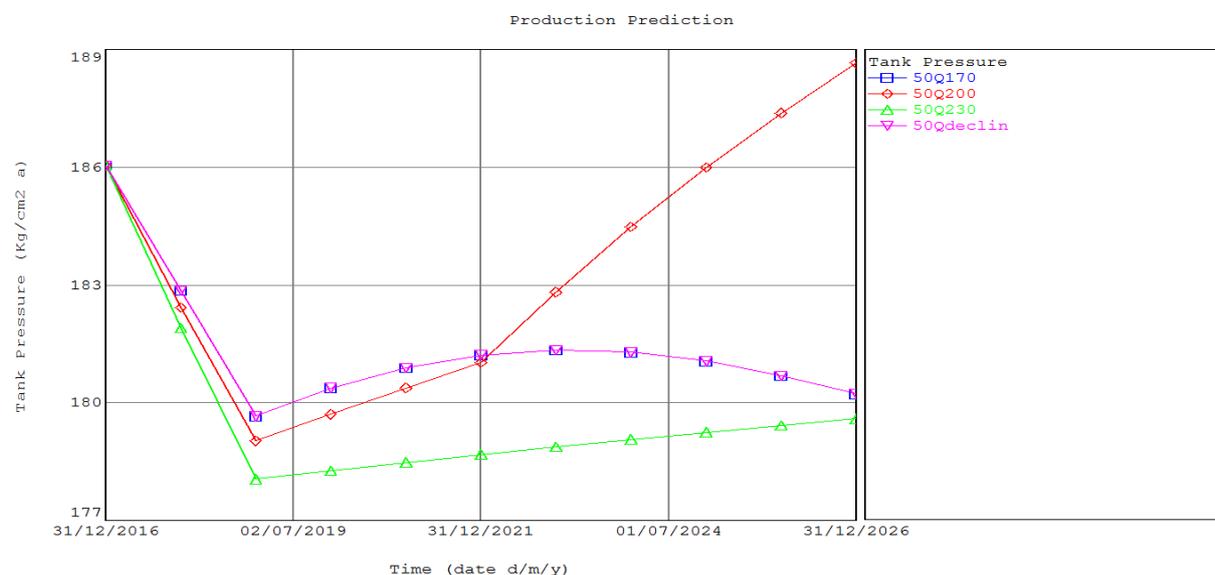
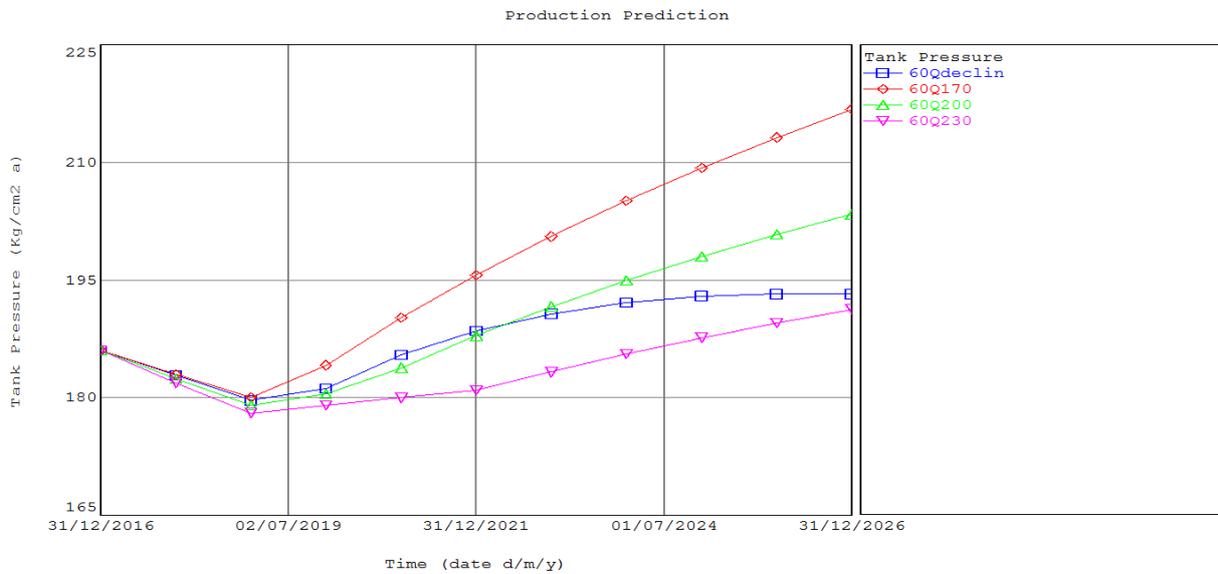


