

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 :

KHELIFA SENOUSSEY Yacine

CHIKHAOUI Ibrahim

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des Hydrocarbures

Thème

Etude et Développement du gisement a HASSI R'MEL Sud

« Niveau A »

Devant le jury :

Mr.

Encadreur

Dr. Hadjadj Ahmed

Année Universitaire : 2016/2017

Dédicaces

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste
travail*

Mes chers parents

Mes chers frères et sœurs.

Toute ma grande famille

Tous mes amis chacun a son nom

Tous ceux que j'aime et je respecte.

IBRAHIM

Dédicaces

Je dédie ce travail

*A celle qui m'a mis au monde, m'a suivi avec son cœur, son esprit et m'a
toujours soutenu pendant les moments difficiles, ma très chère Maman.*

*A celui que je respecte beaucoup et à qui je dois ce que je suis aujourd'hui,
mon très cher Père.*

A mes frères : Farid, Mohammed et Mehdi

A mes très chers amis : Mohammed, Zakaria et Hicham.

A tous qui me sont chers

YACINE

Remerciements

Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout à Allah, notre créateur qui nous a donné la force pour s'accomplir ce travail.

Nous remercions également nos parents pour leur soutien et leur encouragement au cours de nos études.

Nous présentons nos chaleureux remerciements à tous les enseignants de l'INH qui ont contribué de près ou de loin à réussir notre formation à leur tête notre encadreur Dr. Hadjadj

J'adresse aussi mes sincères remerciements à l'ensemble du personnel de l'EP Hassi R'mel et spécialement Mr. CHEMALI Badereddine et BENADEL Massoud, pour l'aide et l'encouragement durant toute la période du projet.

Liste des abréviations

Vsh : Argilosité

B : Facteur volumétrique fvf ; (rb/stb)

C_f : Compressibilité de la formation (psi⁻¹).

C_o : Compressibilité de l'huile (psi⁻¹).

C_w : Compressibilité de l'eau (psi⁻¹).

C_g : Compressibilité du gaz (psi⁻¹).

Swbt : Saturation en eau avant la percé (%)

Swabt : Saturation en eau après la percé (derrière le front) (%)

H : Hauteur totale (m)

H_{utile} : Hauteur utile du réservoir (m).

K_w : Perméabilité effective à l'eau (md)

K_o : Perméabilité effective à l'huile (md)

P_{wf} : Pression de fond dynamique (kg/cm²)

Q : Débit en surface (sm³/d)

Q_{inj} : Débit du fluide d'injection ; (bbl/d)

S_o, S_w et S_g : Saturation en huile, en eau et en gaz. (%)

T : Temps ; (hr)

Φ : Porosité ; (%)

P : Masse volumique (kg/m³)

M_w : Viscosité de l'eau (cp)

M_o : Viscosité de l'huile (cp)

Liste des tableaux

Numéro de Tableau	Le Titre de Tableau	Page
Chapitre I : Etude Bibliographique		
Tableau I.1	Utilité de l'évaluation des réserves.	02
Chapitre II : Présentation de la région de Hassi r'mel Sud		
Tableau II.1	Coupe stratigraphique synthétique	15
Chapitre III : Caractéristiques Pétrophysiques de Champ		
Tableau III.1	Propriétés Thermodynamiques moyennes de Fluide	26
Tableau III.2	Propriétés Pétrophysiques de chaque puit	28
Tableau III.3	Relations Porosité-Perméabilité des puits (HRS020, HRS022)	29
Tableau III.4	Relations Porosité-Perméabilité des puits (HRS017)	29
Tableau III.5	Relations Porosité-Perméabilité des puits (HRS162,HRS014)	30
Chapitre IV : Estimation des Réserves		
Tableau IV.1	Données pour le réservoir A (Cas d'huile)	41
Tableau IV.2	Données pour le réservoir A (Cas de Gaz)	42
Chapitre V : Régimes de Drainage et Efficacités de balayage		
Tableau V.1	Indices de Drainage (SDI,DDI et GDI)	55
Tableau V.2	Méthode de Dykstra Pearson	65
Tableau V.3	Méthode de Stiles	66
Tableau V.4	Evolution de débit fractionnaire $f_w=f(S_w)$ [Méthode de Buckley – Levrette]	67
Chapitre VI : Les Courbes de Déclin et Scénarios		
Tableau VI.1	Résultats de puit HRS162 par la loi Hyperbolique	76
Tableau VI.2	Résultats de puit HRS162 par la loi Harmonique	77
Tableau VI.3	Résultats de puit HRS162 par la loi Exponentielle	78
Tableau VI.4	Pressions de fond de réservoir par rapport au scénarios étudiée en bar	86
Chapitre vii : approche economique		
Tableau VII.1	Volume de Production de huile, gaz et celle de Volume Injecté de gaz et d'eau	90
Tableau VII.2	Couts et les prix de développement	91
Tableau VII.3	Gains de chaque scénario de développement	92

Liste des figures

Numéro de Figure	Titre de Figure	Page
Chapitre II : Présentation de la région de Hassi R'mel Sud		
Figure II.1	TRIAS au champ de Hassi R'mel Sud	21
Figure II.2	Plan de Position de Hassi R'mel Sud	22
Chapitre III : Caractéristiques Pétrophysiques de Champ		
Figure III.1	Relation porosité-perméabilité (HRS020)	33
Figure III.2	Relation porosité-perméabilité (HRS022)	34
Figure III.3	Relation porosité-perméabilité (HRS017)	35
Figure III.4	Relation porosité-perméabilité (HRS162)	35
Figure III.5	Relation porosité-perméabilité (HRS014)	35
Figure III.6	Carte iso perméabilité de réservoir A de hrsud	36
Figure III.7	Carte iso porosité de réservoir A de hrsud	37
Figure III.8	Carte Iso Pression de zone hrsud « Niveau A » - 2004 -	38
Figure III.9	Carte Iso Pression de zone hrsud « Niveau A » - 2009 -	38
Figure III.10	Carte Iso Pression de zone hrsud « Niveau A » - 2012 -	39
Figure III.11	Carte Iso Pression de zone hrsud « Niveau A » - 2015 -	39
Figure III.12	Evolution de la dépression moyenne de réservoir	40
Chapitre IV : Estimation des réserves		
Figure IV.1	Valeurs utilisées dans l'estimation des réserves	47
Figure IV.2	Logiciel mbal.	47
Figure IV.3	Valeurs Probabiliste quand NC=100 (Cas d'huile)	48
Figure IV.4	Valeurs Probabiliste quand NC=10000 (Cas d'huile)	49
Figure IV.5	Probabilités des réserves du cas N°1(NC=50000)	49
Figure IV.6	Valeurs Probabiliste quand NC=100 (Cas de Gaz)	50
Figure IV.7	Valeurs Probabiliste quand NC=10000 (Cas de Gaz)	50
Figure IV.8	Probabilités des réserves du cas N°2(NC=50000)	50
Figure IV.9	Validation du modèle (Matching)	54
Figure IV.10	Résultats par la méthode analytique.	55
Figure IV.11	Résultats par la méthode graphique	55
Chapitre V : Les Régimes de drainage et l'Efficacités de balayage		
Figure V.1	Evolution des indices de drainage	61
Figure V.2	Méthode de Stiles $F_w=f(R)$	74
Figure V.3	Méthode de Dykstra Pearson – l'évolution de WOR	74
Figure V.4	F_w , K_{rw} et K_{ro} en fonction de S_w	74
Figure V.5	K_{rw} , K_{ro} En fonction de S_w	75
Figure V.6	Evolution de F_w en Fonction de S_w	75
Figure V.7	Graphe de $K=f(\log(\%))$	75
Chapitre VI : Les Courbes de Déclin et Scénarios		
Figure VI.1	Historique de Production de HRS162	81
Figure VI.2	Résultats de puit HRS162 par la loi hyperbolique	82
Figure VI.3	Résultats de puit HRS162 par la loi harmonique	83
Figure VI.4	Résultats de puit HRS162 par la loi exponentielle	84

Figure VI.5	Courbes de déclin de différents puits Jusqu'au 2020	85
Figure VI.6	Débit global et la production cumulé Jusqu'au 2020	86
Figure VI.7	Courbes de déclin de différents puits Jusqu'au 2025	86
Figure VI.8	Débit global et la production cumulé Jusqu'au 2025	87
Figure VI.9	Prévision de l'évolution des débits dans la période allant de : 31/12/2015 à 31/12/2026.	88
Figure VI.10	Prévision de l'évolution de la pression et la production cum débit dans la période allant de : 31/12/2015 à 31/12/2025.	89
Figure VI.11	Prévision de l'évolution de la pression du gisement dans la période allant de : 01/01/2015 à 01/01/2026.	89
Figure VI.12	Prévision de l'évolution du facteur de récupération dans la période allant de : 01/01/2015 à 01/01/2026.	90
Figure VI.13	Scénario avec un débit d'injection de 300 m3/jour	91
Figure VI.14	Scénario avec un débit d'injection de 500 m3/jour.	91
Figure VI.15	Scénario avec un débit d'injection de 80 Km3/jour.	92
Figure VI.16	Scénario avec un débit d'injection de 100 Km3/jour	92
Figure VI.17	Scénario avec un débit d'injection de 120 Km3/jour.	93
Chapitre vi : approche économique		
Figure VII.1	Recette et Dépenses des Scénarios	99

Liste d'abréviations

Liste des Tableaux et Figures

Sommaire

Introduction générale :	1
CHAPITRE : 1 Etude Bibliographique	2
Généralités	3
Objectifs de l'évaluation des réserves :	3
Utilité de l'évaluation des réserves :	3
Classification des réserves :	5
Classification des volumes d'hydrocarbures selon SPE et WPC:	7
Classification des volumes d'hydrocarbures en Algérie (Décret du 11/07/88):	8
CHAPITRE : 2 Présentation de la région de HASSI R'MEL SUD	12
Apercue geologique sur le champ :	12
Généralité sur Hassi r'mel sud :	12
Contexte geologique :	19
Resume geologique du champs de hassi r'mel sud :	20
CHAPITRE : 3 Caractéristiques Petrophysique de champ	23
Introduction :	23
Interprétation quantitative des paramètres du réservoir :	24
Détermination des caractéristiques pétro physiques à partir des carottes :	28
Caractéristique des fluides de gisement :	28
Analyse statistique des paramètres pétro physiques :	29
Application sur hrsud (Niveau A) :	30
Calcul des paramètres moyens :	30
Corrélation porosité-perméabilité :	31
Principaux resultats :	34
Détermination de pression moyenne de réservoir :	37
CHAPITRE : 4 Estimation des réserves	41
Généralités :	41
Rappel des types de réserves :	42
ESTIMATION des RÉSERVES :	42
METHODE VOLUMETRIQUE DETERMINISTE :	43
METHODE volumétrique probabilistes	46

METHODE DE BILAN MATIERE :	51
Calcul par la simulation de logiciel Mbal :	53
Conclusion :	55
CHAPITRE : 5 Les Régimes de drainage et les efficacités de balayage	56
Régime de drainage.....	58
Participation des régimes de drainage au soutirage :	58
Conclusion :	61
Etude des performances	61
Méthodes analytiques	62
Efficacité globale du balayage :	66
Formules empirique de l'efficacité de balayage.....	67
Conclusion :	69
CHAPITTE : 6 Les courbes de declin et scénarios de developpement	77
Introduction et historique :	77
Objectif :	78
Types de courbes de déclin :	79
Partie Calcul :	81
Les courbes de prévisions :	86
Conclusion :	88
Prévision et scénarios:	88
Etat actuelle (déplétion naturelle) :	88
Injection d'eaux et de gaz :	90
Conclusion :	94
CHAPITRE : 7 Approche economique	95
Approche économique	95
Objective d'étude:	96
Données :	96
Partie Calcul :	97
Conclusion :	97
Conclusion et Recommendations :	101

Bibliographie

Annexe

Introduction générale :

La phase la plus importante dans l'exploitation pétrolière est l'étude du réservoir, Elle donne une image complète sur le gisement d'hydrocarbures. L'étude de ce dernier, fait appel à des techniques d'analyse de comportement pour une meilleure acquisition des données afin de construire un modèle de réservoir, d'optimiser la récupération des hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique donnée et d'établir un projet de développement du champ.

L'étude de comportement de réservoir pendant la durée de vie du champ est progressivement devenue une technique étayée sur les bases scientifiques, afin d'en tirer les informations d'exploitation future optimale du gisement. A côté des analyses basées sur des méthodes géologiques et géophysiques, il existe des méthodes analytiques et des modélisations numériques basées sur la résolution numérique des équations qui gouverne les écoulements des fluides et l'étude dynamique de bilan matière.

Parmi ces gisements on a le gisement de Hassi R'mel sud, qui est un gisement d'huile surmonté d'un gaz cap. Ce gisement se trouve au sud du grand champ de gaz à condensât Hassi R'mel.

L'exploitation de ce gisement a commencé en 1991, par l'intermédiaire de 3 puits HRS008, HRS013 et HR162, pour atteindre 7 puits en 1994 ; qui sont tous reliés au centre de traitement d'huile CTHsud.

La production d'huile se fait à partir de trias "A", qui a une faible hauteur utile, avec une quantité huile en place de l'ordre de 19 million stm^3 .

Vue les conséquences néfastes sur l'exploitation future de gisement de Hassi R'mel sud, une étude de développement du gisement s'impose. Notre présente étude consiste à :

- Estimer les réserves en place dans le champ par des méthodes volumétriques et la méthode bilan matière.
- Analyser des indices de drainage afin de déterminer le taux de participation de chaque mécanisme de drainage dans la récupération d'huile.
- Déterminer les performances du réservoir en utilisant les différentes Méthodes (analytiques, empirique et semi empirique)
- Calculer les prévisions futures du champ afin de déterminer la durée de vie de ce dernier et les performances de gisement.

Et en fin on termine notre étude par une approche économique comparative entre le mode de récupération par déplétion naturelle et le mode de récupération par injection du gaz ou injection d'eau.

Annexe

1-Objectifs de l'évaluation des réserves :

La production des ressources de pétrole traite les interprétations qui ont un degré important d'incertitude. L'évaluation des réserves est le processus de prévoir la production des puits existants et d'employer ces prévisions en combinaison avec des données économiques pour estimer la valeur monétaire. Cette valeur peut être employée pour décider de développer un réservoir, acheter ou vendre un champ, ou attirer l'investissement à une compagnie ou afin de faire des comparaisons entre les projets, les propriétés et les compagnies, les évaluations de la valeur d'une utilité actuelle et future de production d'un système. Le système de classification est employé pour classer l'incertitude par catégorie des prévisions de production. D'une façon générale le résultat désiré de l'évaluation est la valeur nette (NPV) du projet, de la propriété, ou de la compagnie.

Le processus d'effectuer une évaluation des réserves nécessite l'application d'un ensemble de règles cohérentes croisant plusieurs disciplines. Les éléments principaux d'une évaluation des réserves incluent:

- 1.** L'évaluation des réserves en place.
- 2.** Génération des prévisions de production.
- 3.** Catégorisation de risque et désignation de statut courant de production.
- 4.** Sommaire d'intérêts et des fardeaux
- 5.** Évaluation de futurs frais financiers.
- 6.** Evaluation des frais d'exploitation fixes et variables.
- 7.** La génération du cash-flow et d'autres paramètres économiques tels que le taux de rentabilité.

2- Utilité de l'évaluation des réserves :

Les deux paramètres les plus utiles d'une évaluation des réserves sont la valeur nette et les prévisions de production employés pour estimer une valeur nette actuelle. Ces deux évaluations peuvent être employées par des différentes manières selon le but et l'information exigée.

Le tableau suivant donne des exemples sur les parties qui ont un intérêt pour l'évaluation des réserves :

Partie	Prévision de production et des réserves	Réserves et valeur nette actuelle
Comptables		Création des rapports, des essais de plafond et des calculs financiers d'épuisement
Banques/sociétés de prêt		Acte comme base pour des prêts garantis
Institutions financières et investisseurs		Évaluer les performances d'une compagnie
Gouvernements	Prise des décisions politiques pour le développement des ressources	
Investisseurs	Baser sur l'information de producteur pour déterminer l'offre et la demande	
Compagnies de transport et des pipelines	Planification pour l'évaluation de la capacité de canalisation	
Producteurs	➤ Prise des décisions de développement ➤ Attribution du futur capital ➤ Evaluation des dimensions des équipements	➤ Détermination de la valeur marchande d'une compagnie ➤ Prendre des décisions d'investissement

Tableau I.1.Utilité de l'évaluation des réserves.

3- Classification des réserves :

Le volume d'huile ou du gaz dans un réservoir peut être divisé en deux catégories: réserve et ressource. Les réserves se rapportent à la quantité du fluide dont l'existence est confirmée. Ils sont économiquement récupérables avec la technologie courante. Les ressources se rapportent à la quantité du fluide qui existe dans un réservoir mais dont une partie n'est pas exploitable ou commercialement récupérable. Le volume classifié comme une réserve peut être contenu dans le volume de ressource. D'autres classifications divisent ces volumes en se basant sur leur certitude d'existence:

a. Prouvé (1P) :

Ce sont les quantités du pétrole, qu'on peut estimer avec une certitude raisonnable qu'elles sont commercialement récupérables, cela en utilisant l'analyse des données de la géoscience et les moyens technologiques adéquates à partir d'une date indiquée en avant, des données des réservoirs connus et dans des conditions économiques de fonctionnement et selon des règlements définis de gouvernement. Si des méthodes déterministes sont employées, la certitude raisonnable de limite est prévue pour exprimer un degré élevé de confiance que les quantités seront récupérées. Si des méthodes probabilistes sont employées, il devrait avoir au moins une probabilité 90% que les quantités réellement récupérées égaleront ou excéderont l'évaluation 1p.

b. Probable (2P) :

Ce sont les réserves additionnelles que l'analyse des données de géoscience et de technologie indiquent qu'elles sont moins loin d'être récupérés par rapport aux réserves prouvés mais plus sûrs d'être récupérés que les réserves possibles. Dans ce contexte, quand des méthodes probabilistes sont employées, il devrait y avoir au moins une probabilité 50% que les quantités réelles récupérées égaleront ou excéderont l'évaluation 2p.

c. Possible (3p)

Ce sont les réserves additionnelles que l'analyse des données de géoscience et de technologie suggèrent sont loin d'être récupérables que les réserves probables. Toutes les quantités récupérées du projet ont une basse probabilité pour excéder la somme des 3 classes des réserves. Dans ce contexte, quand des méthodes probabilistes sont employées, il devrait y avoir au moins une probabilité 10% que les quantités réelles récupérées égaleront ou excéderont l'évaluation 3p.

3.1 Classification des volumes d'hydrocarbures selon l'USGS:

A. Volumes prouvés:

Ce sont ceux dont les données géologiques et techniques permettent de les estimer, avec un bon degré de certitude, au moyen de forages productifs dans les conditions économiques du moment. En fonction des critères techniques et économiques ces réserves sont subdivisées en:

a. Volumes prouvés en place :

Ainsi appelées accumulations avant le début de l'exploitation; elles représentent le volume total des hydrocarbures existant dans le sous-sol; elles sont susceptibles d'être au moins partiellement exploitées. Elles correspondent au volume total utile des pores imprégnés (porosité utile), dont la présence est prouvée par le forage.

b. Volumes prouvés récupérables :

Ils représentent les quantités réellement susceptibles d'être exploitées au cours d'une période donnée. Elles représentent le volume de brut confirmé par l'information géologique comme récupérable à l'avenir aux conditions économiques et techniques existantes.

B. Volumes probables:

Ce sont les volumes qu'on peut raisonnablement espérer découvrir d'après les données géologiques et géophysiques favorables. Ces volumes incluent :

- 1- Ceux qui correspondent à une évaluation provisoire des gisements en cours de délimitation et d'estimation.
- 2- Ceux qui correspondent à des ré-estimations futures de gisements découverts.

C. Volumes possibles:

Ce Sont les volumes où les zones de prospection susceptibles de contenir des hydrocarbures.

Les extrapolations des volumes probables sur la base de données structurales ou géophysiques, permettent d'estimer avec une certitude faible à moyenne en supposant des

conditions techniques et économiques futures différentes de celles prévalant au moment de l'estimation.

Le degré de probabilité de leurs découvertes varie de 40 à 10 % parfois 5%.

3.2 Classification des volumes d'hydrocarbures selon SPE et WPC:

Les définitions proposées en 1996 par ces deux organisations réunies ne révèlent pas de différences majeures par rapport aux définitions courantes, considérées comme les standards les plus recommandés dans l'industrie pétrolière.

Volumes prouvés:

Ces volumes incluent :

- 1- Ceux contenus dans le périmètre des puits forés et définies par le contact des fluides.
- 2- Ceux contenus dans les zones non encore forées et jugées comme raisonnablement existantes. Elles peuvent être subdivisées en :

1. Volumes prouvés développés:

Volumes susceptibles d'être récupérés à partir des forages existants, y compris, ceux situés derrière le cuvelage.