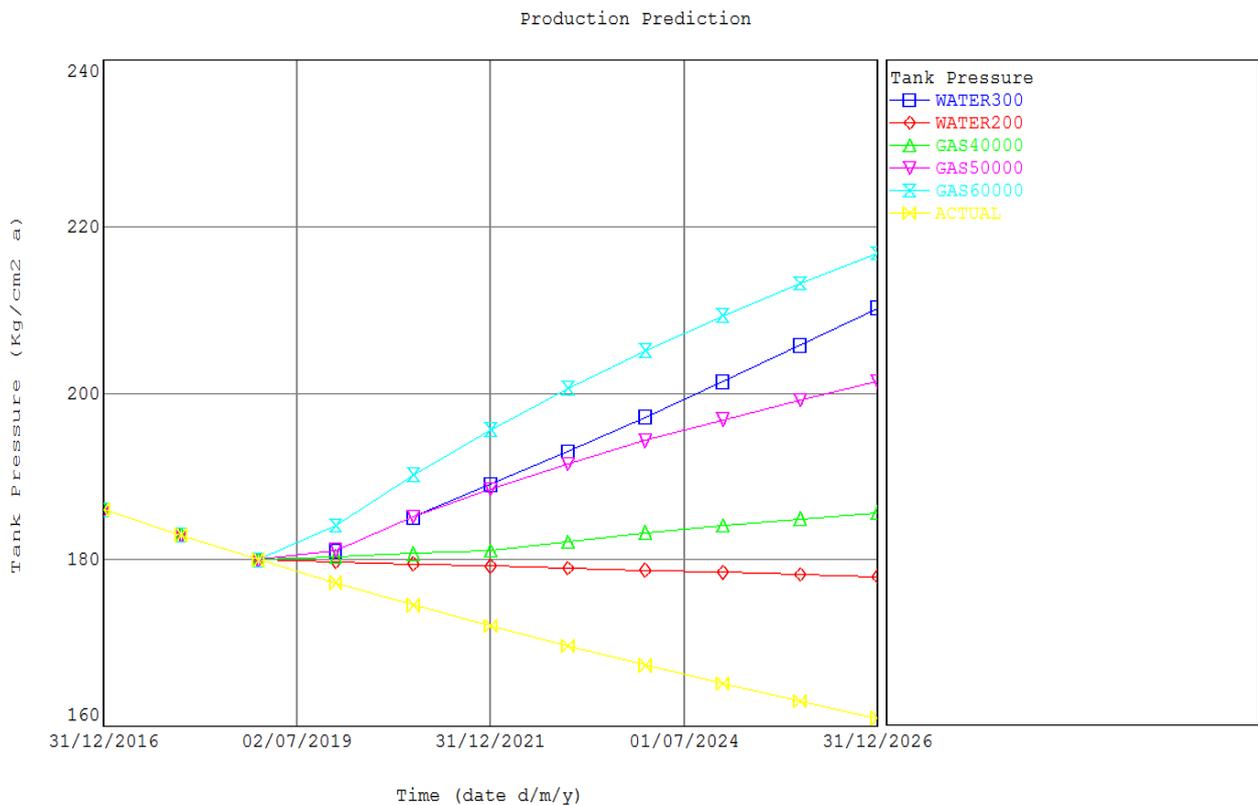
Figure IV.52, Scénario avec un débit d'injection de 500000 Sm<sup>3</sup>/jour.

**Scénario #3 (avec un débit d'injection de 600000 Sm<sup>3</sup>/j)**



**Figure IV.53, Scénario avec un débit d'injection de 600000 Sm<sup>3</sup>/jour.**

Et pour voir l'effet d'injection pour les différents débits fixer le rythme de production à 170 m<sup>3</sup>/jour et voir l'évolution de la pression .La figure montre les résultats trouvés.



**Figure IV.54, l'effet d'injection pour les différents débits**

- Les pressions atteintes par chaque débit à la fin de la période de prévision sont montrés dans le tableau ci-dessous :

	<b>Etat actuel</b>	<b>Injection de 200 m<sup>3</sup>/j</b>	<b>Injection de 300 m<sup>3</sup>/j</b>	<b>Injection de 40000 m<sup>3</sup>/j</b>	<b>Injection de 500000 m<sup>3</sup>/j</b>	<b>Injection de 60000 m<sup>3</sup>/j</b>
<b>Pression du réservoir (Kg/cm<sup>2</sup>)</b>	160,77	177,8	209,91	185,4	201,62	216,54

*Tableau IV.15, Les pressions pour des différents débits à la fin de la période de prévision*

Nous avons choisi comme pression à atteindre  $P_f = 190 \text{ kg/cm}^2$  et en fixant le rythme de production à  $170 \text{ m}^3/\text{jour}$  ensuite tiré la date atteinte avec le taux de récupération correspond. (Sauf pour l'état actuel et avec l'injection de l'eau avec un débit de  $200 \text{ m}^3/\text{jr}$  ou la pression de réservoir demeurera inférieur à cette valeur tout la période de prédiction).

	<b>Injection de 300 m<sup>3</sup>/jr</b>	<b>Injection de 40000 Sm<sup>3</sup>/jr</b>	<b>Injection de 50000 m<sup>3</sup>/jr</b>	<b>Injection de 60000 m<sup>3</sup>/jr</b>
<b>Date</b>	09/04/2022	30/06/2034	26/08/2022	12/12/2020
<b>Taux de récupération (%)</b>	4,1055	8,87	4,334	3,36

*Tableau IV.16, Taux de récupération pour des différents débits à la fin de la période de prévision*

#### IV.5.4 Conclusion

L'étude faite sur le bloc montre l'existence d'un potentiel important en réserves dynamiques (à l'ordre de 17.9 millions) avec un taux de récupération de 1.6 % qui reste loin de la valeur moyenne connue pour ce type de régime de drainage (5%). D'autre part, le choix du rythme de production dans le future pourra avoir une influence considérable sur l'évolution de la pression et même peut causer une chute brusque de la pression une chose qui nous a poussé à penser de faire des scénarios et des prévisions qui comportent l'introduction des techniques de récupération assisté qui pourra apporter une récupération importante (un taux de récupération jusqu'à 6% ). Les résultats trouvés semblent incontestables et très

satisfaisantes notamment avec l'injection du gaz avec un débit de 60000 sm<sup>3</sup>/jr et l'injection de l'eau avec un débit de 300 m<sup>3</sup>/jr ou la pression du réservoir remonte loin de la pression de bulle et pourra atteindre une valeur de 230 Kg/cm<sup>2</sup> au 2026.

La prise de décision sur le scénario préférable nécessite l'établissement d'une étude économique pour pouvoir juger sur la rentabilité de l'opération d'injection.

## V.1 Objectif d'étude

Cette partie a pour but de faire une comparaison économique pour les modes d'exploitation considérés.

- Déplétion naturelle.
- Injection d'eau (300m<sup>3</sup>/day, 500m<sup>3</sup>/day)
- Injection de gaz. (80 km<sup>3</sup>/day, 100 km<sup>3</sup>/day et 120 km<sup>3</sup>/Day)

Et de sortir avec un choix optimum d'exploitation.