Ils sont considérés comme développés seulement après installation des équipements nécessaires ou à condition que les coûts d'installation soient relativement réduits.

.2. Volumes prouvés développés en production:

Volumes pouvant être récupérés à partir d'interval complétés ouverts et en production au moment de l'estimation.

3. Volumes prouvés développés, non en production:

Ce sont les volumes susceptibles d'être produits par les formations situées en dessous du fond de certains puits ou derrière le cuvelage, après modification de la complétion de certain puits.

4. Volumes prouvés non développés:

Ce sont les volumes susceptibles d'être récupérés ou produits dans les zones non encore forées, par approfondissement des forages existants.

Des dépenses relativement importantes sont nécessaires pour compléter un puits existant ou installer des équipements de production et de transport.

Volumes non prouvés:

Ils sont décelés au moyen des données géologiques et techniques favorables dans des conditions économiques différentes de celles prévalant au moment de l'estimation. Ils se subdivisent en deux catégories : **probables** et **possibles**.

1. Volumes probables:

Ils sont estimés avec une probabilité moyenne, donc, avec une certitude moindre que les volumes prouvés sur la base des résultats d'analyses géologiques et techniques.

2. Volumes possibles:

Ils sont estimés avec une certitude moindre que les volumes probables, sur la base d'analyses des données géologiques et techniques.

3.3 Classification des volumes d'hydrocarbures en Algérie (Décret du 11/07/88):

Arrêté du 11 juillet 1988 relatif à l'inventaire périodique des volumes nationaux d'hydrocarbure liquide et gazeux.

Le ministre de l'énergie et des industries chimiques et pétrochimiques :

- Vu la constitution et notamment ses articles 111 et 152 :
- Vu la loi n° 84-16 du 30 juin 1984 relative au domaine national et notamment ses articles 5 et 28 :
- Vu la loi n° 86-14 du 19 août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation des hydrocarbures notamment son article 14:
- Vu le décret n° 87-135 du 20 juin 1987 relatif l'inventaire des biens du domaine national et notamment son article 53 :

Article 1: En application de l'article 14 de la loi n°86.14 du 19 août 1986 susvisé toute personne morale exerçant des activités d'exploitation d'hydrocarbures est tenue de procéder à un inventaire des volumes contenus dans le périmètre.

Article 2: L'inventaire des réserves d'hydrocarbures sera effectué annuellement. Il devra être actualisé tout moment en cas de modification importante au niveau de ces volumes par suite de l'acquisition nouvelles données géologiques, techniques ou structurales et avant la

mise en œuvre de tout programme de développement pouvant avoir un impact significatif sur le niveau ou le taux de récupération des volumes.

Article 3: Pour l'estimation et la classification des volumes d'hydrocarbures, il est institué la nomenclature nationale décrite aux articles quatre à huit ci-après.

Article 4: Volumes en place

Ce sont les volumes estimés à une date donnée, de qualité commerciale, susceptibles d'être contenues dans les gisements d'hydrocarbures.

Ces volumes doivent être exprimés dans les conditions standards usuelles de quinze degrés centigrades et un bar de pression.

Article 5: les volumes en places sont classés en volumes prouvées, probables et possibles en fonction du niveau de précision de leur délimitation.

Article 6: Volumes prouvées

Ce sont les volumes mis en évidence avec une certitude raisonnable. Au moyen de forages productifs et à l'aide de données géologiques et d'études de réservoir. Ces réserves incluent :

- Celles contenues dans le périmètre des puits forés.
- Celles contenues dans les zones non encore forées et comprises entre les puits forés et les contours des contacts des fluides, considérées comme raisonnablement existantes. En l'absence de données sur les contacts de fluides, la dernière limite reconnue des fluides sera prise en compte.

Les volumes prouvés se subdivisent elles-mêmes en réserves récupérables et en réserves non récupérables. Conformément aux définitions suivantes :

Volumes récupérables:

Ce sont les volumes prouvés susceptibles d'être extraites commercialement des réservoirs d'hydrocarbures, à partir d'une date donnée, dans les conditions économiques existantes, par l'utilisation de méthodes d'exploitations éprouvées et dans le respect de la législation nationale en vigueur.

Dans la catégorie des réserves récupérables, on distinguera les réserves développées et non développées.

1. Volumes développés:

Ce sont ceux qui sont récupérables au moyen de puits et d'installation existants ou en cours de réalisation. Ainsi que par les moyens et méthodes mis en œuvre en matière de récupération.

2. Les volumes non développés:

Ce sont ceux qui sont récupérables au moyen de forage complémentaire, de récompléments de puits existants sur de nouveaux horizons ou de futures installations de récupération améliorée.

Volumes non récupérables:

Ce sont ceux dont l'exploitation est jugée non rentable dans les conditions économiques existantes.

Article 7: Volumes probables

Les volumes probables sont connus avec une moindre certitude que les volumes prouvés. Ils sont décelés sur la base de données géologique et technique favorables, toutefois, l'absence de tests directs ne permet pas leur classification comme réserves prouvés.

Article 8: volumes possibles

Ce sont ceux estimés à partir de résultats de travaux de prospection dans les zones favorables à la présence d'hydrocarbures ou, à partir d'extrapolations de volumes probables sur la base de données structurales ou géophysiques.

Article 9: Le calcul des volumes sera effectué à l'aide de la méthode volumétrique et contrôlé par d'autres méthodes si la disponibilité des données le permet.

Article 10: Un état accompagné de l'ensemble des documents justificatifs sera adressé annuellement pour approbation au ministre chargé des hydrocarbures.

Cet état détaillera pour chaque réservoir conformément à la nomenclature nationale :

- Les volumes en place à l'origine.
- Les volumes récupérables à l'origine.
- La production cumulée à la date de l'estimation.
- Les volumes restants à récupérer à la même date.

- Les conditions économiques prises en considération et les programmes de développement correspondant.



CHAPITRE : 2

Présentation de la région de Hassi R'mel sud

A- APERCUE GEOLOGIQUE SUR LE CHAMP :

1-Généralité sur Hassi R'mel sud :

Ce secteur est situé au sud de la structure principale de Hassi R'mel et au sud de Djebel Bissa.

En 1971, le puits HRS001 a été foré sur une structure définie par la sismique de réflexion comme un anticlinal allongé suivant une direction SE-NW, de dimension 24*10 Km et affecté par un réseau de failles important.

Actuellement, le secteur est reconnu par le forage d'une vingtaine de puits ayant mis en évidence un réservoir d'huile surmonté d'un gas-cap, 7 puits ont traversé le gaz uniquement. C'est le niveau gréseux « A » avec pour $K_{moy} = 400$ à 450 md et $\phi_{moy} = 13$ à 14%.

Les puits HRS012 et HR094 sont complétés et servent de puits d'observation et de suivi pour cette partie gaz.

Depuis Août 1990, 06 puits ayant traversé l'huile dans le niveau « A » sont en exploitation dans ce secteur : ils constituent le CTH sud.

Une autre accumulation d'huile se trouve plus bas que le niveau « A » dans les intercalation argilo gréseuses ($K_{moy} = 10$ à 100 md et $\phi_{moy} = 12$ à 14%) de la SERIE INFÉRIEURE (dépôts éruptifs) constituée d'Andésite et d'argile gréseuse. HRS07 est complété dans la série inférieure. Les contacts inter fluides ont été rencontrés à des cotes différentes selon les « blocs » composant 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 variait entre 305 et 310 kgf/cm² pour le niveau « A ». Par contre dans le « blocs Est », ces contacts ont été identifiés aux cotes absolues -1501.00m et 1506.50m au droit de HRS018 et HRS006.

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 Loughouat. Cette structure est comprise entre les coordonnées (LSA) Lambert sud algérien suivantes :

X : 535000 – 555000 m

Y : 205000 – 225000 m

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 Tiglhemt 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 d'Oued Mya au Sud par le bassin d'Ahnet et Mouydir.

Stratigraphie:

La série stratigraphique du champ de Hassi R'mel n'est pas complète, elle est marquée par l'absence des termes de paléozoïque supérieur et une grande partie du Cénozoïque, cette série est composée du bas en haut par :

2- Paléozoïque (250m)

3-Cambrien :

Il est représenté par des grès-quarzitiques et des quartzites blancs, fins à moyens à ciment siliceux à nombreux feuillets d'argiles vertes micacées. Les Tigillites sont rares et stratifications obliques. Ces grès sont surmontés par zone des alternances (argile/ grès) qui marque le passage du Cambrien à l'Ordovicien.

4-Ordovicien :

Il est présent pratiquement dans la partie Ouest du champ, Il est entièrement détritique, constitue du bas en haut par:

les argile d'El Gassi, les grès d'El Atchane , les grès de Hamra, les grès de Ouargla, les argiles d'Azzel, les grès de Oued Serat, les argiles micro conglomératique et la dalle de M'Kratta.

5-Silurien:

C'est un faciès argilo gréseux, il n'a été rencontré qu'à l'Ouest du champ.

6-Dévonien:

Il est présent uniquement sous le Moscovien, il est essentiellement argileux.

7-Carbonifère:

Il est présent seulement dans la partie Nord-occidentale du champ (Bordj Nili), il n'est représenté que par le Moscovien qui forme un biseau discordant sur les séries sous-jacentes. Il est constitué de grès sombre, fin à moyen à la base et de calcaire fossilifère au sommet.

8-Méso_CEnozoïque (2200m):

Trias : Epaisseur moyenne 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.

9-Jurassique:

Epaisseur moyenne 1100m:

Ce système est limité à la base par le niveau repère dolomitique D2, et il débute au Lias par des dépôts lagunaire devenant progressivement marins francs au Dogger et Malm, il comprend trois ensembles lithologiques distincts:

a-Lias : Cet ensemble est formé de quatre séries sédimentaires.

- Le salifère (S3) est constitué de sel massif avec des passées d'argiles plastiques et un banc dolomitique qui est le repère D1. La limite inférieure du salifère S1 est marquée par des argiles brun rouge.
- Le salifère (S2) est constitué d'argiles salifères brun rouge, à passées d'anhydrites et de marnes grises.
- Le Lias anhydritique (S1) est constitué d'anhydrites massives avec des passées d'argiles et marnes, parfois dolomitiques.

- Le Lias carbonaté est formé de marnes grises, brunes ou vertes, pâteuses avec de passées de calcaires blancs argileux et d'argile brun rouge.

b- Dogger: Il est représenté à sa base par des calcaires oolithiques avec passées de dolomie microcristalline, d'argiles siliceuses et anhydrite. Il passe ensuite à des grès rosâtre, fins à moyens à ciment siliceux présentant des intercalations d'argile plastique légèrement dolomitique.

c- Malm : Il est essentiellement détritique au centre du champ, y est présenté par des argiles brunes chocolat parfois vertes, des grès friables beiges et des calcaires cristallins gris brun et argiles dolomitiques grises. Cet étage est riche en fossiles (Gastéropodes & Echinodermes)

10-Crétacé:

a- Néocomien: Il est formé par une alternance d'argile plastique grise à gris noir pyriteuse par endroits, dolomitique et de grès gris à gris verdâtre à ciment souvent argilo dolomitique.

b- Barrémien : Il est totalement absent au nord, il est formé d'une succession de grès fins à grossiers à ciment argileux ou carbonaté et d'argile plastique sableuse versicolore.

c- Aptien: Il est caractérisé par des marnes gréseuses et des passées de grès argileux au sud, devient dolomitique beige ou lie de vin et des sables roses ou rouge vers le nord avec des inclusions de gypse.

d- Albien : Il est entièrement gréseux, se subdivise en une série de grès fin rouge et ou beige à ciment argilo dolomitique admettant des intercalations d'argile versicolore et une série de grès sable rose mal cimenté et mal classé devenant plus argileux et gypseux vers la base.

e- Cénomanién : Il est constitué de dolomie cristalline ou microcristalline blanche ou beige parfois vacuolaire à intercalation d'argile versicolore et calcaire dolomitique

f- Turonien : C'est une série de dolomie cristalline blanche à beige fissuré par endroits.

g- Sénonien: Il est composé de calcaire dolomitique blanc ou beige et de dolomie cristalline fissurée admettant une passée de calcaire marneux. A sa base apparaissent quelques ms de dolomie fissurée.

11-Cénozoïque :

a. miopliocene :

Série argilo sableuse discordante sur les formations adjacentes, elle se trouve surtout à l'ouest et au nord du champ.

b. Plio quaternaire :

Il se constitue d'une croûte calcaire épaisse (10m), connue sous le nom HAMMADIEN, elle

se trouve uniquement au NO.

CHAMP DE HASSI R'MEL

COUPE STRATIGRAPHIQUE SYNTHETIQUE

Syst	EP moy	ETAGES		STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE
CRETACE	100	MIO-PLIOGENE <i>Disconcordance Alpine</i>			Croûte calcaire et série argilo-gréseuse
	40	SENONIEN			Calcaire à silex
	40	THURONIEN			Dolomies vacuolaires
	100	CENOMANIEN			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
JURASSIQUE	600	MALM			Carbonates grès et argile
	220	DOGGER	ARGILEUX		Calcaire dolomitique et argile.
			LACUNAIRE		Calcaire dolomitique et argile.
	610	LIAS	MARNEUX		Marnes et calcaire.
			CARBONATE		Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite.
			ANHYDRITIQUE		Anhydrite massive à passées d'argile.
			SALIFERE I		Sel massif avec une passée dolomitique "D1"
			SALIFERE II & III		Sel à passées d'argile.
			ARGILEUX SUPERIEUR		Argile plastique avec une passée dolomitique. "D2"
	TRIAS	200	TRIAS	ARGILEUX INFERIEUR	
ARGILO-GRÉSEUX				A	Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune.
				B	
				C	
30				SERIE INFERIEURE <i>Dis. Hercynienne</i>	
PALEOZOIQUE		32	DEVONIEN		
	100	SILURIEN			Argile noire à graphites
	120	CAMBRO-ORDOVICIEN			Quartzite-Grès à grès quartzite, grès fin à moyen, grès blanchâtre à lits d'argile, grès fin, argilo-bitumineux et brèches tectoniques, gros éléments de granite fracturé, rose, orange, terran grisâtres.
SOCLE					

B - 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 ressource sismique 2D, reconfigurant le schéma structural, indiquent une zone tectonique, très complexe, caractérisée par un réseau de failles importantes. Les cartes structurales, établies au toit 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 majeure, dont le rejet peut atteindre parfois soixante dix mètres, qui la subdivise en deux blocs :

- Bloc Ouest : affecté 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.

1-Le réservoir

Les champs de Hassi R'mel sud, comporte deux principaux réservoirs gréseux d'âges triasiques, dénommés A et la série inférieure, séparée 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 (5 à 10m), qui est inférieure à l'épaisseur des réservoirs.
- Faible épaisseur locale des niveaux argileux séparant les réservoirs.
- Fracturation plus ou moins développée

Le réservoir A :

Il est composé de grès fins, plus ou moins argileux et anhydritique à fort ciment anhydritique.

Il possède la plus grande extension avec une superficie de 2640 km², 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%,.

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.

2-CONTEXTE GEOLOGIQUE :

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.

Les grès du réservoir A et la série détritique sommitale compacte A1 (une partie du sommet du A), représente par des grés salifères ou une zone silteuse constituant le TRIAS T2. le A1 présente d'importantes variations liées soit au changement de faciès , soit à des phénomènes diagénétique , par exemple des cimentations par du sel ou l'anhydrite .

Sur certain puits cette diagenèse peut affecter pratiquement l'ensemble des grés de T2, liée à la proximité des failles qui pourrait mettre le réservoir en contact avec la série évaporitique sus-jacent, on trouve ce phénomène même dans les cas des failles de faible rejet, étant donné le faible épaisseur entre le toit des grés et la série salifère sus-jacente S4.

L'intervalle compris entre le toit du T2 et le D2 correspond à l'argileux inférieur et le sel S4 de quelques mètres d'épaisseur ; la dolomie D2 est actuellement considérée comme représentant du toit du TRIAS . Les variations d'épaisseur de l'intervalle D2-T2 sont très importants dans le secteur de Hassi R'mel sud dont ils ont une liaison avec le jeu synsédimentaire (au cours de la sédimentation) de certaines failles, comme cela est reconnu dans tout le bassin triasique.

Ces épaisseurs varient entre 40 et 120 mètres d'après les planches qui existes d'où nous avons une forte réduction de sel S4 sur l'axe de la structure et le développement de l'argileux inférieur vers le Nord –Est ou les grés du T2 peuvent être réduits (HR-14) dans ce secteur .ces grés sont absents ou seulement représenté par un niveau mince (HR-138).

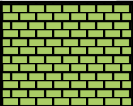
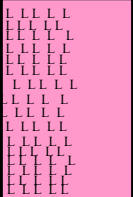
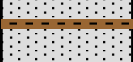
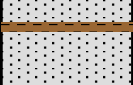
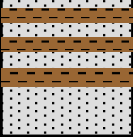
Vers le sud Ouest les grés disparaissent totalement à Ae-2bis à environ 6 km de HST1, cette disparition correspond à un biseau régional du TRIAS gréseux. La planche 2 montre une meilleure continuité des corrélations sur la coupe OEH1-HRS3 mais due au manque de données sur la lithologie.

3-RESUME GEOLOGIQUE 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.

D2				Passées de dolomite et marne
T R I A S	Trias salifère	TS4		Sel Massif et fines intercalations d'argile
	Trias argio- Grès eux			Argile indurée souvent brun chocolat
		Niveau A		Grès fins à moyens de stratification oblique
		17 m		à entrecroisée parfois silteux à anhydritique
				<u>salifère surtout vers sa partie sommitale</u>
		Série Inférieure		Roche éruptif plus ou moins <u>altéré</u>
		-ur		
		32 m		Zone d'Alternance de Grès fins à moyens
				souvent argilo-silteux et de passées d'argile
				

CHAMP DE HASSI R'MEL SUD

CHAPITRE : 3

Paramètres pétro physique du réservoir

Introduction :

La détermination des caractéristiques pétro physiques, 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- A partir de l'interprétation des diagraphies.

3- A partir des résultats des carottages.

Interprétation quantitative des paramètres du réservoir :

a) 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 Φ .
- La résistivité de l'eau de gisement.
- La cote du contact huile/eau.

1-la 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- Méthode du Gamma Ray :

Le Vsh est donné par la formule suivante :

$$Vsh = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots (III-1)$$

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.

B- Méthode de résistivité :

On utilise la formule :

$$V_{sh} = \sqrt{\frac{R_{cl}}{R_T}} \dots\dots\dots (III-2)$$

Avec :

R_{cl} : résistivité en face des argiles

R_T : résistivité de l'intervalle d'investigation.

2-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 :

$$\Phi = \frac{V_{preliertreeux}}{V_{roche}} * 100\% \dots\dots\dots (III-4)$$

On détermine la porosité à partir des logs suivants :

A- Condensated Neutron log-CNL :

La valeur de la porosité est directement lue sur le log neutron. Dans l'intervalle où l'argile est importante la valeur de la porosité est corrigée par la formule suivante :

$$\Phi_{nc} = \Phi_n - (\Phi_{nsh} - V_{sh}) \dots\dots(III-5)$$

Avec :

Φ_{nc} : porosité neutron corrigée.

Φ_n : porosité lue sur le log neutron.

Nash : porosité qui correspond au pic le plus argileux.

Vhs : pourcentage d'argile.

B- Formation densité Condensated « FDC » :

La porosité est donnée par :

$$\Phi_d = \frac{(\rho_{mat} - \rho_{lue})}{(\rho_{mat} - \rho_f)} \dots\dots (III-6)$$

Avec : ρ_{mat} : densité de la matrice.

ρ_f : densité du fluide de forage.

ρ_{lue} : densité lue en face du banc.

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

$$\Phi_{dc} = \frac{[(\rho_{mat} - \rho_{lue})]}{[(\rho_{mat} - \rho_f)]} - \frac{[(\rho_{mat} - \rho_{lue})]}{[(\rho_{mat} - \rho_f)]} * V_{sh} \dots\dots (III-7)$$

Avec :

V_{sh} : densité de argiles.

Φ_{dc} : porosité densité corrigée.

C- Bore hole Condensated (BHC):

La porosité est donnée par :

$$\Phi = \frac{\Delta t_{lue} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{ff} - \Delta t_{mat}} \dots\dots\dots (III-8)$$

Où :

Δt_{mat} : temps parcouru dans la matrice.

Δt_{ff} : temps parcouru dans le fluide de forage.

D- la porosité effective :

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

Ou :

Φ_{nc} : porosité neutron corrigée.

Φ_{dc} : porosité densité corrigée.

Φ_{eff} : porosité effective.

3-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 :

$$S_w = \sqrt{\frac{F * R_w}{R_t}} \quad , \quad F = \frac{a}{\phi_{eff}^m}$$

Ce qui donne

$$S_w = \sqrt{\frac{a}{\phi_{eff}^m} * \frac{R_w}{R_t}} \dots\dots\dots (III-10)$$

Avec :

a : coefficient empirique égale à 0.62

m : facteur de cimentation égale à 2.15.