## V.2 Données

- Les prix de vente :

Gaz sec (GN) = 72.375 \$/Mm<sup>3</sup>

Un baril de pétrole (prix moyenne) = 28 \$

- Coût de forage d'un puits = 1500000 \$
- Coût de la complétion = 300000 \$
- Coût de revient d'un m<sup>3</sup> injecté de gaz = 0.00184 \$
- Coût de revient d'un m<sup>3</sup> d'eau = 4.22\$

### 3. Partie Calcul

Le tableau ci-dessus présent les couts de chaque scénario de développement :

<i>Scénario</i>	<i>Huile Produit (bbl)</i>	<i>Gaz Produit (m<sup>3</sup>)</i>	<i>Cumulé de Gaz Injecté (m<sup>3</sup>)</i>	<i>Cumulé d'eau Injecté (m<sup>3</sup>)</i>	<i>Nombre des Puits Injecteurs</i>
<i>Déplétion naturelle</i>	<b>7515160</b>	<b>157787330</b>	-	-	-
<i>Injection d'eau a 200 m<sup>3</sup>/Day</i>	<b>7515160</b>	<b>157787330</b>	-	<b>584247</b>	<b>4</b>
<i>Injection d'eau a 300 m<sup>3</sup>/Day</i>	<b>7515160</b>	<b>157787330</b>	-	<b>876370</b>	<b>6</b>
<i>Injection de gaz a 40 km<sup>3</sup>/D ay</i>	<b>7515160</b>	<b>161606137</b>	<b>116843000</b>	-	<b>3</b>
<i>Injection de gaz a 50 km<sup>3</sup>/Day</i>	<b>7515160</b>	<b>162632010</b>	<b>146051300</b>	-	<b>4</b>
<i>Injection de gaz a 60 km<sup>3</sup>/Day</i>	<b>7515160</b>	<b>162768620</b>	<b>175262140</b>	-	<b>5</b>

*Tableau V.1, calcul des quantités produites, et celles injectés pour chaque scénario.*

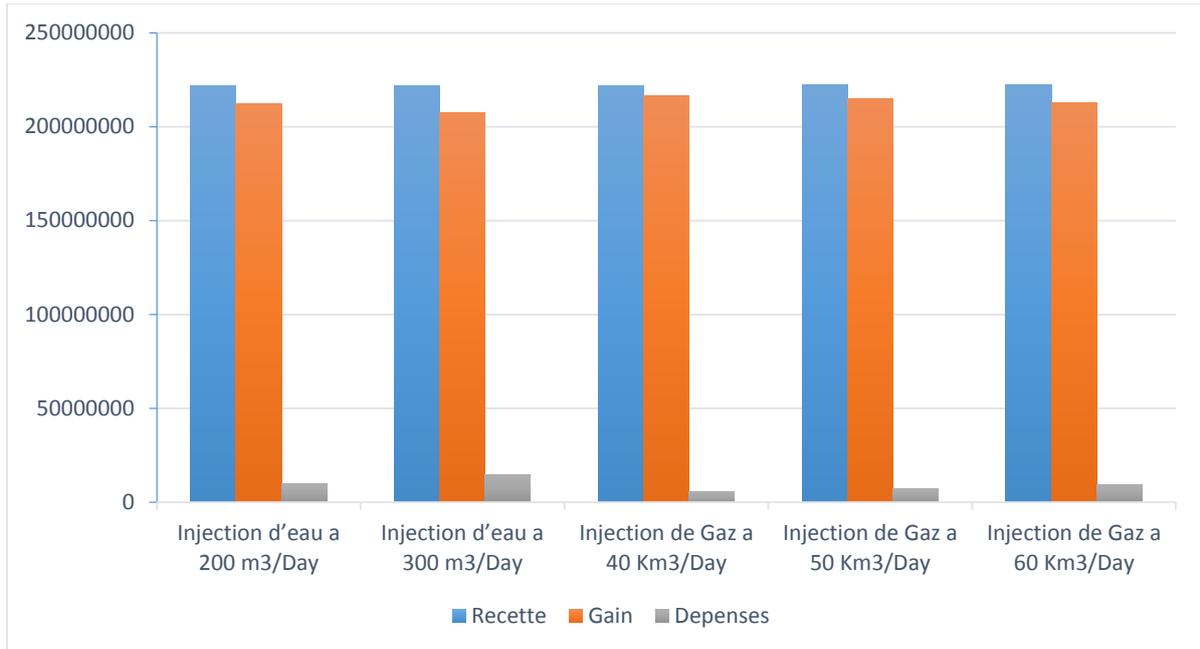
Nombre de puits producteurs : 7 puits.