R_t : résistivité de la zone non envahie.

R_w : résistivité de l'eau de formation.

Donc la relation devient :

$$S_w = \sqrt{\frac{0.62}{\Phi^{2.15}} * \frac{R_w}{R_T}} \dots\dots\dots (III-11)$$

4-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.

Détermination des caractéristiques pétro physiques 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 :

$$K_{moy} = \frac{\sum_i^n K_i h_i}{\sum_i^n h_i} \quad ; \quad \Phi_{moy} = \frac{\sum_i^n \Phi_i h_i}{\sum_i^n h_i} \quad ; \quad S_{w_{moy}} = \frac{\sum_i^n \Phi_i S_{wi} h_i}{\sum_i^n \Phi_i h_i}$$

I : numéro de l'échantillon.

K_{moy} : perméabilité moyenne du puits.

Φ_{moy} : porosité moyenne du puits.

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

h_i : hauteur utile du banc i.

Φ_i : porosité du banc i.

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

5-Caractéristique des fluides de gisement :

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

Tableau III-1 :

Etude de l'huile de séparateur (conditions standard) :	
Pression de bulle	Pb = 303.99 bar
Masse moléculaire	M = 206.61 g/mol
Masse volumique	$\rho = 0.822 \text{ g/ cm}^3$
Etude de gaz de séparateur (conditions standard) :	
Densité	d = 0.694
Masse moléculaire	M = 20.19 g/ mol

Analyse statistique des paramètres pétro physiques :

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.

1-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 :

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

$$\text{cov} = \frac{1}{n} \sum (X_I - X_{\text{moy}}) * (Y_I - Y_{\text{moy}})$$

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

Si R2 est proche de (+1), la relation entre deux variables est directe et parfaite.

Si R2 est proche de (0), l'une des variables évolue de manière inverse à l'autre.

2-Corrélations : porosité - perméabilité :

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

Corrélation empiriques (Schlumberger):

$$\sqrt{K} = \frac{250 * \Phi^3}{S_{wi}}$$

K : perméabilité (md)

Φ : porosité (Fraction)

S_{wi} : saturation en eau irréductible (Fraction).

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 décimal de la perméabilité et la porosité, et elle est de la forme

$$\log K = A\Phi + B$$

Où :

K : perméabilité (md)

Φ : porosité (fraction)

A, B : constantes.

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

3-Application sur HRSud (Niveau A) :

Les données des puits : (Voir Annexe)

4-Calcul des paramètres moyens :

Pour obtenir les valeurs moyennes on procède comme suit :

- Les porosités sont pondérées par les Hui :

$$\Phi_{moy} = \frac{\sum Hui * \Phi_i}{\sum Hui}$$

- Les perméabilités sont pondérées par les produits ($Hui * \Phi_i$)

$$K_{moy} = \frac{\sum H_{ui} * K_i}{\sum H_{ui}}$$

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

$$S_{wmoy} = \frac{\sum H_{ui} S_{wi} \Phi_i}{\sum H_{ui} \Phi_i}$$

Pour ce calcul nous avons considéré un échantillon représentatif de 05 puits répartis sur l'ensemble du gisement dont les données sont regroupées dans le tableau ci-dessous :

Tableau III-2 :

<i>Les puits</i>	<i>Φ (%)</i>	<i>H_u (m)</i>	<i>$S_{wi}(\%)$</i>	<i>$K_{moy}(md)$</i>
<i>HRS162</i>	19.6541	17.14	17	170.081
<i>HRS020</i>	20.0124	12.65	10.12	2278.541
<i>HRS014</i>	17.6541	3.5	12.65	90.406
<i>HRS017</i>	14.765	7.12	14.54	560/34
<i>HRS022</i>	21.1367	14.5	8.65	669.6723

Application numérique :

$$\Phi_{moy} = 19.3667 \%$$

$$K_{moy} = 833.273 \text{ md}$$

$$S_{wmoy} = 12.46 \%$$

5-La corrélation porosité-perméabilité :

On utilise la méthode de moindre carrées pour calculer les coefficients A et B de l'équation :

$$\log K = A\Phi + B$$

Pour les puits :

Tableau III-3:

Puits	L'équation de la courbe $\text{LogK}=f(\Phi)$	Type de courbe	Coefficient de corrélation
HRS020	$Y = 0.1135x + 0.5111$	Linéaire	$R^2 = 0.954$
HRS022	$Y = 0.1177x + 0.1339$	Linéaire	$R^2 = 0.9329$

- Pour ces puits R^2 est proche de 1, nous constatons une bonne relation entre la porosité et la perméabilité (proportionnelle)

La perméabilité et la porosité sont influencées par la présence d'argile comme ciment et un faible pourcentage d'anhydrite dispersé.

Pour le puit :

Tableau III-4 :

Puits	L'équation de la courbe $\text{LogK}=f(\Phi)$	Type de courbe	Coefficient de corrélation
HRS017	$Y = 0.117x + 0.0631$	Linéaire	$R^2 = 0.6999$

- Pour ces puits le coefficient de corrélation R^2 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.

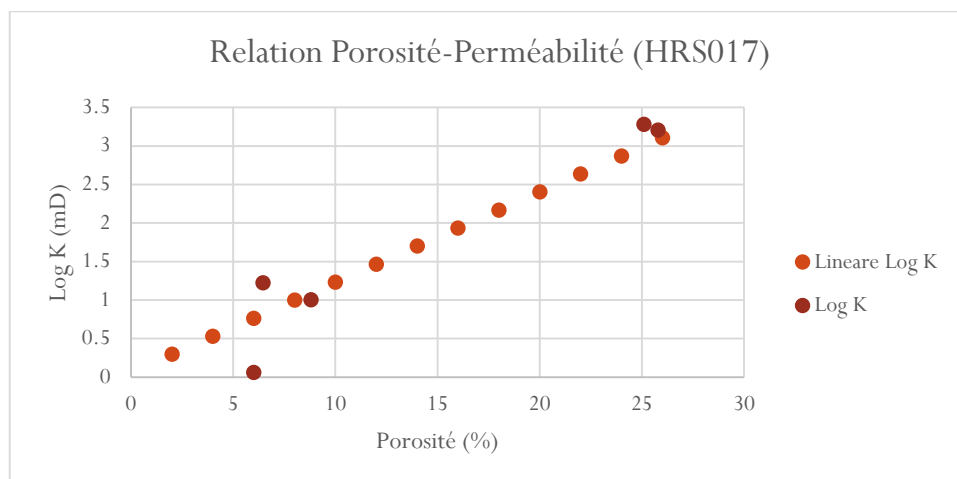
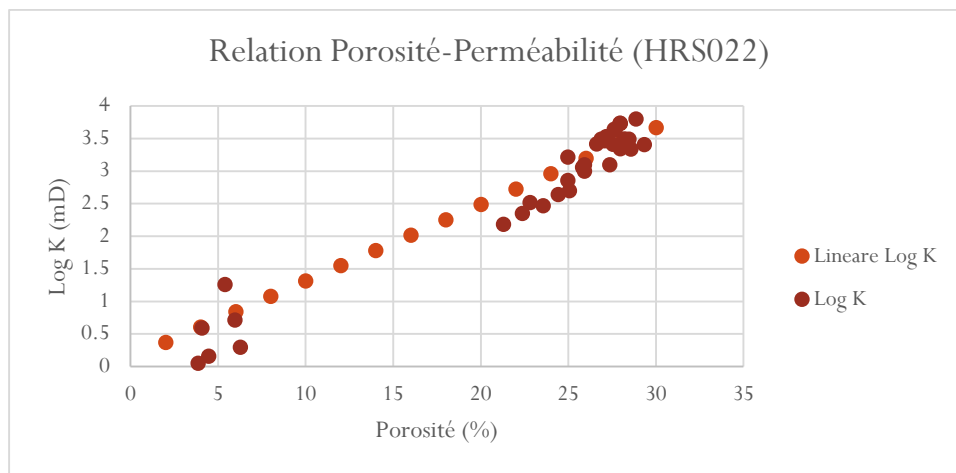
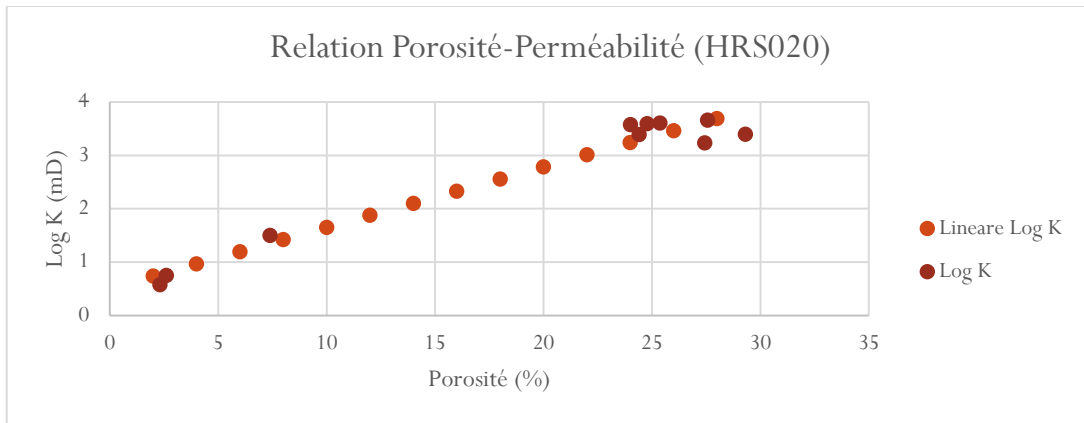
- Pour les puits :

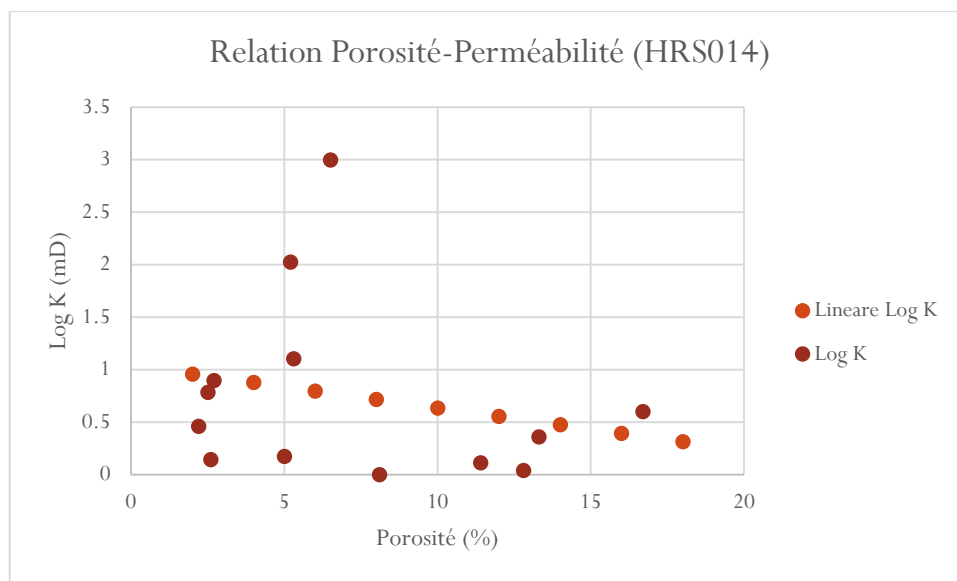
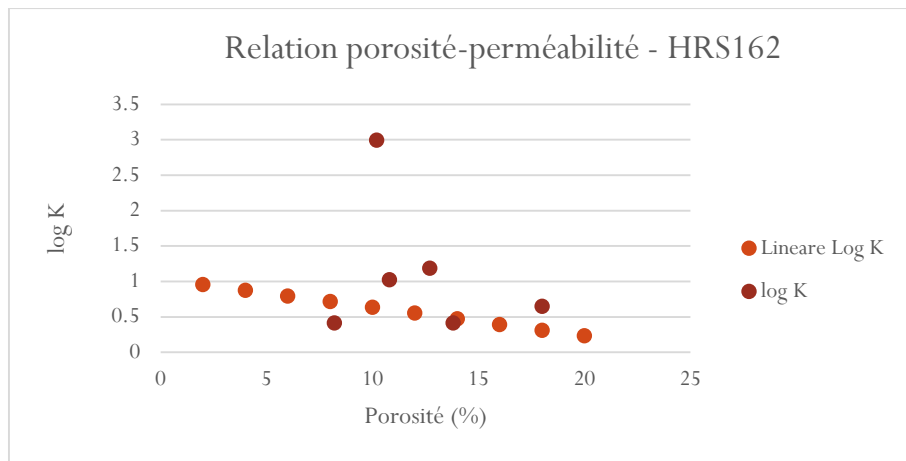
Tableau III-5

Puits	L'équation de la courbe $\text{LogK}=f(\Phi)$	Type de courbe	Coefficient de corrélation
HR162	$Y = -0.0403x + 1.04$	Linéaire	$R^2 = 0.049$
HRS014	$Y = -0.0789x + 2.0855$	Linéaire	$R^2 = 0.0763$

- Dans ce cas le coefficient de corrélation est proche de 0, ce qui signifie que la perméabilité évolue de manière inverse à la porosité, Parce que le réservoir dans ces parties contient du ciment salifère à un taux relativement très élevé et la granulométrie est fine.

Les graphes suivants présentent la relation entre la porosité et la perméabilité pour chaque puit :





6-PRINCIPAUX RESULTATS :

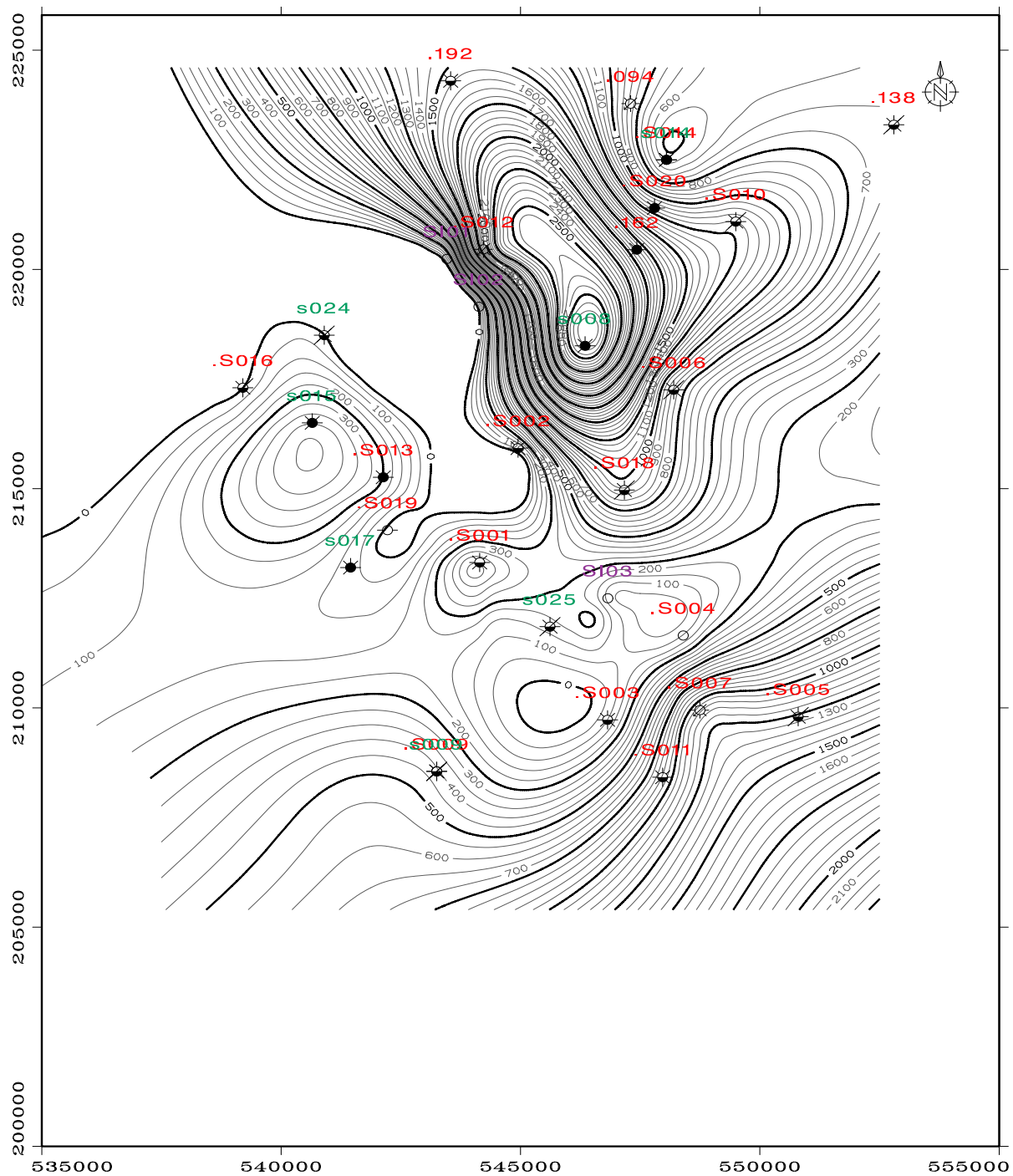
Dans le cadre de l'implantation des puits sur le sud du champ de Hassi R'mel, une synthèse a été réalisée au niveau de deux zones

- La première délimitée par les puits HRS08, 014, 020, et HR162
- La seconde délimitée par les puits HRS013, 015 et HRS017

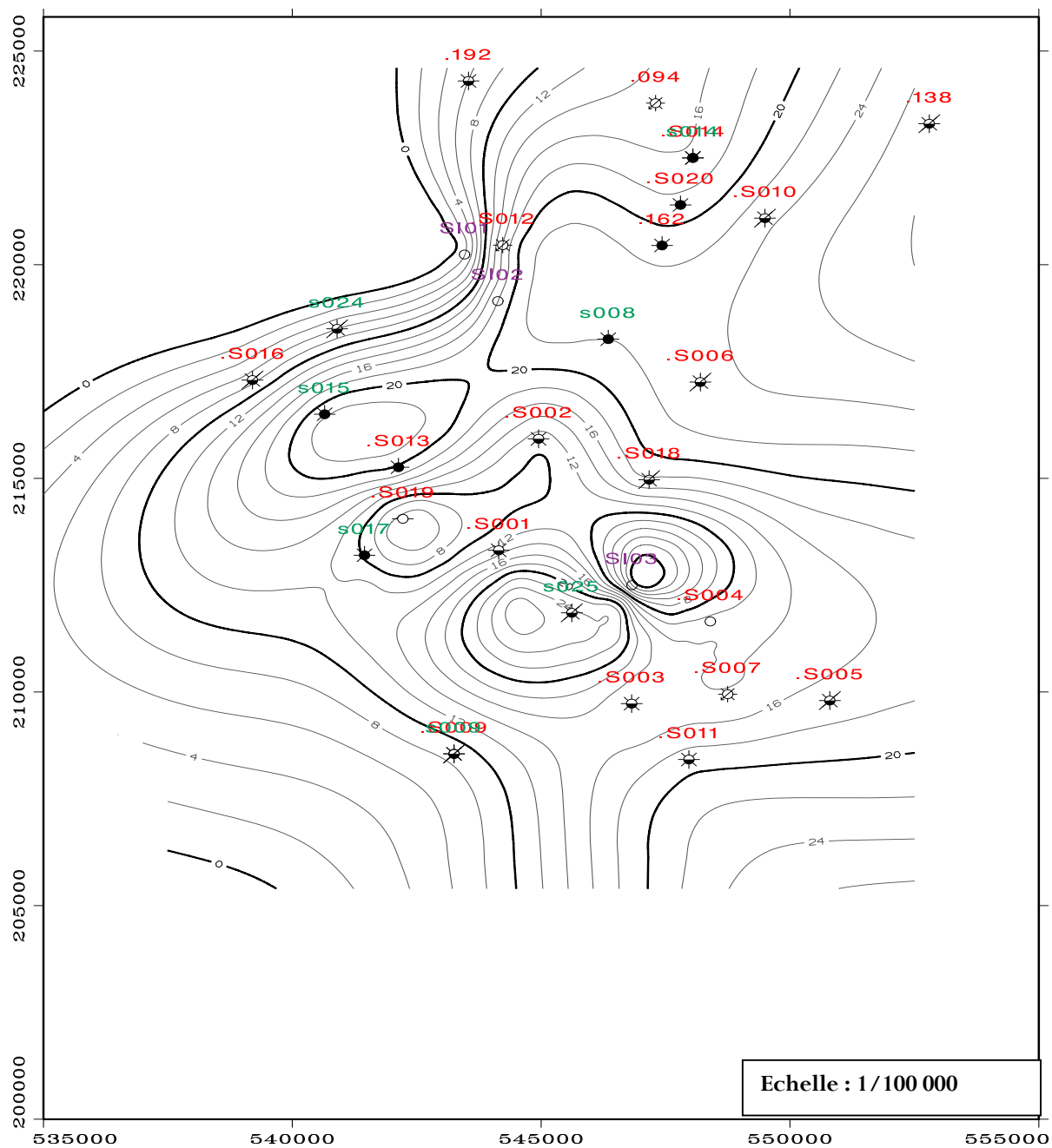
Les résultats du calcul précédent et l'intégration de l'ensemble des données permettent de vérifier les informations obtenues par les cartes iso porosité et iso perméabilité. La carte iso porosité

montre l'accroissement de la porosité Φ dans la direction Sud-Ouest-nord Est-elle variée de 10% (HRS017) à 21% (HR162)

Pour la carte iso perméabilité montre qu'il y a deux parties, dans la partie Nord il y a un accroissement dans la direction Nord –Sud, tel que la perméabilité K varie de 547md (HRS14) à 1834 md (HRS008), et dans la partie sud l'accroissement est dans la direction Sud –Nord, tel que K varie de 408 md (HRS009) à 2703 md (hrs004), les bonnes perméabilités localise dans l'axe de Nord Sud qui est le cœur de la structure. [9]



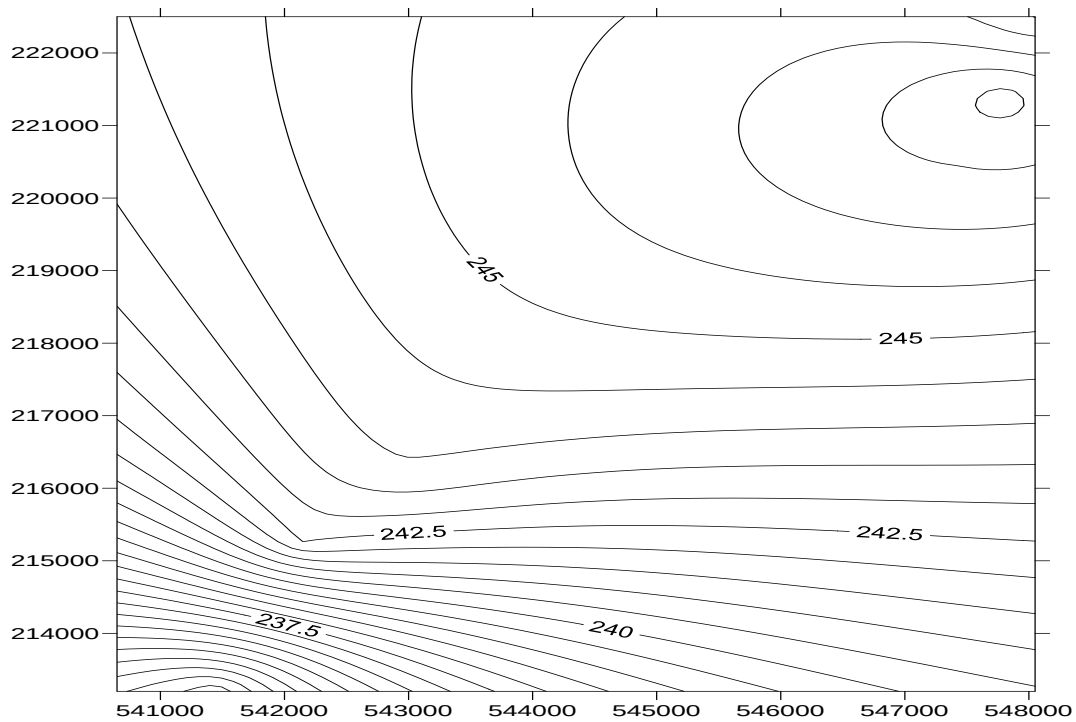
Carte iso perméabilité de réservoir A de HR sud



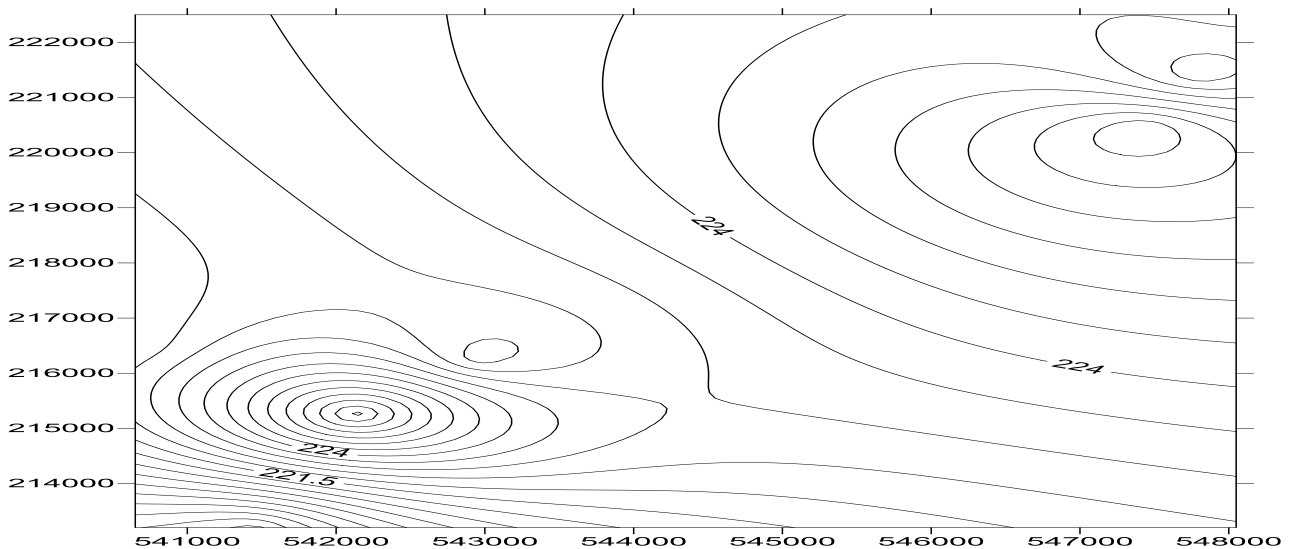
Détermination de pression moyenne de réservoir :

Pour déterminer la pression moyenne de réservoir et son évolution au cour des années, nous avons utilisés le logiciel surfer. Ce logiciel permette de fournir des cartes en iso pression pour chaque année, en introduisant pour chaque puits les coordonnées l'ombert (X, Y) Et son PFS (la pression de fond statique, enregistré lorsque le puits est fermé).

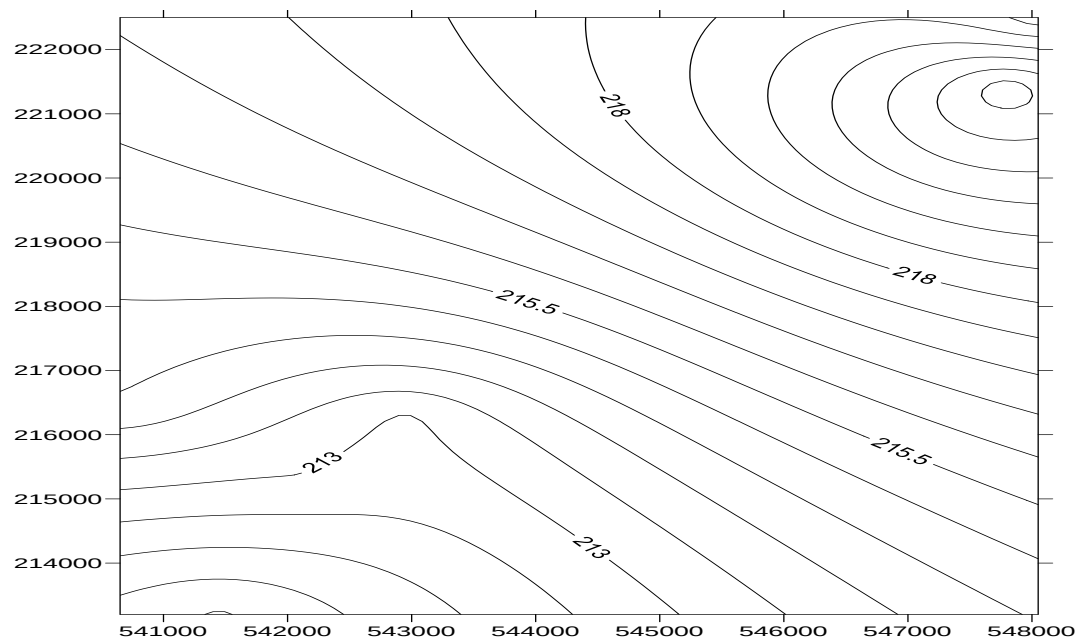
Les cartes sont présentés ci-dessus :



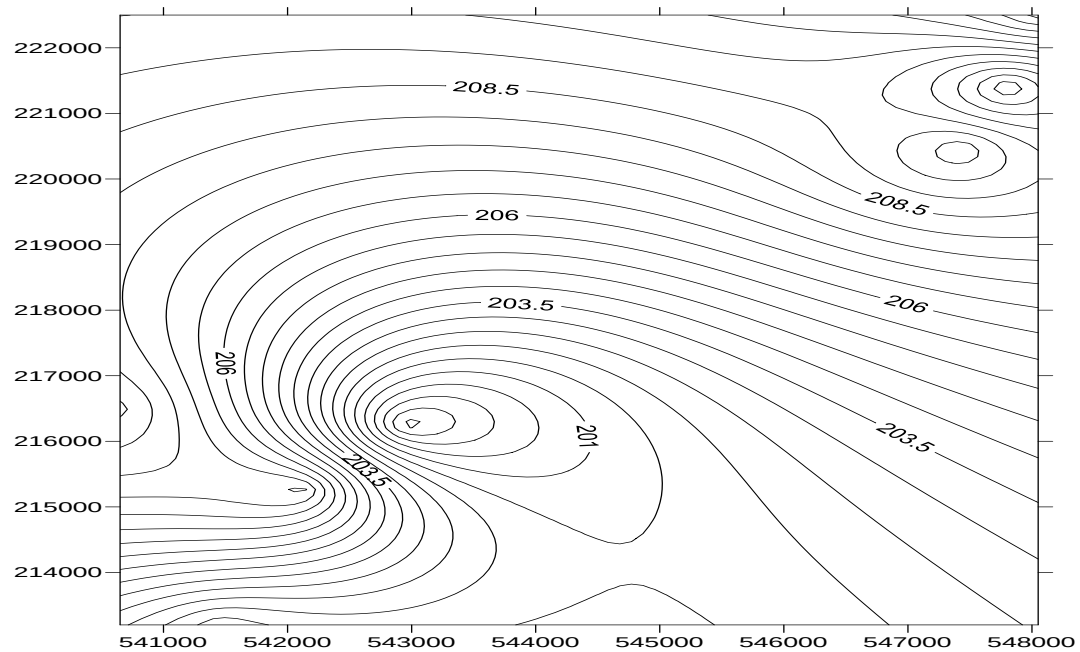
Carte Iso-pression de zone HRSud « Niveau A » 2004



Carte Iso-pression de zone HRSud « Niveau A » 2009

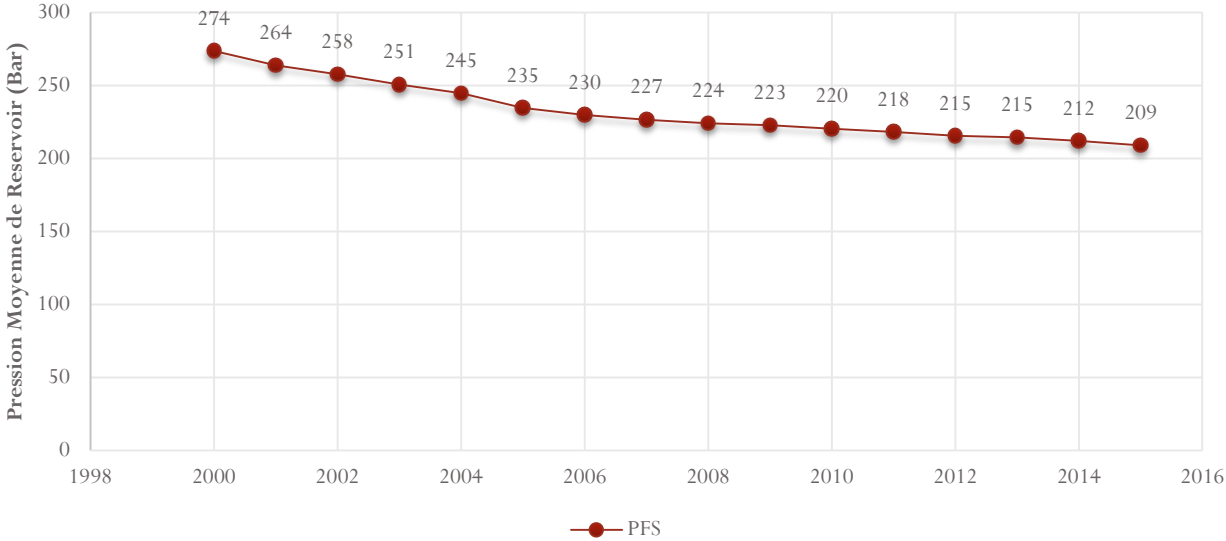


Carte Iso-pression de zone HRSud « Niveau A » 2012



Carte Iso-pression de zone HRSud « Niveau A » 2015

L'évolution de la depression moyenne de reservoir



CHAPITRE : 4

Estimation de réserve

1- Généralités :

En 1936, SHILTIUS était l'un des premiers à formuler et appliquer la méthode de bilan matière. Parmi les suppositions bien connues utilisées dans cette méthode, la possibilité de l'huile de se

volatiliser est ignorée. Adresser cette limitation, en 1974 COOK et AL introduisaient un simulateur des différences finies pour l'huile volatile. Plus tard, en 1995; WALSH a développé une équation de bilan matière généralisée basée sur un modèle simple du réservoir.

Dans le but d'augmenter la récupération de l'huile; une énergie artificielle a été introduite tel que l'injection d'eau qui est le processus le plus largement appliqué.

En 1941, LEVERETT a présenté le concept de débit fractionnaire, et en 1942, avec BUCKLEY qui a présenté l'équation de déplacement frontale qui forme la base de la prédiction des performances du déplacement linéaire. Leur solution décrit le déplacement de deux fluides non miscibles dans un système linéaire à l'équilibre, en 1952, WELDGÉ a étendu le travail de BUCKLEY et LEVERETT pour dériver, une méthode simplifiée pour prédire la performance du déplacement frontale.

2- Rappel des types de réserves :

On subdivise les réserves d'huile et de gaz en trois groupes suivant leur importance :

Les réserves prouvées :

Le calcul des réserves prouvées est basé sur une bonne estimation des paramètres pétrophysiques que sur une meilleure modélisation du réservoir. Ces réserves sont calculées par des méthodes déterminées.

Les réserves probables :

Par définition les réserves probables sont caractérisées par plus d'incertitude que les réserves prouvées, l'estimation de ces réserves peuvent être déterminées par des méthodes probabilistiques bien déterminées.

Les réserves possibles :

Elles dépendent de hautes techniques et des considérations techniques, la procédure de détermination des réserves possibles est la même que celles des réserves probables.

3 -ESTIMATION des RÉSERVES :

L'évaluation fiable du volume des hydrocarbures en place demeure un facteur essentiel dans le développement et la production d'un réservoir.

L'évaluation des réserves initiales est faite par la méthode volumétrique qui peut être comparée et raffinée par les calculs du bilan matière basés sur l'historique de la production.

3-1 METHODE VOLUMETRIQUE DETERMINISTE :

L'estimation des réserves par la méthode volumétrique est basée sur l'interprétation des données géologique et pétrophysiques. Les valeurs de la porosité sont lues rapidement à travers les intervalles de découpage lithologique. La porosité moyenne est calculée comme suit :

$$\phi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_{ui}}{\sum_{i=1}^n h_u} \quad (\text{IV-1})$$

De la même façon, la saturation moyenne est calculée dans chaque puits en prenant la moyenne pondérée à travers les intervalles.

$$Sw_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n Sw_i \phi_i h_{ui}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_{ui}} \quad (\text{IV-2})$$

La valeur de la colonne d'hydrocarbure équivalente est calculée comme suit :

$$EHC = Hu \cdot \phi_{moy} \cdot (1 - Sw_{moy}) \quad (\text{IV-3})$$

Où

Hu : Épaisseur nette (m)

ϕ_{moy} : Porosité moyenne (fraction)

$Smoy$: Saturation moyenne (fraction).

L'estimation de quantité en place, OOIP (original oil in place) et OGIP (original gaz in place), peut être fait par les données de forage et des études géophysique et géologique complémentaires.

A partir de ces études, on obtient les cartes en isobathe aux toits et aux murs du réservoir, à partir desquelles on obtient des cartes en iso hauteur utiles.

La planimétrie de ces cartes permet de calculer le volume des roches.

Le volume de l'huile en place dans les conditions standards est donné par la formule suivante :

$$N = Vr \frac{Hu}{Ht} \Phi (1 - Sw) \frac{1}{Boi} \quad \text{-----} (*)$$

Avec :

V_r : volume de roches $V_r = A * H_u$.

H_u : la hauteur utile moyen de la couche.

H_T : la hauteur moyenne totale de la couche.

Φ : la porosité moyenne de la couche.

S_w : saturation en eau moyen.

B_{oi} : facteur volumétrique de fond initiale.

N : le réserve d'huile initiale.

Application :

Les données pour le réservoir A (cas d'huile) :

PUITS	Φ (FR)	H_T (M)	S_w (FR)	H_U (M)
HRS 1	0,2	17,37	0,07	14,78
HRS 2	0,18	20,13	0,07	15,09
HRS 3	0,12	20,44	0,11	20
HRS 4	0,124	14,5	0,28	14,5
HRS162	0,248	21	0,17	11
HRS08	0,2204	19	0,09	7
HRS13	0,17	21,3	0,08	16,5
HRS14	0,1662	0,6	0,12	4
HRS20	0,188	14,5	0,1	11
HRS22	0,2113	20	0,078	9,91
HRS32	0,244	27	0,12	15

Le volume de la roche V_r : 314247500 m³

Facteur Volumétrique B_o : 1,5705 Rb/STB.

✓ Les réserves d'huile initiales :

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

AN :

A-condition de fond

$$N = 227600954,41 \text{ (Rb)}$$

B-condition de surface

$$N = 144922607,07 \text{ (Stb)}$$

Les réserves d'huile initiales : (Sm³)

$$N = 23042694,52 \text{ Sm}^3$$

Les données pour le réservoir A (cas d'gaz) :

<i>Puits</i>	$\phi \text{ (fr)}$	$h_t \text{ (m)}$	$S_w \text{ (fr)}$	$h_u \text{ (m)}$
HRS 1	0,2	17,37	0,07	14,78
HRS 2	0,18	20,13	0,07	15,09
HRS 3	0,12	20,44	0,11	20
HRS 4	0,124	14,5	0,28	14,5
HRS162	0,248	21	0,17	11
HRS08	0,2204	19	0,09	7
HRS13	0,17	21,3	0,08	16,5
HRS14	0,1662	0,6	0,12	4
HRS20	0,188	14,5	0,1	11
HRS22	0,2113	20	0,078	9,91
HRS32	0,244	27	0,12	15

Le volume de la roche V_r : 2062181250 m³

Facteur Volumétrique B_o : 0,0040219 Rb/STB.

- Les réserves de gaz initiales :

$$N = 43560 * A * H_{ut} * \phi * (1 - S_{wi}) * \frac{1}{B_{gi}}$$

AN :

A-condition de fond

$$G = 8386237878,74 \text{ (Rcft)}$$

B-condition de surface

$$G = 2085143310064,8 \text{ (Scft)}$$

Les réserves d'huile initiales : (Sm³)

$$G = 59072109974,13 \text{ Sm}^3$$

3.2 METHODE 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.

Monte Carlo volumetrics

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}).