<i>Scénario</i>	<i>Cout de Forage et Complétion (\$)</i>	<i>Cout D'injection (\$)</i>	<i>Prix de Vente d'huile (\$)</i>	<i>Prix de Vente de Gaz (\$)</i>
<i>Déplétion Naturelle</i>	-	-	210424480	11419858009
<i>Injection d'eau a 200 m<sup>3</sup>/Day</i>	7200000	2465522,34	210424480	11419858009
<i>Injection d'eau a 300 m<sup>3</sup>/Day</i>	10800000	3698281,4	210424480	11419858009
<i>Injection de gaz a 40 km<sup>3</sup>/Day</i>	5400000	214991,12	210424480	11696244165
<i>Injection de gaz a 50 km<sup>3</sup>/Day</i>	7200000	268734,392	210424480	11770491724
<i>Injection de gaz a 60 km<sup>3</sup>/Day</i>	9000000	322482,3376	210424480	11780378873

Tableau V.2, calcul des couts pour chaque injection

<i>Scénario</i>	<i>Recette (\$)</i>	<i>Dépenses (\$)</i>	<i>Gains (\$)</i>
<i>Injection d'eau a 200 m<sup>3</sup>/Day</i>	221844338	9665522,34	212178816
<i>Injection d'eau a 300 m<sup>3</sup>/Day</i>	221844338	14498281,4	207346057
<i>Injection de Gaz a 40 Km<sup>3</sup>/Day</i>	222120724,2	5614991,12	216505733
<i>Injection de Gaz a 50 Km<sup>3</sup>/Day</i>	222194971,7	7468734,392	214726237
<i>Injection de Gaz a 60 Km<sup>3</sup>/Day</i>	222204858,9	9322482,338	212882377

Tableau V.3, Recette, Dépense, Gain pour chaque scénario d'injection.



**Figure V.4,** Recette Dépenses et Gain pour les différents Scénarios d'injection.

## V.4 Conclusion

A partir de l'étude économique comparative entre les trois modes de récupération, on peut conclure que le scénario proposé par injection de gaz avec le débit d'injection 40 Km3/jour est plus bénéfique que les autres scénarios proposé du fait que les dépense sont réduites pour ce type de scénario.

## **CONCLUSION GENERALE**

L'étude entreprise dans le cadre de développement de la Série Inférieur du champ Hassi R'mel Sud a conduit à l'établissement du futur comportement du bloc à partir de l'analyse des résultats analytiques et numériques obtenus au bout de ce travail, on peut conclure les points suivants :

Le gisement du bloc étudié possède des réserves importantes 19.99 million m<sup>3</sup> (réserves statiques), et 17.93 million m<sup>3</sup> (réserves dynamiques).

La production cumulée actuelle du bloc est de 374186 m<sup>3</sup>. Elle est produite par déplétion naturelle dont l'expansion des fluides représente environ 60% sans aquifère active et sans gaz cap.

La chute de la pression moyenne du gisement est de l'ordre de 122 kg/cm<sup>2</sup> durant l'historique de production de 6 ans avec un taux de récupération d'au moins de 2,32%, ce qui démontre que la chute du potentiel de la majorité des puits est due aux mauvaises caractéristiques du réservoir d'une part, et d'autre part elle est peut être due aux problèmes d'exploitation (colmatage des différents dépôts).

D'après l'analyse des courbes de déclin la moitié des puits actuellement actifs atteindrons un débit d'abandonnement (de l'ordre de 4,5 m<sup>3</sup>/jour) en 2024.

Les résultats des différents scénarios de développement proposés jusqu'à la date de 31/12/2026 montrent que pour des débit de production de 170, 200 et de 300 m<sup>3</sup>/jour, l'injection de gaz a 60000 m<sup>3</sup>/jour et 40000 m<sup>3</sup>/jour dans tous les puits pourra apporter de bons résultats en terme de maintien de pression. L'étude montre aussi que l'injection de l'eau apporte des résultats moins efficaces que celles obtenus par l'injection de gaz.

À partir de l'étude économique réalisée à la fin de notre travail, le scénario proposé par injection de gaz avec un débit d'injection de 40000 m<sup>3</sup>/jour est plus bénéfique que les autres scénarios du fait que les dépenses sont réduites pour ce dernier.