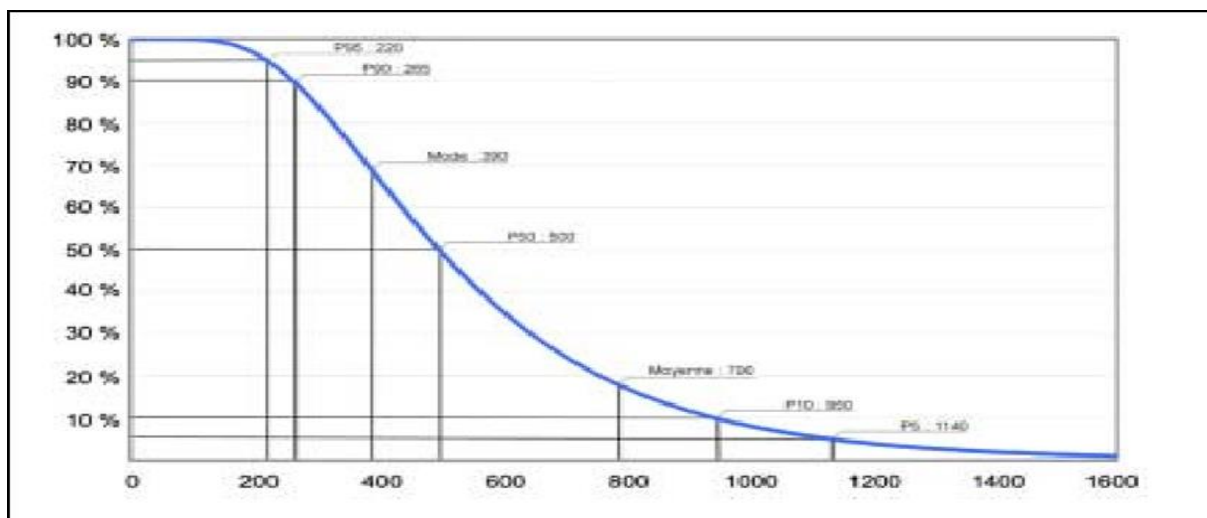


Figure IV.1 : Les valeurs utilisées dans l'estimation des réserves

Software 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 ;
- ❖ Reservoir allocation ;
- ❖ Monte Carlo ;
- ❖ Decline curve analysis.

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

Application

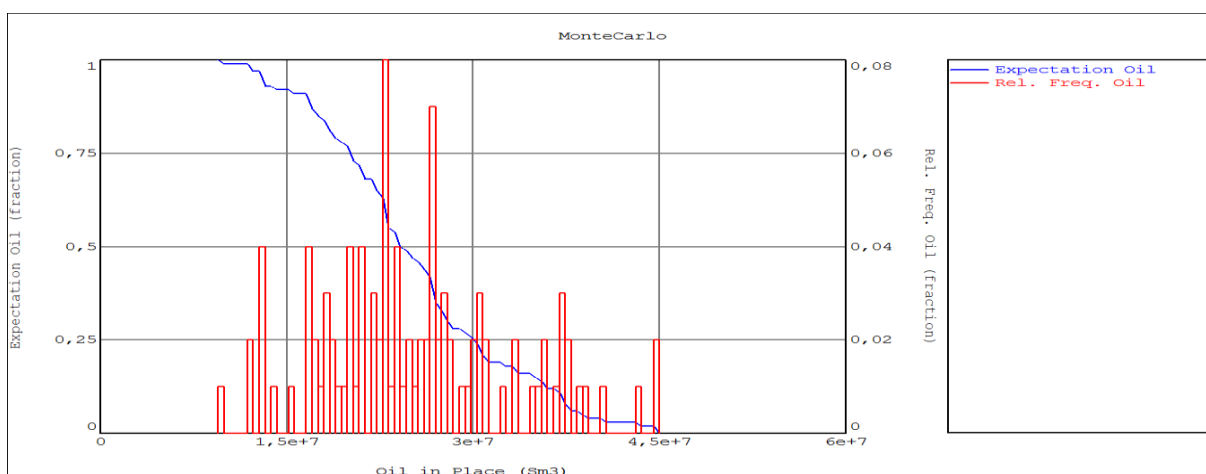
En faisant varier la distribution des paramètres de la façon suivante :

- **Bulk Volume** : nous avons pris une valeur tirée à partir du logiciel « Petrel », ces données ont été fournis par le service géologie de Hassi R'mel. Les données sont présentés ci-dessous :
 - ✓ 314247500 m³ pour le réservoir A (huile)
 - ✓ 2062181250 m³ pour le réservoir A (gaz)

Cas d'huile :

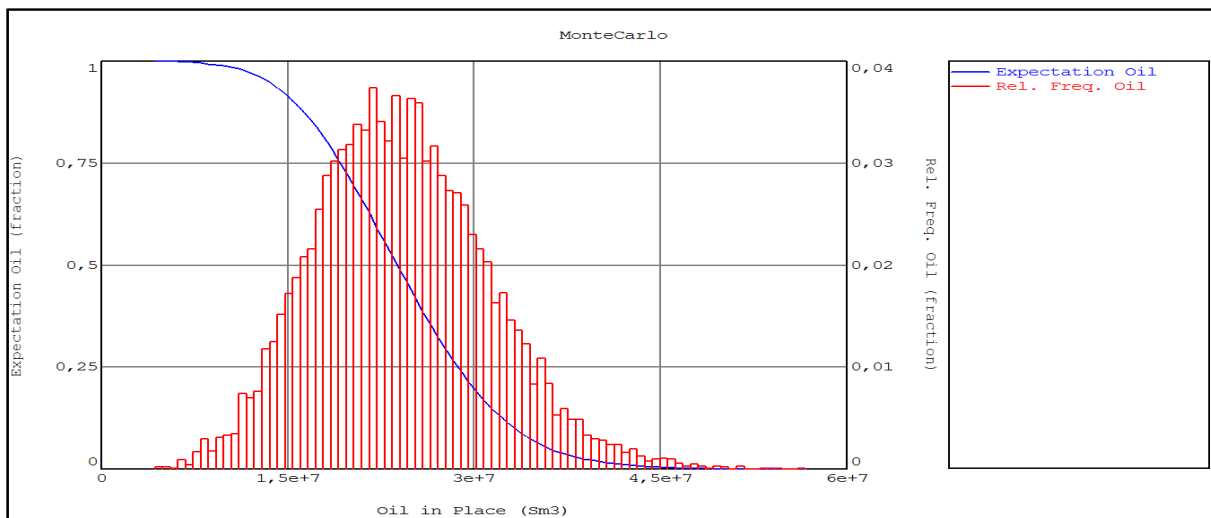
Hauteur utile fixée à : 41.39 feet et une porosité moyenne de : 0.1832 avec une déviation standard de : 0,040513193, une saturation moyenne de : 0.1132 avec une déviation standard de : 0,05859794.

a) 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=10000 :



Summary of Results			
	Done		Cancel
	Help		Report
	Oil in Place	Gas in Place	
	Sm3	Sm3	
Mean Reward	2,41954e+7	4,72765e+9	
Standard Deviation	6,99663e+6	1,3671e+9	
90 Percent Probability	1,55071e+7	3,03e+9	
50 Percent Probability	2,38136e+7	4,65305e+9	
10 Percent Probability	3,32849e+7	6,50368e+9	

Figure IV.5 : Les probabilités des réserves du cas N°1(NC=50000)

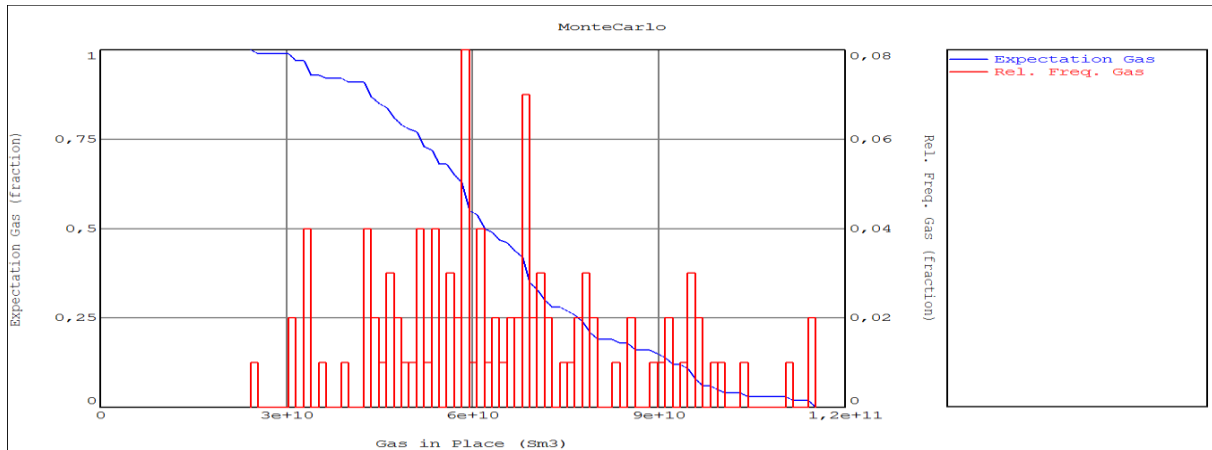
Les résultats se présentent sous forme d'une distribution du pourcentage ou la densité des éléments de calcul (NC) qui donnent une telle valeur (courbe en rouge), et la courbe cumulative des réserves (en bleue). On peut remarquer que la densité dans ce cas se concentre autour de la valeur de $23 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$.

$$N = 23 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$$

Cas de gaz :

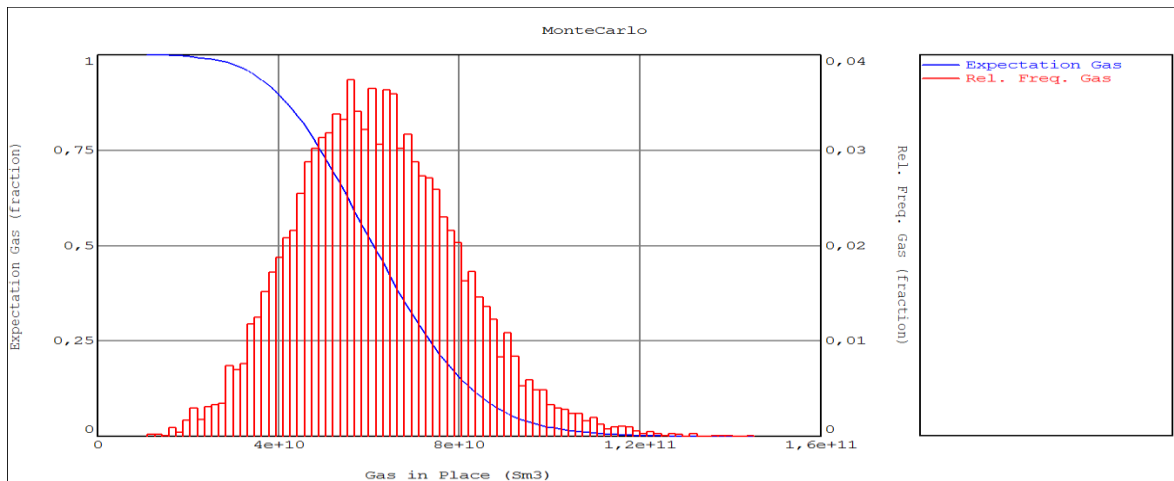
Hauteur utile fixée à : 41.39 feet et une porosité moyenne de : 0.1832 avec une déviation standard de : 0,040513193, une saturation moyenne de : 0.1132 avec une déviation standard de : 0,05859794.

a) 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=10000 :



Summary of Results		
 Done	 Cancel	 Help
	 Report	
	Gas in Place	Oil in Place
	Sm3	Sm3
Mean Reward	6,20018e+10	6,20036e+7
Standard Deviation	1,79291e+10	1,79297e+7
90 Percent Probability	3,97375e+10	3,97386e+7
50 Percent Probability	6,10262e+10	6,1028e+7
10 Percent Probability	8,52938e+10	8,52963e+7

FigureIV.8 : Les probabilités des réserves du cas N°2(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 $60 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3$.

$$G = 60 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3$$

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 probabilistiques 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 correspondent approximativement à une valeur probabiliste de :

- ❖ P_{50} pour le cas d'huile dans le niveau A, ceci rend crédible la valeur estimée ($23 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$).
- ❖ P_{52} pour le cas de gaz dans le niveau A, ceci rend crédible la valeur estimée ($60 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3$).

METHODE DE BILAN MATIERE :

La méthode de bilan matière exprime l'égalité du volume des fluides contenus dans un gisement et du volume des pores de celui-ci à une époque quelconque. Cette méthode n'est applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum).

Détermination de l'équation générale du bilan matière :

La forme générale de l'équation du bilan matière est énoncée comme suit :

- Le volume d'huile initialement en place = NB_{oi}
- Le volume de gaz cap initiale = mNB_{oi}

On définit l'également $m = (GB_g) / (NB_{oi})$

- Le volume d'huile restant avec gaz dissous = $(N - N_p) B_o$
- Le volume de gaz cap à la pression P,

$$V_{CP} = \left(\frac{mNBoi}{Bg_i} \right) Bg - G_{cp}Bg = \left(\frac{mNBoi}{Bg_i} - G_{cp} \right) Bg$$

- Le volume de gaz libre

$$V_{glibre} = [NR_{si} - NpRp - (N - Np)Rs]Bg$$

- Les entrées d'eau = $We - NpBw$
- Réduction des volumes des pores

$$V_{poresréduit} = NBoi(1+m) \left[\frac{CwSw + Cr}{1 - Sw_i} \right] (P_i - P)$$

- Le volume du gaz injecté :

$$V_{g_{inj}} = G_{inj} Bg_{inj}$$

Donc l'équation devient :

$$(1+m)NBoi = (N - Np)Bo + mNBoiBg / Bg_i + NBg_i(R_{si} - R_s) - Np(Rp - R_s)Bg + \\ We - WpBw + G_{inj}Bg_{inj} - G_{cp}Bg + (1+m)NBoi \left[Co + \frac{CwSw + Cr}{1 - Sw_i} \right] \Delta P$$

En réarrangeant cette équation on obtient :

$$N = \frac{Np[Bo + Bg(Rp - Rs)] + WpBw - We + G_{cp}Bg - G_{inj}Bg_{inj}}{(Bo - Boi) + Bg(R_{si} - R_s) + \left[mBoi \frac{(Bg - Bg_i)}{Bg_i} \right] + Boi(1+m) \left[Co + \frac{CwSw + Cr}{1 - Sw_i} \right] \Delta P}$$

Par la suite on va nommer les paramètres comme suit :

$$B_{ti} = Boi$$

$$B_t = Bo + (R_{si} - R_s) Bg$$

$$D = Np (Bo + Bg (Rp - Rs))$$

En néglige le terme de compressibilité L'équation précédente devient :

$$\frac{N(B_t - B_{ti})}{D} + \frac{mNB_{ti} \left(\frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}} \right) - G_{cp}B_g + G_{ing}B_{ging}}{D} + \frac{W_e - W_{pB_w}}{D} = 1$$

L'équation précédente peut être considérée comme la somme des termes c.-à-d. l'apport de chaque mécanisme de drainage connu comme suit [6]

Où : DDI + GDI + WDI = 1

DDI : déplétion drive index (gaz dissous).

GDI : gaz déplétion index (gaz cap).

WDI: Water drive index (entrées d'eau).

Calcule par la simulation de logiciel Mbal :

Les paramètres nécessaires aux calculs ont été choisis comme suit

Reservoir fluid: OIL

Tank model: Single tank

PVT

Correlation: Lasater (P_b , R_s , B_o)

Oil viscosity: Petrosky & al.

$P_i = 311.11 \text{ Kg/cm}^2$, une compressibilité de la roche fixée à $(4.2337 \text{ E-6 psi}^{-1})$

Après simulation, les résultats suivants ont été obtenus

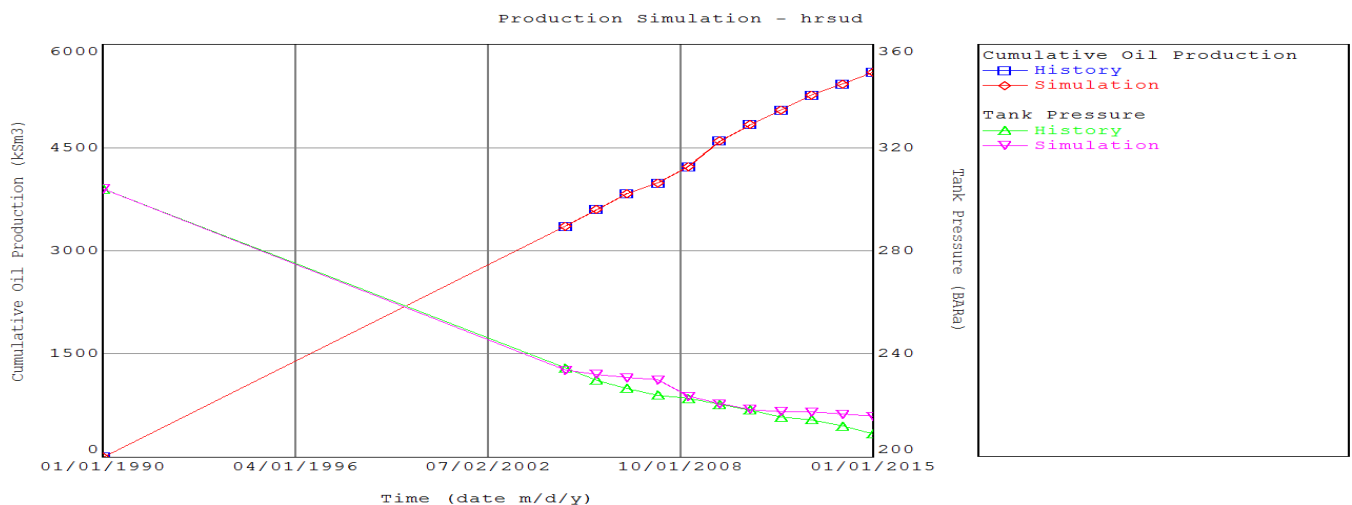


Figure IV.9 Validation du modèle (Matching)

- La figure précédente montre un match parfait entre les deux courbes, ce qui prouve que le modèle est bien choisi et que les hypothèses émises sont valables dans ce domaine du temps.
- Une fois nous avons la courbe de simulation, nous allons les comparés avec les données de l'historique pour pouvoir valider notre modèle.
- Dans notre étude on va utiliser le model de Gas Cap et Water Drive (Model d'aquifère fini de Fetkovich) pour simuler l'équation de bilan matière par le logiciel de simulation MBAL.

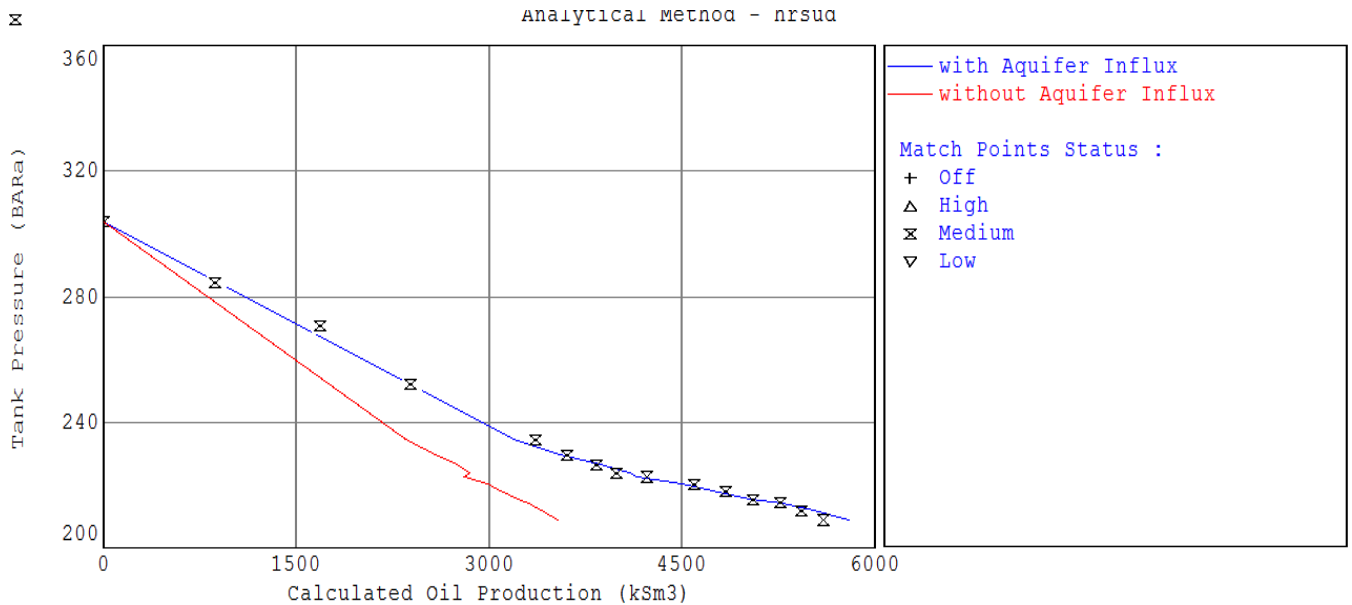


Figure IV.10 Résultats par la méthode analytique.

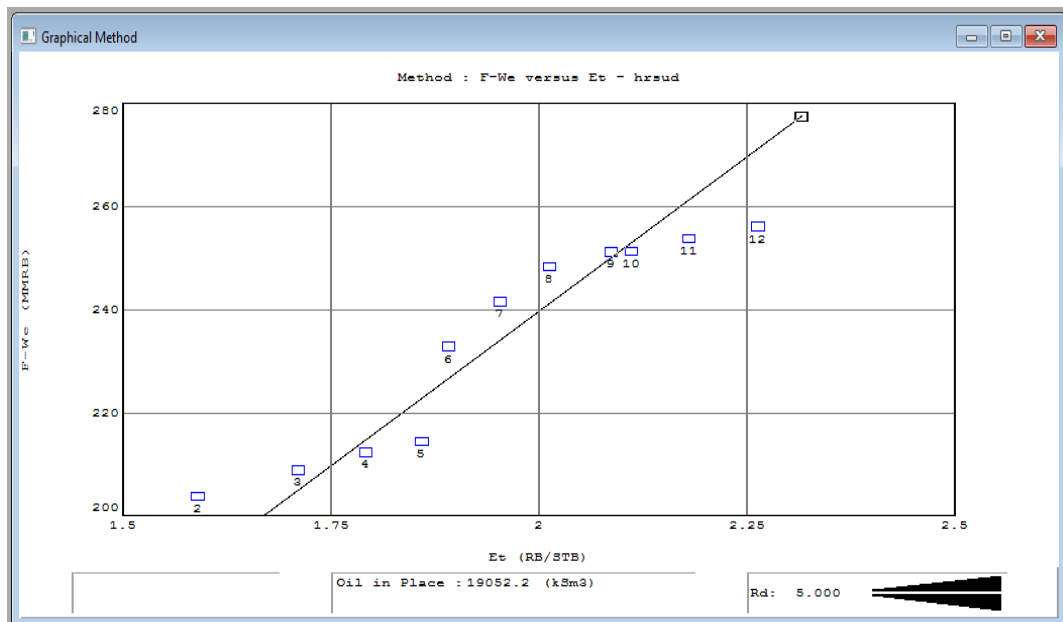


Figure IV.11 Résultats par la méthode graphique.

Donc le volume initiales est approximativement égale à :

$$1.9052 \text{ E}+7 \text{ SM}^3$$

- **Calcule de coefficient de récupération :**

Le coefficient de récupération doit être calculé comme suite

$$\eta = (N_p \text{ cumulé}) / N$$

Application numérique :

$$\eta = 0.294 \%$$

Conclusion :

- D'après les résultats trouvés, On constate que les courbes du modèle couvrent parfaitement tous les points de l'historique, ce qui affirme que les hypothèses émises lors de la modélisation (existence d'un aquifère et un gas cap) sont valables.

CHAPITRE : 5

Régime de drainage et les efficacités de balayage

1- Régimes de drainage :

Les puits producteurs d'huile de champs de HR sud sont éruptif, depuis leur mise en production jusqu'à aujourd'hui et cela grâce à l'énergie propre de gisement. Cette énergie résulte de la participation de plusieurs régimes de drainage naturel qui sont :

- Solution gaz drive,
- Water drive,
- Gaz cap drive,
- Les forces de gravité,
- La compressibilité des roches. [7]

1- Gaz cap drive :

Ce type de drainage se manifeste dans les gisements d'huile liés initialement à un gaz cap et qui ont une pression initial égale à la pression de bulle.

Généralement, la perméabilité verticale dans le gisement est inférieure à 50 md. Avec la chute de pression dans la zone à huile due au soutirage, le gaz cap se détend et provoque un déplacement immiscible d'huile, c'est ce qu'on appelle gaz cap drive.

2- Solution gaz drive :

Ce type de drainage apparaît lorsque la pression du gisement chute au-dessous de la pression de bulle, ce qui est le cas du gisement de HR sud ou la pression initialement est égale à la pression de bulle. Par soutirage, cette pression chute, ce qui fait que le gaz dissous dans l'huile, est dégagé. Par la suite si la saturation de ce gaz dépasse une certaine valeur, il devient mobile et entraîne avec lui le déplacement de l'Huile, d'où l'augmentation de GOR de production.

3- Water drive :

Dans un réservoir ou l'huile est en contact avec un aquifère actif, qui a une dimension importante, l'énergie qui permet l'expulsion de l'huile, est assurée par la poussée de l'eau, ce qui fait qu'avec le soutirage le (WOR) remonte.

Pour que l'eau puisse déplacer l'huile il faut qu'elle provienne soit :

- D'un aquifère dont le volume est très large par rapport à l'huile (dix fois plus large ou plus), dans ce cas la chute de pression, est compensée par l'expansion de l'eau, qui vient remplacer l'huile expulsée.
- D'un aquifère qui est relié à la surface, ce qui fait qu'il a une énergie importante, et l'eau qui remplace l'huile est rechargée à partir de la surface. [1]

4- Participation des régimes de drainage au soutirage :

4-1. Calcul des indices de drainage :

En utilisant l'équation de bilan matière, on peut calculer la contribution relative de chaque indice dans la production.

On a:

$$N[(B_o - B_{oi}) + B_g(R_{si} - R_s) + m(B_g - B_{gi})/B_{gi}] = N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] + W_p B_w - W_e + G_{CP} B_g - G_{inj} B_{gini}$$

Avec une simple transformation on peut écrire l'équation précédente sous la forme suivante :

$$\frac{(B_o - B_{oi}) + B_g(R_{si} - R_s)}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} + \frac{(W_e - W_p B_w)}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} + \frac{mNB_{oi}(B_g/B_{gi} - 1) - G_{cp} B_g + G_{inj} B_{inj}}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} = 1$$

En posant :

$$B_{ti} = B_{oi},$$

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g$$

$$D = N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]$$

Equation (2) deviant:

$$\frac{(B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s)}{D} + \frac{(W_e - W_p B_w)}{D} + \frac{mNB_{oi} (B_g / B_{gi} - 1) - G_{cp} B_g + G_{inj} B_{inj}}{D} = 1 \quad \dots (3)$$

$$SDI = \frac{(B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s)}{D}$$

$$WDI = \frac{(W_e - W_p B_w)}{D}$$

$$GDI = \frac{mNB_{oi} (B_g / B_{gi} - 1) - G_{cp} B_g + G_{inj} B_{inj}}{D}$$

Où :

$$SDI + WDI + GDI = 1$$

SDI : indice de drainage de gaz dissous,

GDI : indice de drainage du gaz cap,

WDI : indice de drainage de l'aquifère. [8]

4.2 ANALYSE DES INDICES DE DRAINAGE :

On calcule les indices de drainage DDI, WDI et GDI ; les résultats sont présentés au tableau suivant :

Tableau V.1 :

<i>Année</i>	<i>SDI</i>	<i>WDI</i>	<i>GDI</i>
1991	0.622014	0.188747	0.189239
1993	0.297086	0.144501	0.558413
1994	0.183849	0.148742	0.667409
1996	0.133148	0.182222	0.68463
1998	0.114416	0.225357	0.660227
2000	0.106546	0.289162	0.604292
2001	0.098673	0.372646	0.528681
2003	0.100103	0.447588	0.452308
2005	0.099347	0.523263	0.37739

2009	0.093137	0.597615	0.309248
2010	0.106228	0.667818	0.225954
2011	0.110909	0.771918	0.117172
2014	0.107132	0.784218	0.10865
2015	0.101142	0.796518	0.10234
2016	0.104472	0.808818	0.08671

De 1991 à 1994 :

L'énergie principale contribuant au drainage est celle du gaz dissous avec une contribution considérable influence de gaz cap et cela de faite que la pression de gisement est inférieure à la pression de bulle.

De 1994 à 2003 :

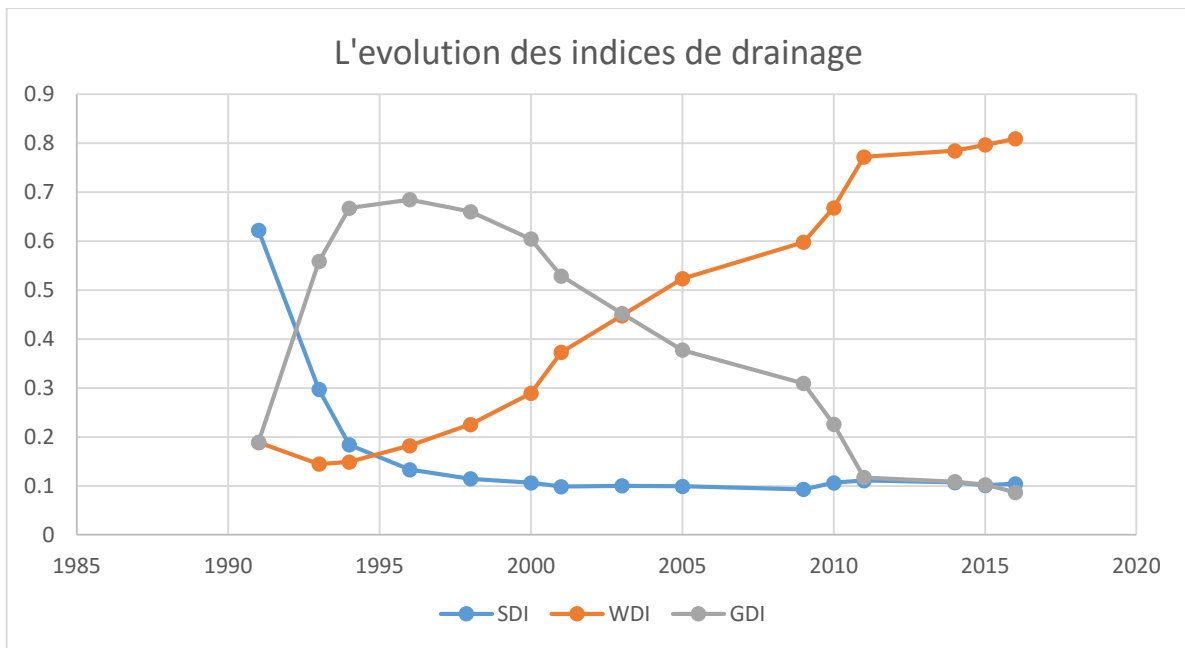
Cette période est marquée par la participation de deux régimes de drainage : le water drive et le gaz cap, avec la prédominance de ce dernier.

Dans cette période on remarque une augmentation progressive de l'indice de drainage de l'aquifère d'une part et une diminution progressive de l'indice de gaz cap drive d'autre part, pour atteindre 45% à la fin de cette période

De 2003 à 2016 :

A partir de 2000 l'indice de drainage de l'aquifère augmente progressivement pour atteindre le taux de 80%. On constate aussi :

- la diminution de l'indice de drainage de gaz cap au début de la période pour se stabiliser à la fin au taux de 8%, aussi qu'une légère augmentation de l'indice de drainage de gaz dissous, et cela est dû à l'injection de gaz sec dans le chapeau de gaz.



Conclusion :

A partir de l'analyse des indices de drainage, on a constaté la participation de deux régimes de drainage au soutirage. Qui sont :

- 1- Le gas cap drive.
- 2- Le water drive.

Le premier régime à dominer pendant les premières années de l'exploitation, tandis que le deuxième pendant les dernières années de l'exploitation.

2- ETUDE DES PERFORMANCES

Introduction :

Après analyse des indices de drainage on a confirmé le remarquable développement du water-drive dans les mécanismes de déplacement, d'où la nécessité d'étudier l'efficacité de balayage de l'aquifère.

Pour cela on utilise les méthodes suivantes :

- Méthodes analytiques
- Méthodes semi empirique
- Méthode empirique (Guthrie Greenberger)

1. Méthodes analytiques

1-1- théorie de Buckley - Levrette :

La méthode de Buckley-Leverette est l'une des plus simples méthodes et qui largement utilisée pour estimer l'avancement de front du fluide de déplacement dans le cas d'un déplacement immiscible.

En 1942, Buckley-Leverette ont présenté une théorie de débit fractionnaire, qui est basé sur les suppositions suivantes :

- L'écoulement est linéaire et horizontal,
- L'huile et l'eau sont incompressibles et immiscible,
- Les effets de capillarités et de gravité sont négligeables.

En se basant sur la loi de Darcy :

$$U = - (K / \mu) \text{ Grad } (P - \rho g z)$$

L'équation du débit fractionnaire est donnée comme suit :

$$F_w = \frac{1 + (KK_{ro} / u_t \mu_o) [(dp_c / dx) - g \Delta \rho \sin \alpha]}{1 + \frac{K_{ro} \mu_w}{K_{rw} \mu_o}} \dots\dots\dots (V.1)$$

Avec : K_o , K_w : sont respectivement des perméabilités effectives de l'huile et de l'eau :

En terme de perméabilité relatives l'équation (2) devient :

$$F_w = \frac{1}{1 + (\mu_w k_{ro} / \mu_{ro} k_{rw})} \dots\dots\dots (V.3)$$

$$F_w = \frac{q_w / B_w}{q_w / B_w + q_o / B_o} \dots\dots\dots (V.4)$$

F_w est le pourcentage d'eau de production, donné par l'équation suivante :

D'où :

- calcul de la récupération d'huile :

$$WOR = \frac{f_w}{1 - f_w} \frac{Bo}{B_w} \dots\dots\dots (V.5)$$

Le calcul se fait comme suit :

- 1) On calcul pour chaque (Sw) le (fw) qui lui correspond.
- 2) On trace la courbe fw = f (Sw), ainsi que la tangente de Welge qui passe par (Swi)
- 3)

➤ La récupération au Break through est donnée par la relation suivante :

$$B_{BT} = \frac{S_{wBT} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \dots\dots\dots (V.6)$$

Avec : SwBt : saturation en eau avant la percé, donnée par l'intersection de la tangente de Welge avec la courbe fw = f (Sw),

Swi : saturation en eau initiale.

A partir de graphe on trouve :

$$SwBt = 0.725$$

$$Swi = 0.15$$

$$R_{BT} = \frac{S_{abt} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \dots\dots\dots (V.7)$$

Donc :

$$R_{bt} = 0.676$$

➤ La récupération après la percé :

$$B_{aBT} = \frac{S_{waBT} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \dots\dots\dots (V.8)$$

Où :

Swabt : saturation en eau après la percée (derrière le front) donné par l'intersection de la tangente de Welge avec la droite $f_w = 1$

On trouve :

$$S_{waBt} = 0.777$$

$$R_{aBt} = 0.737$$

➤ La récupération maximale est donnée par la relation :

$$R_{\max} = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}} \dots\dots\dots (V.9)$$

$K_{ro} = f(S_w)$, trouve :

$$S_{or} = 0.25.$$

$$R_{\max} = 0.764$$

1-2- Méthode de Stiles :

Pour calculer les performances d'un réservoir stratifié, Stiles a fait les hypothèses suivantes :

- 1) Rapport de mobilité proche de l'unité,
- 2) La formation se compose d'un certain nombre de strates d'épaisseurs constantes continues entre puits,
- 3) Il n'y a ni ségrégation des fluides au sein des couches ni communication entre couches,
- 4) Le déplacement est de type " piston".
- 5) Le système est linéaire, avec même perméabilité relative à l'huile en avant du front et à l'eau derrière le front dans toutes les couches,
- 6) Toutes les couches ont même caractéristiques (même ϕ , même S_w , ...etc.)
À l'exception de la perméabilité absolue,
- 7) La position du front dans chaque couche est directement proportionnelle à la perméabilité absolue de la couche.
- 8) La teneur en eau de la production dépend du h_k de la zone de percée de l'eau par l'eau par rapport au h_k total.

Présentation de la méthode :

Au vu des hypothèses précédentes, il est commode de diviser le réservoir en tranches d'épaisseurs constantes $h_i, h_j, \dots$ etc, et de perméabilité $K_i, K_j, \dots$ etc, et de les classer par ordre de perméabilités décroissantes.

D'où la première couche sera la première à être balayée :

- ❖ La quantités d'huile déplaçable est :

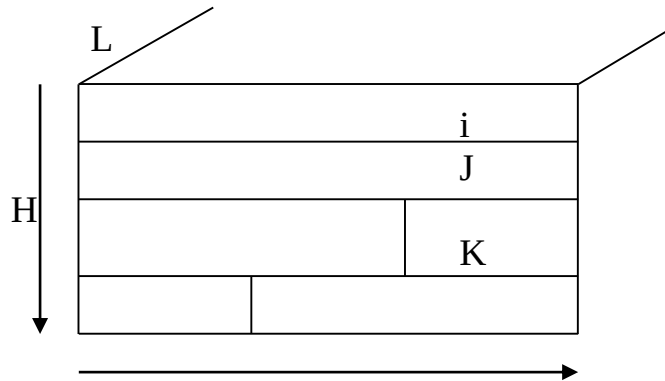
$$Ln(\phi h(1-S_w-S_{or}))$$

- ❖ La quantité d'huile déplaçable de la $I^{ième}$ couche est :

$$Ln (\phi h_i (1-S_w-S_{or}))$$

La quantité d'huile extraite de la $K^{ième}$ couche lorsque le front perce dans la $J^{ième}$ couche est :

$$Ln [\phi h_k (K_k/K_j) (1-S_w-S_{or})]$$



La quantité d'huile produit à la percé du front dans la $j^{ième}$ couche est :

$$f_w = \frac{\phi L [1 - S_w - S_{or}] * \left[\sum_{i=1}^j h_i + \sum_{j+1}^n \frac{K_i}{K_j} h_i \right]}{M * c_j + (C_t - c_j)}$$

Le débit fractionnaire de l'eau est donné par :

Avec :

$$C_t = h * t * k, M = (K_{rw}/K_{ro}) * (\mu_o / \mu_w)$$

$$c_j = \sum_{i=1}^j h_i k_i$$

L'évolution du WOR en fonction de la récupération, $WOR = f(R)$ est présentée par la figure (V.2)

1.3 – Méthode Dykstra Person :

Pour calculer la récupération d'huile, d'un gisement soumis à un aquifère actif, Dykstra Person a fait les suppositions suivantes :

- Le réservoir est stratifié,
- Le déplacement d'huile par l'eau dans une strate est de type piston,
- Pas de communication entre les strates,
- À la percée de l'eau dans la strate numéro m.

La récupération et le WOR sont donnés par les relations suivantes :

$$R = \frac{1}{\sum_{i=1}^n H_i} \left[\sum_{i=1}^m H_i + \sum_{i=m+1}^n H_i \left(\frac{M - \sqrt{M^2 + (1 - M^2) \frac{K_I}{K_m}}}{M - 1} \right) \right]$$

Où :

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^m K_i}{\sum_{i=m+1}^n \frac{K_i}{\sqrt{M^2 + (1 - M^2) K_i / K_m}}}$$

R : la récupération (fraction),

n : le nombre de strates,

m : le numéro de la strate en percement,

H_i : la hauteur de la strate i,

K_i : perméabilité de la strate i,

M : le rapport de mobilité.

2- Efficacité globale du balayage :

L'efficacité globale est définie comme étant le produit des trois efficacités suivantes :

$$E_g = E_s * E_v * E_d$$

Avec :

E_s : efficacité superficielle ;

E_v : efficacité verticale ;

Ed : efficacité de déplacement.

2.1-efficacité de déplacement :

L'efficacité de déplacement est celle donnée par la méthode de déplacement frontale (méthode de Buckley Levrette) à la percée :

$$Ed = 0.676$$

2.2 - Efficacité superficielle :

L'efficacité superficielle est déterminée en fonction de débit fractionnaire et de rapport de mobilité, en utilisant l'abaque de Caudle & Witt.

$$Fw = 0 \text{ (à la percée)}$$

$$\text{D'où : } Es = 0.92$$

2.3- Efficacité verticale : l'efficacité verticale est définie comme étant l'efficacité de balayage dans la sen verticale. Elle est donnée par la méthode Dykstra_Parson à la percée, c.à.d. à la première couche.

$$Ev = 0.6843$$

D'où :

$$Eg = 0.676 * 0.92 * 0.683$$

$$Eg = 0.425$$

3. Formules empirique de l'efficacité de balayage :

3.a- API corrélation :

Une fois qu'on a déterminé la quantité d'huile en place, il est utile d'estimer la quantité de cette huile récupérable et cela par le calcul des efficacités de balayage.

L'institut Américain de pétrole a présenté une étude statistique de facteur de récupération de l'huile. Cette étude est basée sur 226 Sandstone et 86 carbonate réservoirs, classifiés par leur mécanisme de drainage prédominant :

- Cas d'un drainage par water drive :

$$R_{ow} = 54.898 \left[\frac{\Phi(1-s_{wi})}{B_{oi}} \right]^{0.042} \left(\frac{\mu_{wi}K}{\mu_{oi}} \right)^{0.077} (s_{wi})^{-0.1903} \left(\frac{p_i}{p_a} \right)^{-0.2159} \dots\dots(1)$$

- Cas d'un drainage par solution gas drive ($g_p < P_b$) :

$$R_{og} = 41.815 \left[\frac{\Phi(1 - s_{wi})}{B_{ob}} \right]^{0.1611} \left(\frac{K}{\mu_{ob}^i} \right)^{0.0979} (s_{wi})^{0.3722} \left(\frac{p_b}{p_a} \right)^{0.1744} \dots\dots(2)$$

3.b- Corrélation Guthrie et Greenberger :

Guthrie et Greenberger ont présenté la corrélation suivante entre le water drive recovery et les cinq variables qui affecte la récupération dans les réservoirs santons :

$$R_{ow} = 0.144 + 0.272 \log K + 0.256 s_{wi} - 0.136 \log \mu_o - 1.538 \Phi - 0.00035 h$$

Où :

R : récupération, fraction

K : perméabilité, md

s_{wi} : saturation initiale en eau, fraction

μ : viscosité de l'huile

Φ : porosité de la formation, fraction

h : hauteur utile de la couche, ft

• Calcul :

Données : K = 911.11 md	h = 34.61 ft	$s_{wi} = 0.1$
$\Phi = 0.2017$	$\mu_{oi} = 0.439$ cp	$B_{oi} = B_t = 1.576$
$\mu_{wi} = 0.5$ cp		

Pour notre réservoir on a un drainage par solution gas drive pendant les première années d'exploitation, d'où l'utilisation de l'équation (2) pour le calcul de la récupération.