Du fait que les prévisions des pressions calculées demeurent au-dessus de la pression de bulle, le passage à la récupération secondaire par injection de gaz et/ou d'eau peut être retardé pour activer la mise en gas-lift et la fracturation hydraulique des puits candidats et reprendre le plateau de production souhaité.

## RECOMMANDATIONS

Pour améliorer la production et éviter le déclin rapide de la production, et dans le but d'atteindre l'objectif de développement de la zone étudiée, on propose les recommandations suivantes :

### **I) Dans l'immédiat :**

-Etudier la nécessité de la fracturation hydraulique pour améliorer l'index de productivité des puits et préserver les conditions thermo dynamiques d'écoulement de l'effluent produite de tel sorte qu'on évite les conditions de formations des asphaltènes et cristallisation des sels entre le réservoir et la tête du puits qui cause l'endommagement des puits.

-En tenant compte de la localisation du site de HRM SUD Réservoir A (réservoir de gaz) qui se situe à proximité de la série inférieur, l'activation de la mise en gaz lift des puits sera fortement recommandée afin d'améliorer le taux de récupération.

-Réaliser des tests build-up de puits périodiquement spécialement conçus pour voir les effets des limites et la mesure des pressions moyennes de la formation dont le but de mieux comprendre le réservoir.

### **II) A moyen terme et à long terme**

-Etablir un plan de délimitation soigneusement conçu pour bien déterminer l'extension de la structure vers le nord-est, et le sud-est, et réduire les incertitudes importantes au niveau structural présentes du fait du faible nombre de puits dans la Série Inférieure.

-Faire des échantillonnages pour études PVT pour d'autres puits pour caractériser les fluides de gisement et déterminer les conditions favorables de formation des dépôts et élaborer un modèle PVT black oil et compositionnel pour perfectionner le model de simulation. D'autre part, il faut réaliser des mesures SCAL pour pouvoir améliorer le modèle des Kr-Pc.

-Forer des puits témoins jusqu'à l'aquifère, pour réduire les incertitudes en ce qui concerne la profondeur du plan d'eau.

-Prévoir un schéma d'injection de gaz ou d'eau par la conversion des puits producteurs en injecteurs et l'implantation des nouveaux puits injecteurs pour balayer l'huile sur la totalité du bloc (en prendre en considération un autre scénario qui consiste à convertir des puits à faible rendement et notamment HRS026 ,HRS007 en puits injecteurs ).

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Le document de présentation du champ Hassi R'Mel sud.
  
- [2] Tiab, D and Donaldson, E.C.: Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and fluid Transport Properties, Gulf publishing Company 1<sup>st</sup> Ed., Houston, Texas, 1996.
  
- [3] Archie, G., E., "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Core Analysis Interpretation," *Trans, AIME*, 1942.
  
- [4] Tiab, D.: Petrophysics-Fundamentals and Advanced, Technical Notes (Coarse, March 1998).
  
- [5] Manager, Petroleum Engineering Amoco Intl. Oil Co. January 1993
  
- [6] Tarek Ahmed "Reservoir Engineering Handbook" Fourth Edition 2010 ELSEVIER Inc.
  
- [7] «C.E. Thomas et al» Core Laboratories Inc." PETROLEUM ENGINEERING
  
- [8] HANDBOOK" chapter 44 Water-Injection Pressure Maintenance and Waterflood Processes.
  
- [9] Forrest F. Craig Jr," The reservoir engineering aspects of waterflooding «Fourth Printing,
  
- [10] René cossé " Le gisement " Edition TECHNIP 1988.
  
- [11] SPE 84359 Voidage Replacement Ratio Calculations in Retrograde Condensate to Volatile Oil Reservoir Undergoing EOR Processes.
  
- [12] Clark, N. J.: Elements of Petroleum Reservoirs, (Revised Ed) Soc. petrol; Eng., 1969 Dallas, TX, Henry L. Doherty series.



Well Testing Puits : HRS025.

Statut du Puits : Producteur –Huile.

Date du Test	Duse	Pression (psi)			Température		Densité (g/cm3)		Débit		GOR (m3/m3)
		Tête	Sép.	Annulaire	Tête (°F)	Ligne (°F)	Gaz	Huile / Condensât	Gaz (stm3/j)	Huile / Condensât (m3/j)	
21/12/2013	20/64	290	165	650	-	-	0,67	0,841	4063	31,3	130
24/12/2013	20/64	170	150	650	-	-	0,67	0,84	4140	26,3	157
31/12/2013	20/64	170	150	620	-	-	0,67	0,841	4015	33,8	119
02/02/2014	20/64	260	155	525	-	-	0,67	0,845	4017	35,4	113
26/02/2014	20/64	280	145	580	-	-	0,67	0,842	2533	39,9	63
18/03/2014	20/64	280	180	870	-	-	0,67	0,841	1828	28,8	63
20/04/2014	20/64	290	175	770	-	-	0,67	0,838	2944	42,9	69
07/05/2014	20/64	200	95	60	-	-	0,67	0,843	2553	29,8	86
22/09/2014	20/64	264	155	500	-	-	0,67	0,842	2699	26,2	103
17/11/2014	20/64	246	165	900	-	-	0,67	0,839	1922	26,9	71
09/02/2015	20/64	355	145	667	-	-	0,67	0,834	1932	32,9	59
10/02/2015	20/64	290	155	711	-	-	0,67	0,839	2188	22,6	97
15/04/2015	20/64	245	145	755	-	-	0,67	0,834	1210	30,1	40
09/06/2015	20/64	230	160	711	-	-	0,67	0,839	2076	18,1	115
18/08/2015	20/64	175	155	725	-	-	0,67	0,849	3080	24,2	127
24/11/2015	20/64	180	155	333	-	-	0,67	0,829	2803	22,9	122



Well Testing Puits : HRS028.

Statut du Puits : Producteur –Huile.

Date du Test	Duse	Pression (psi)			Température		Densité (g/cm3)		Débit		GOR (m3/m3)
		Tête	Sép.	Annulaire	Tête (°F)	Ligne (°F)	Gaz	Huile / Condensât	Gaz (stm3/j)	Huile / Condensât (m3/j)	
19/12/2013	22/64	870	180	435	-	-	0,67	0,84	16754	105,3	159
23/12/2013	22/64	880	180	360	-	-	0,67	0,838	17578	97,4	180
29/01/2014	22/64	725	180	260	-	-	0,67	0,834	1261	72,1	17
03/02/2014	22/64	560	180	260	-	-	0,67	0,827	19175	69	278
27/02/2014	22/64	770	155	390	-	-	0,67	0,847	31612	72	439
22/03/2014	22/64	696	180	290	-	-	0,67	0,841	21773	52,8	412
12/04/2014	22/64	725	175	290	-	-	0,67	0,842	18221	65,9	276
10/05/2014	22/64	800	155	290	-	-	0,67	0,842	11432	58,3	196
16/09/2014	22/64	385	150	0	-	-	0,67	0,841	9538	28,6	334
22/11/2014	22/64	225	165	0	-	-	0,67	0,838	2179	16,9	129
08/04/2015	22/64	295	155	1421	-	-	0,67	0,841	4015	43,3	93
06/06/2015	22/64	355	160	1435	-	-	0,67	0,834	3936	39,6	99
23/11/2015	22/64	290	180	732	-	-	0,67	0,83	6674	37,3	179

MBAL Program - V10.5.0.0

Sun Jun 18 01:59:26 2017 - page 1

#####  
 # HISTORY MATCHING SIMULATION RESULTS #  
 #####

.....  
 . Stream : Simulation .  
 .....