En utilisant :

*la formule empirique d'API :

$$\text{on trouve } R_{og} = 31.65 \%$$

*la formule de Guthrie et Greenberger :

$$\text{on trouve : } R_{ow} = 71.36\%$$

Calcul de la variance :

Le traitement statistique des données de carottage des puits HRS013, HRS015, HRS020 et HR162 nous permet de calculer la variance à partir de graphe semi-logarithmique Fig.8

Les différentes étapes de calcul sont présentes dans les tableaux (V.1) et (V.2) :

A partir de graphe $K = f(\%)$ on trouve :

$$V = \frac{K_{50} - K_{84.1}}{K_{50}} = \frac{289.56 - 37.75}{289.56} = 0.869$$

Conclusion :

- ❖ Les récupérations données par les formules empirique API et par l'efficacité globale sont avoisinantes.
- ❖ La récupération donnée par la corrélation de Gutrie et Greenberger est très élevée, donc on ne peut pas la prendre en considération.

TABLEAU V.2 : Dykstra Pearson

strates	H _i	K _i	K _i /K ₁	X	√X	M-√X	H _i (M-√X)	$\frac{H_i(M - \sqrt{X})}{M - 1}$	$\sum \frac{H_i(M - \sqrt{X})}{M - 1}$	R	ΣK _i /X	WOR
M= 1												
1	1.7	390.947	1.00	1.0	1.00	-0.795	-1.3515	1.7	1.7	–	–	
2	3	236.52	0.605	0.6215	0.789	-0.5833	-1.7500	2.2013	2.2013	–	380.56	
3	2.1	208.285	0.533	0.5524	0.743	-0.5382	-1.1303	1.4217	3.623	–	757.62	
4	2.3	92.204	0.236	0.268	0.517	-0.3126	-0.7191	0.9045	4.5275	0.68	1101.7	0.3548
M=2												
2	3	236.52	1.00	1.00	–	–	–	–	–	–	–	–
3	2.1	208.285	0.880 6	0.885	0.941	-0.736	-1.5456	1.9441	1.9441	–	235.19 1	1.4491
4	2.3	92.204	0.442 7	0.466	0.699	-0.493	-1.13609	1.4290	3.3731	0.88 7	197.82 0	0.8871
M= 3												
3	2.1	208.285	1.00	1.00	–	–	–	–	–	–	–	–
4	2.3	92.204	0.442 7	0.4661	0.682	-0.4777	-1.09875	1.3820	1.3820	0.89 9	197.82 0	4.2248

Méthode de Stiles (l'évolution de la récupération)

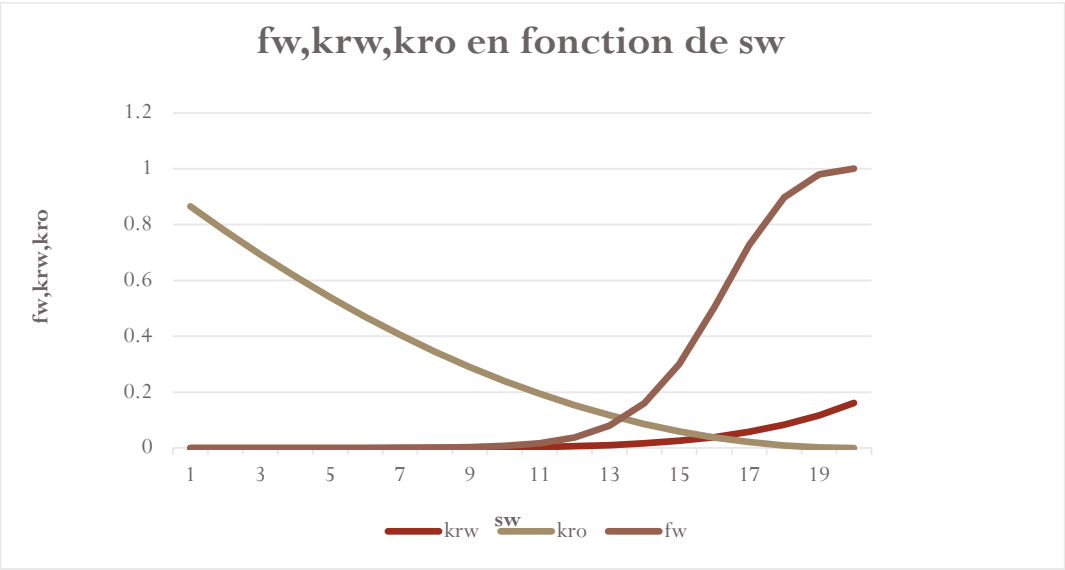
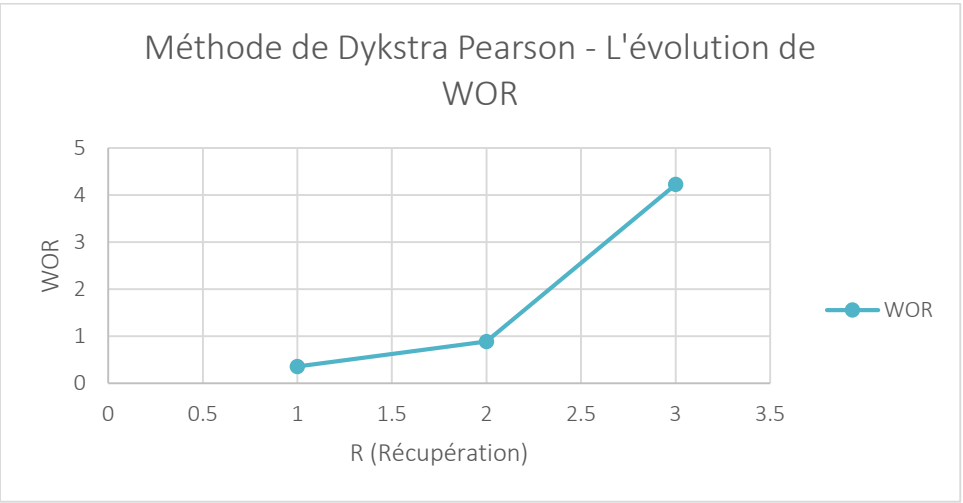
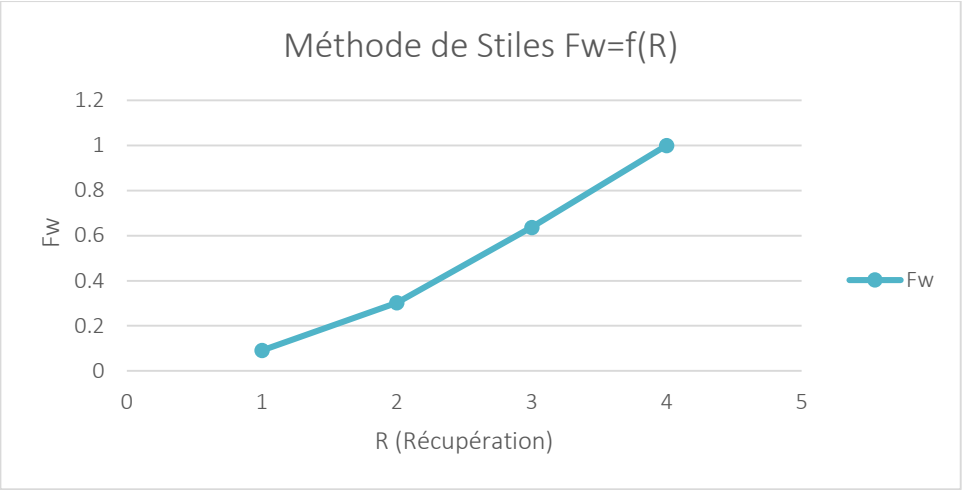
$K_{rw} (S_{wBT})=0.18$, $K_{ro}= K_{ro(max)} = 0.865$, $\mu_w=0.5$ cp, $\mu_o=0.493$ cp,

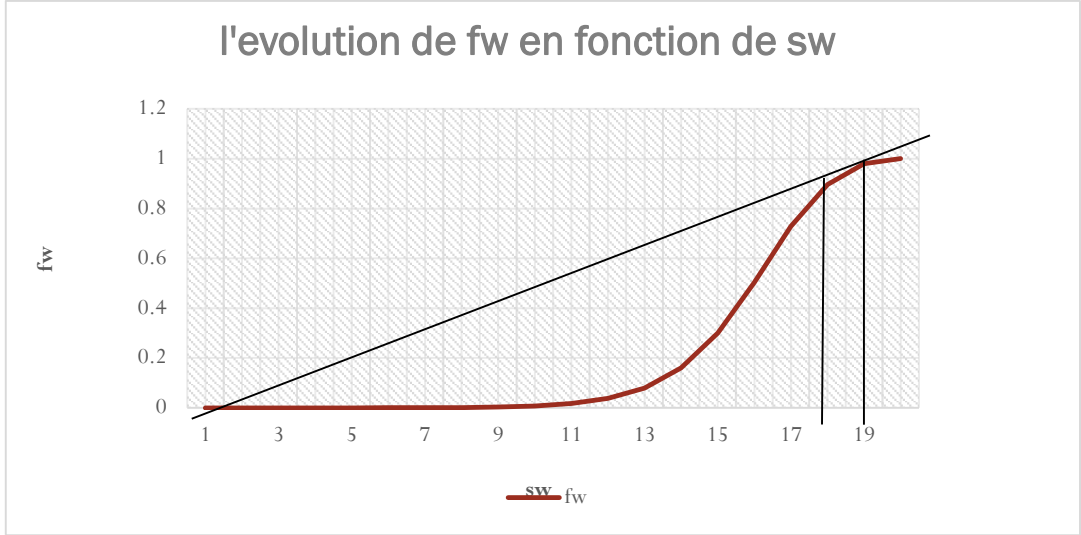
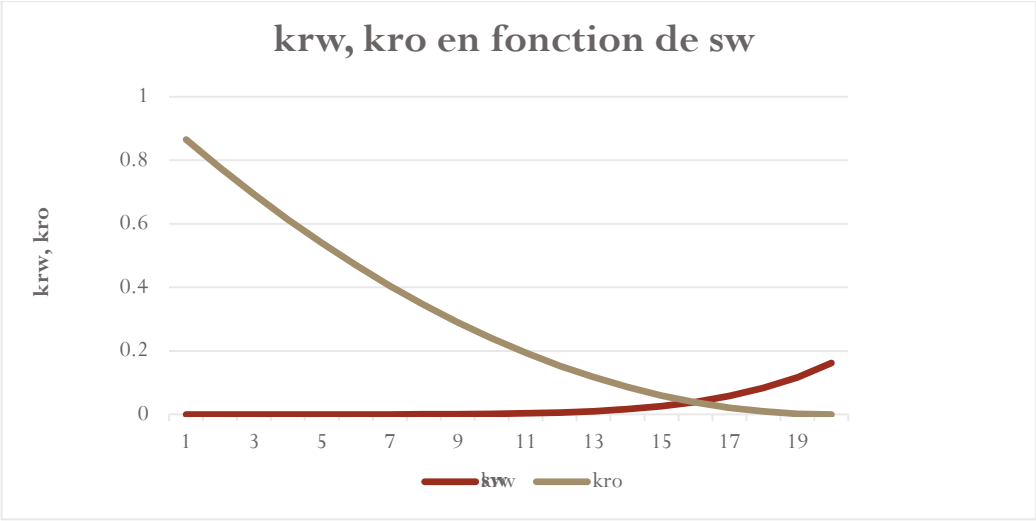
TABLEAU V.3

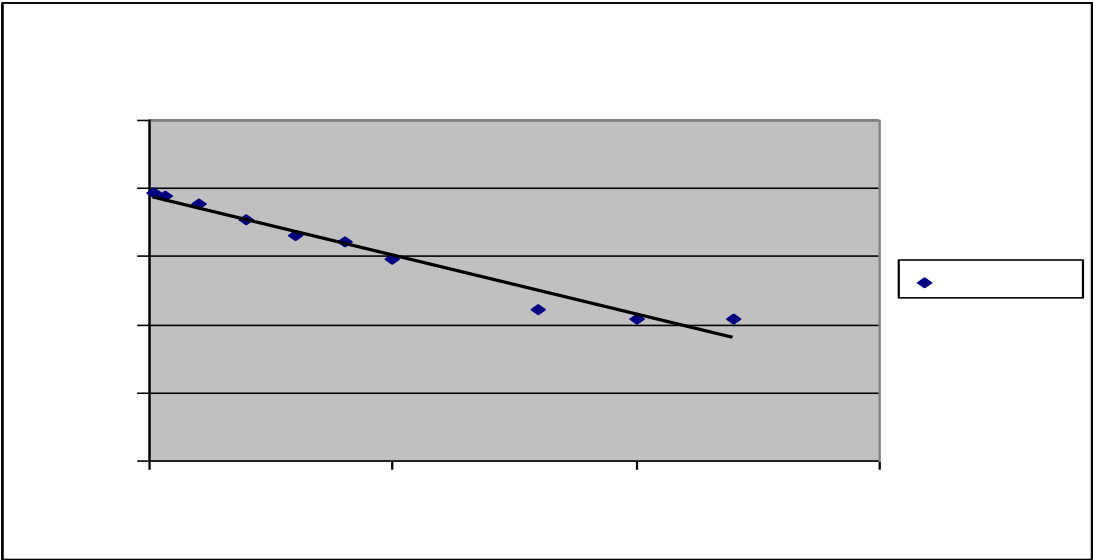
N°=	H_j(m)	K_j(md)	ΣH_j	ΣH_j*K_j=C_j	M_j	R	F_w	F₀=1-F_w	F'_w	F'₀=1-F'_w	WOR
01	1.7	390.947	1.7	664.6099	0.205	0.5688	0.0911	0.9089	0.1250	0.875	0.1428
02	3	236.52	4.7	1374.1699	0.205	0.8182	0.30252	0.69748	0.3821	0.6179	0.6183
03	2.1	208.285	6.8	1811.5684	0.205	0.8591	0.636521	0.36348	0.7140	0.286	—
04	2.3	92.204	9.1	2023.6376	0.205	1	1	0	1	0	—

Tableau n°04 : L'évolution de débit fractionnaire $f_w=f(S_w)$ [Méthode de Buckley – Levrette]

sw	Krw	Kro	Kro/Krw	fw
0.104	0	0.8656	Infini	0
0.139	3.507 e-09	0.7769	2.2153 e08	4.451 e-09
0.174	2.234 e-07	0.6930	3.1021 e06	3.1785 e-07
0.205	2.538 e-06	0.6138	2.4184 e05	4.077 e-06
0.243	1.423 e-05	0.5395	3.7913 e04	2.601 e-05
0.278	5.4213 e-05	0.4700	8669.51	1.1372 e-04
0.313	1.617 e-04	0.4052	2505.875	0.0004
0.348	4.073 e-04	0.3453	847.778	0.00116
0.383	9.067 e-04	0.2901	319.951	0.0031
0.417	1.837 e-03	0.2398	130.538	0.0075
0.452	3.454 e-03	0.1942	56.225	0.0172
0.487	6.0115 e-03	0.1534	25.086	0.0378
0.522	1.030 e-02	0.1174	11.398	0.0796
0.557	1.664 e-02	8.616 e-02	5.178	0.160
0.5912	2.595 e-02	5.972 e-02	2.301	0.300
0.626	3.924 e-02	3.809 e-02	0.971	0.5038
0.661	5.777 e-02	2.131 e-02	0.369	0.728
0.696	8.308 e-02	9.378 e-03	0.113	0.897
0.731	0.1170	2.308 e-03	0.0197	0.9804
0.765	0.1618	0	0	1.00







CHAPITTE : 6

Les courbes de Déclin et Scenarios

1 Introduction et historique :

L'analyse de déclin de production (PA) est considérée comme un complément de l'analyse transitoire de pression (PTA). Elle est plus applicable dans le cas où l'historique de pression et de production sont disponibles. C'est le cas des jauges permanentes de mesure au fond de puits qui contiennent des données utilisables par les deux techniques d'analyse.

Cette dernière est commencée en 1920 sur une base purement empirique, et comme un outil financier. Il n'y avait aucun fond technique à ces relations, l'objectif était de trouver la bonne fonction de déclin qui est adaptable avec l'historique de production et pourraient évaluer le revenu économique à l'avenir.

Dans les années 40, la formulation du déclin exponentiel, hyperbolique et harmonique, en supposant une pression constante le long de l'historique, a été publiée (Arps, 1945). C'était toujours partiellement empirique, mais quelques paramètres pourraient être mesurés en utilisant des analyses spécifiques.

Dans les années 60 est venue la première série des courbes-type en supposant toujours que la pression est constante. Les courbes-type de Fetkovich ont combiné deux familles des courbes : une pour la période transitoire et une autre pour l'effet aux limites.

Dix ans après, Carter a généralisé cette méthode pour le cas du gaz. D'autres courbes-type ont été publiées plus tard pour tenir compte encore d'autres configurations complexes comprenant les réservoirs stratifiés et fracturés. Ceci a été fait en parallèle au travail théorique effectué dans PTA. À ce stade la méthodologie était équivalente au procédé standard dans la PTA vers la fin des années 70.

2- 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 diagnostic; il est utilisé pour un gisement, pour un puits ou groupes des puits.

Type curve analysis

L'introduction de la méthode dite « type curve » par Fetkovitch en 1980 qui a établi des équations unifiées pour la solution généralisée et qui ont pour avantage de prendre en plus l'hétérogénéité du réservoir, le changement de la mobilité et l'aspect multicouche du réservoir .[4]

Dans le cas des gisements qui ont des multidrains et pas de crossflow (pas de contact entre les couches qui est le cas de Hassi Messaoud), l'estimation des réserves présente une difficulté énorme.

La valeur de b peut nous indiquer l'architecture du notre réservoir, des valeurs entre 0 et 0.5 correspond à des réservoirs homogènes avec un seul drain et pour des réservoirs hétérogènes avec multidrains on trouve des valeurs entre 0.5 et 1. [3]

3- Types de courbes de déclin :

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

- Déclin exponentiel.
- Déclin hyperbolique.
- Déclin harmonique

3-a) Les équations de déclin :

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

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = Kq^n \dots\dots\dots(V.1)$$

Où :

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

t : temps, [jour], mois ou année

K : constance

n : exposant.

Le déclin de débit de l'équation (V.1) peut être constant ou variable en fonction de temps

a-1 déclin exponentiel (ou déclin constant) :

Dans ce type l'exposant n=0.

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = K = -\frac{\ln\left(\frac{q_t}{q_i}\right)}{t} \dots\dots\dots(V.4)$$

Avec :

k : constante,

q_i : débit de production initial,

q_t : débit de production au temps t.

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

$$D = -\frac{1}{q} * \frac{dq}{dt} \Rightarrow \int_0^t D dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q}$$

donc : $q = q_i e^{-Dt} \dots\dots\dots(V-5)$

$$Np = \int_0^t q dt = \int_0^t q_i * e^{-Dt} = \frac{q_i - q_i e^{-Dt}}{D}$$

$$Np = \frac{q_i - q}{D} \dots\dots\dots(V-6)$$

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

$$D' = \frac{\Delta q}{q_i} \dots\dots\dots(V.7)$$

Où : Δq : c'est la variation de débit dans la première année.