Time (date d/m/y)	Tank Pressure (psia)	Oil Recovery Factor (percent)	Avg.Oil Rate (Sm3/day)	Avg.Gas Rate (1000Sm3/d)	Avg.Water Rate (Sm3/day)	Avg.Liq Rate (Sm3/day)	Oil Saturation (fraction)	Gas Saturation (fraction)	Water Saturation (fraction)	Oil FVF (m3/Sm3)	Gas FVF (m3/Sm3)	Water FVF (m3/Sm3)
31/12/2010	4424,83	0,00					0,748	0	0,252	1,3082	0,0040	1,0197
31/12/2011	4196,16	0,32	146,4	21,867	0,0	146,4	0,747	-0,000386	0,253	1,3110	0,0042	1,0205
30/06/2012	4129,10	0,42	90,9	12,380	0,0	90,9	0,747	-0,000481	0,253	1,3119	0,0042	1,0207
31/12/2012	4029,40	0,50	77,1	30,290	0,0	77,1	0,748	-0,0011	0,253	1,3132	0,0043	1,0210
30/06/2013	3940,72	0,59	84,2	24,514	0,0	84,2	0,748	-0,00156	0,253	1,3144	0,0044	1,0213
31/12/2013	3766,24	0,75	143,5	51,501	0,0	143,5	0,749	-0,00269	0,254	1,3169	0,0046	1,0219
30/06/2014	3583,94	0,91	147,6	55,652	0,0	147,6	0,75	-0,004	0,254	1,3197	0,0047	1,0225
31/12/2014	3327,54	1,22	289,3	62,811	0,0	289,3	0,751	-0,00534	0,255	1,3240	0,0050	1,0233
30/06/2015	3240,17	1,33	100,7	22,213	0,0	100,7	0,751	-0,00586	0,255	1,3256	0,0052	1,0236
31/12/2015	3043,47	1,59	238,3	47,915	0,0	238,3	0,752	-0,00703	0,255	1,3294	0,0054	1,0243
30/06/2016	2775,52	2,01	380,8	61,973	0,0	380,8	0,753	-0,00856	0,256	1,3353	0,0059	1,0252
31/12/2016	2646,07	2,23	201,1	46,266	0,0	201,1	0,752	-0,00817	0,256	1,3364	0,0062	1,0256

Oil Viscosity	Gas Viscosity	Water Viscosity	Oil Density	Gas Density	Solution GOR	Producing GOR	Cum GOR	Water Compress.	Formation Compress.	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced
(centipoise)	(centipoise)	(centipoise)	(g/cc)	(g/cc)	(Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	(Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	(Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	(1/psi)	(1/psi)	(Sm <sup>3</sup> )	(Sm <sup>3</sup> )	(MSm <sup>3</sup> )
1,0319	0,0242	0,5395	0,730	0,204	98,74			3,23e-006	4,23e-006	0,000	0,000	0,000
1,0192	0,0235	0,5395	0,728	0,196	98,74	149,32	149,32	3,23e-006	4,23e-006	53452,00	7981330,000	0,000
1,0155	0,0233	0,5395	0,728	0,194	98,74	136,16	146,21	3,23e-006	4,23e-006	70000,00	10234500,000	0,000
1,0099	0,0229	0,5395	0,727	0,191	98,74	392,69	187,76	3,23e-006	4,23e-006	84193,20	15807900,000	0,000
1,0050	0,0227	0,5395	0,726	0,187	98,74	291,29	203,62	3,23e-006	4,23e-006	99426,10	20245000,000	0,000
0,9952	0,0221	0,5395	0,725	0,181	98,74	358,75	236,19	3,23e-006	4,23e-006	125841,00	29721200,000	0,000
0,9850	0,0215	0,5395	0,724	0,174	98,74	376,97	260,85	3,23e-006	4,23e-006	152563,00	39794300,000	0,000
0,9704	0,0207	0,5395	0,721	0,164	98,74	217,08	249,52	3,23e-006	4,23e-006	205804,00	51351600,000	0,000
0,9653	0,0204	0,5395	0,720	0,160	98,74	220,55	247,17	3,23e-006	4,23e-006	224034,00	55372100,000	0,000
0,9538	0,0198	0,5395	0,718	0,151	98,74	201,10	239,63	3,23e-006	4,23e-006	267876,00	64188500,000	0,000
0,9374	0,0190	0,5395	0,715	0,139	98,74	162,74	223,82	3,23e-006	4,23e-006	337183,00	75467500,000	0,000
0,9318	0,0186	0,5395	0,714	0,133	98,22	230,07	224,44	3,23e-006	4,23e-006	374186,00	83980500,000	0,000