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

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

a-2 déclin hyperbolique :

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = Kq^n \quad (0 < n < 1) \dots\dots\dots(V.8)$$

Avec :

$$K = \frac{D_i}{q_i^n}$$

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

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

$$\Rightarrow \int_0^t \frac{D_i}{q_i^n} dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q^{n+1}}$$

$$\Rightarrow \frac{D_i}{q_i^n} * t = \frac{1}{n} * (q^{-n} - q_i^{-n})$$

en fin :

$$q_t = q_i (1 + n D_i)^{-1/n} \dots\dots\dots (V.9)$$

$$Npc = \frac{q_i^n (q_i^{1-n} - q_t^{1-n})}{(1-n) D_i} \dots\dots\dots (V.10)$$

Avec :

D_i : déclin initial de débit.

a-3 déclin harmonique :

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = Kq \text{ , pour } n=1 \dots\dots\dots (V.11)$$

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

$$D = \frac{D_i}{q_i} q = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$$

$$\Rightarrow \int_0^t \frac{D_i}{q_i} dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q^2}$$

$$\Rightarrow \frac{D_i}{q_i} t = \frac{1}{q} - \frac{1}{q_i}$$

donc : $q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)} \dots\dots\dots (V-12)$

$$Npc = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q_t} \dots\dots\dots (V.13)$$

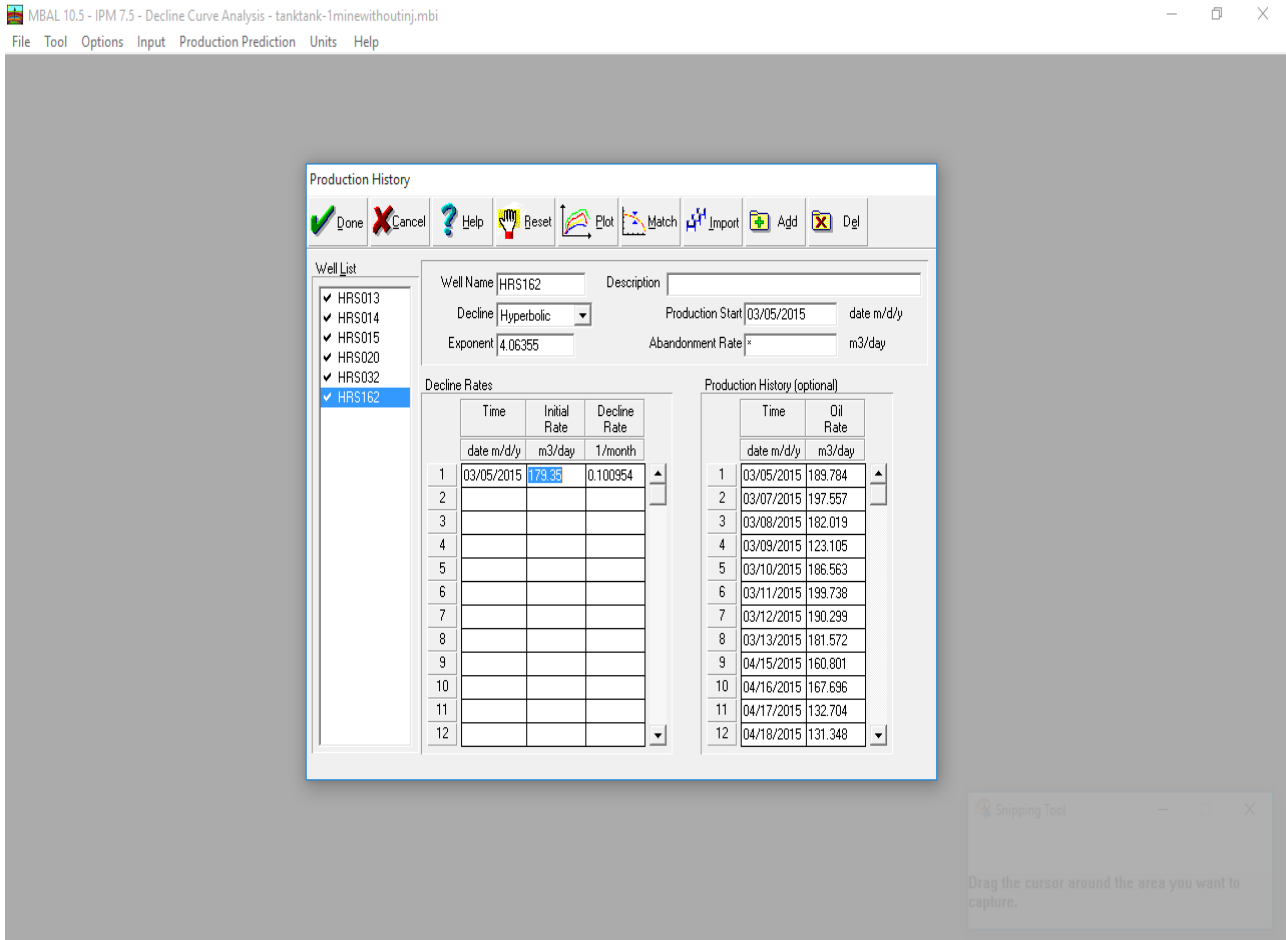
Remarque :

Le déclin exponentiel et harmonique est des cas particuliers de déclin hyperbolique.

5 -Partie Calcul :

Nous allons essayer en utilisons le logiciel de simulation MBAL à créer les courbes de déclin de puit étudié (Declin Curves), et ôter le modèle qui nous convient (à partir de l'historique de la production) Ensuite on construit les modèles de prévisions.

- On insère l'historique de production dans le logiciel (il est préférable d'utiliser des dates sans arrêt de production dans le puit).

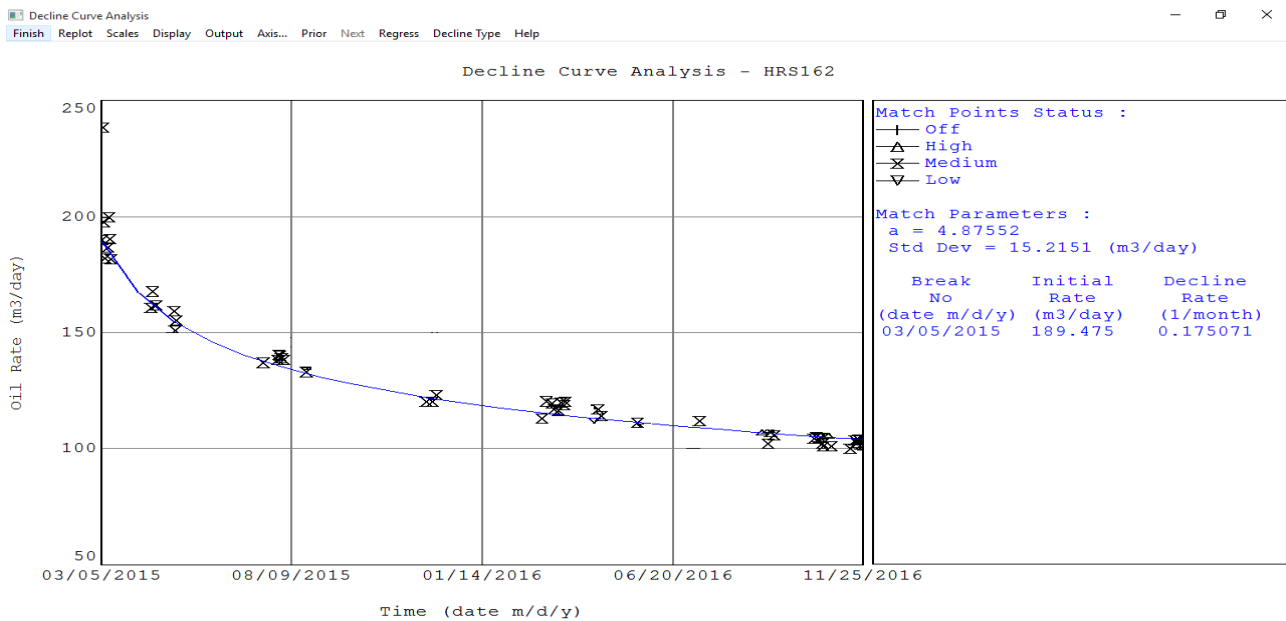


Le tableau d'historique de Production de puit HRS162

La loi hyperbolique

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

Nous avons fixé comme débit initial $q_i = 189.784$ m3/day et en fixant la période de 05/03/2015 à 25/11/2016 (sans arrêt de production).



Les résultats de puit HRS162 par la loi hyperbolique

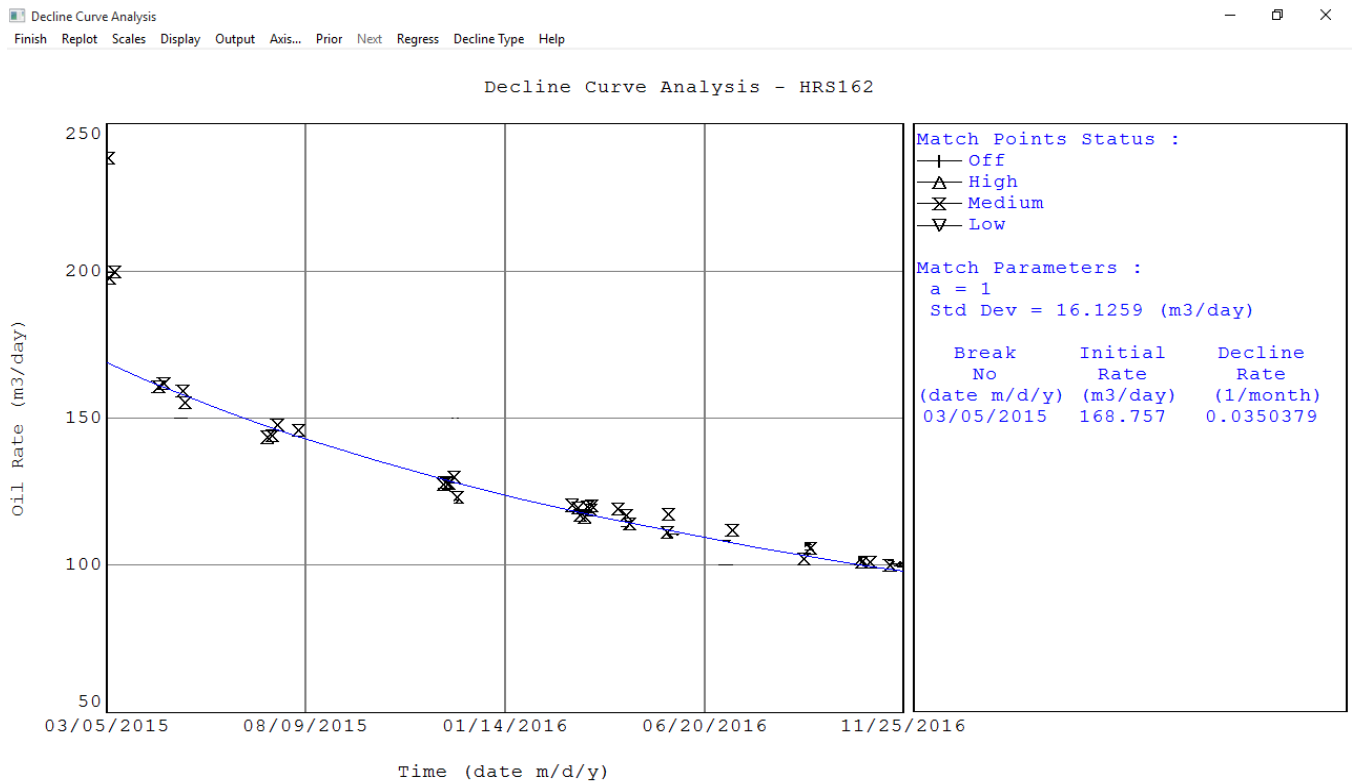
Match Parameters

A	Intial Rate (m ³ /day)	Standard Deviation (m ³ /day)	Decline Rate (1/month)
4.87552	189.475	15.2151	0.175071

La loi harmonique :

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$$

Le débit initial $q_i = 189.784$ m3/day et en fixant la période de 05/03/2015 à 25/11/2016 (sans arrêt de production).



Les résultats de puit HRS162 par la loi harmonique

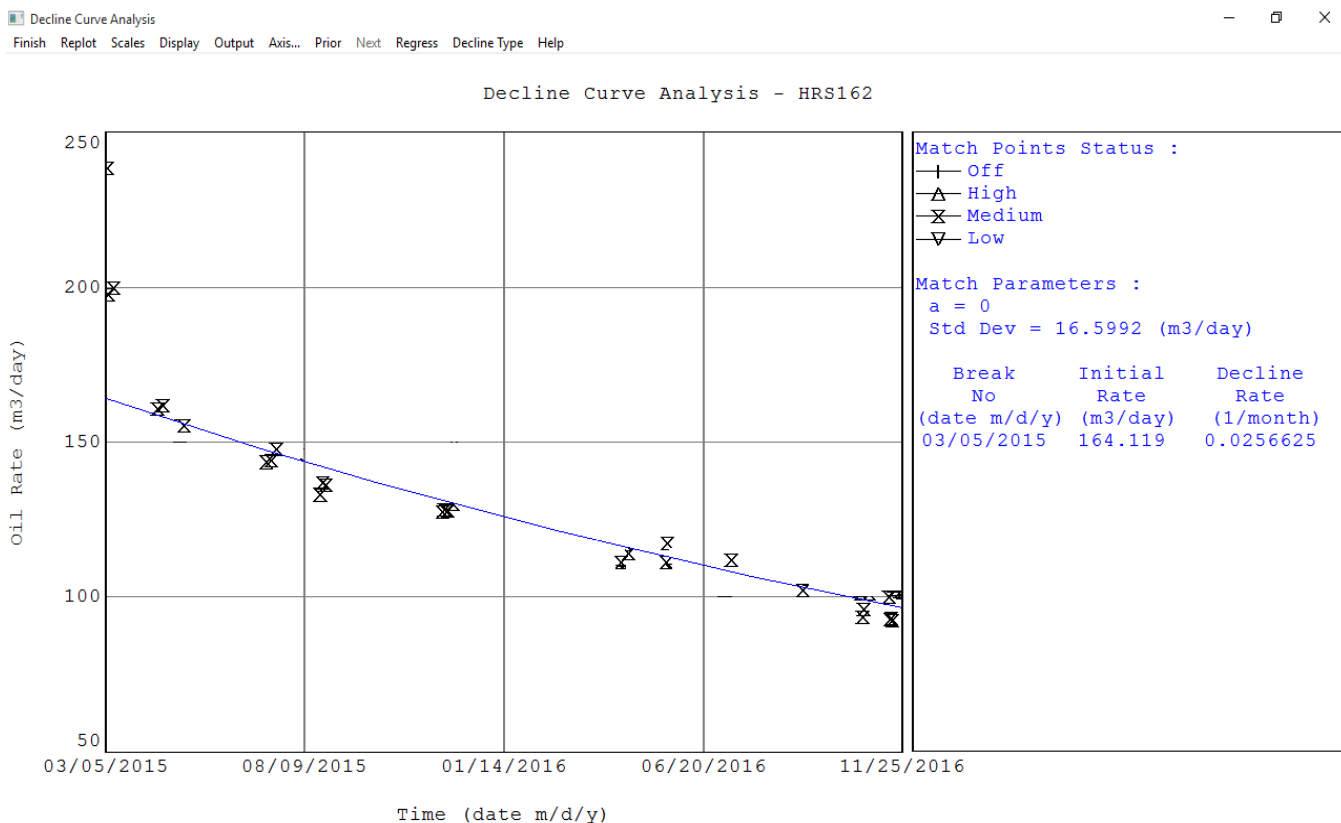
Match Parameters

A	Intial Rate (m ³ /day)	Standard Deviation (m ³ /day)	Decline Rate (1/month)
1	168.757	16.1259	0.0350379

La loi exponentielle :

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

Le débit initial $q_i = 189.784$ m3/day et en fixant la période de 05/03/2015 à 25/11/2016 (sans arrêt de production).



Les résultats de puit HRS162 par la loi exponentielle

Match Parameters

A	Intial Rate (m³/day)	Standard Deviation (m³/day)	Decline Rate (1/month)
0	164.119	16.5992	0.0256625

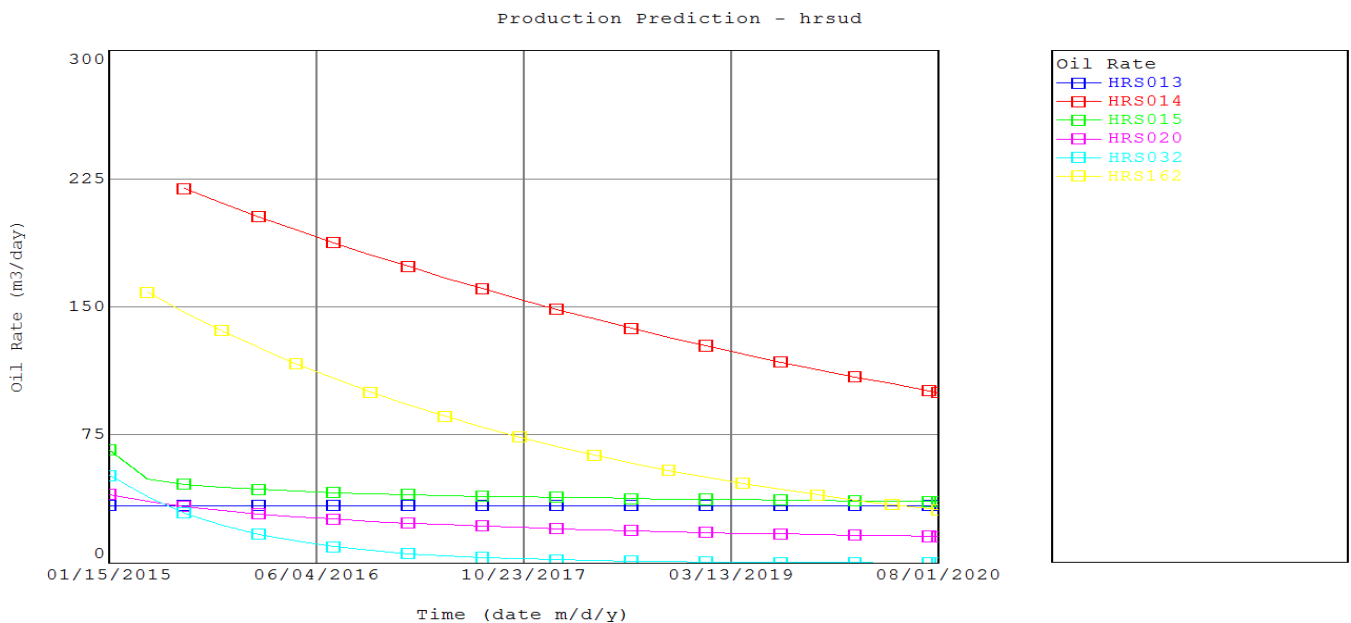
Remarque :

D'après les courbes obtenus par le logiciel MBAL ont choisis l'équation empirique de type hyperbolique pour établir les prévisions de débit de production des puits au future.

6- Les courbes de prévisions :

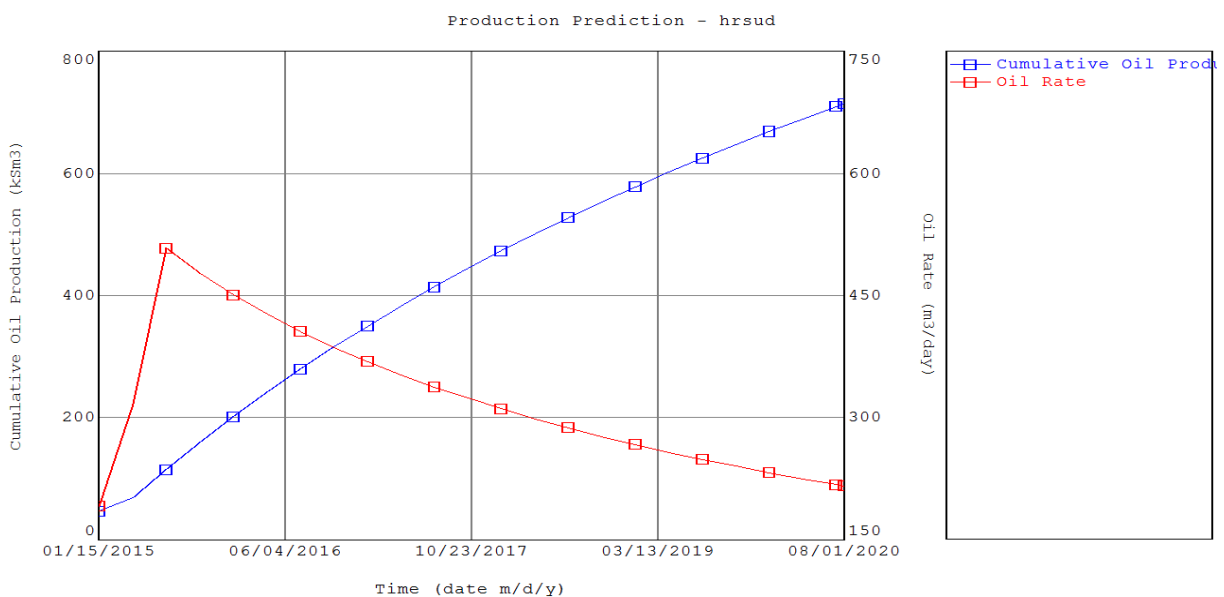
On remplit l'historique de production de tous les puits étudiés (HRS162, HRS013, HRS014, HRS015, HRS020, HRS032) dans le logiciel et on tente à faire une prévision au cas où ces puits n'avaient pas une stimulation au période de 24 mois au-delà de la date actuelle.

Les résultats sont exprimés dans les graphes ci-dessus :



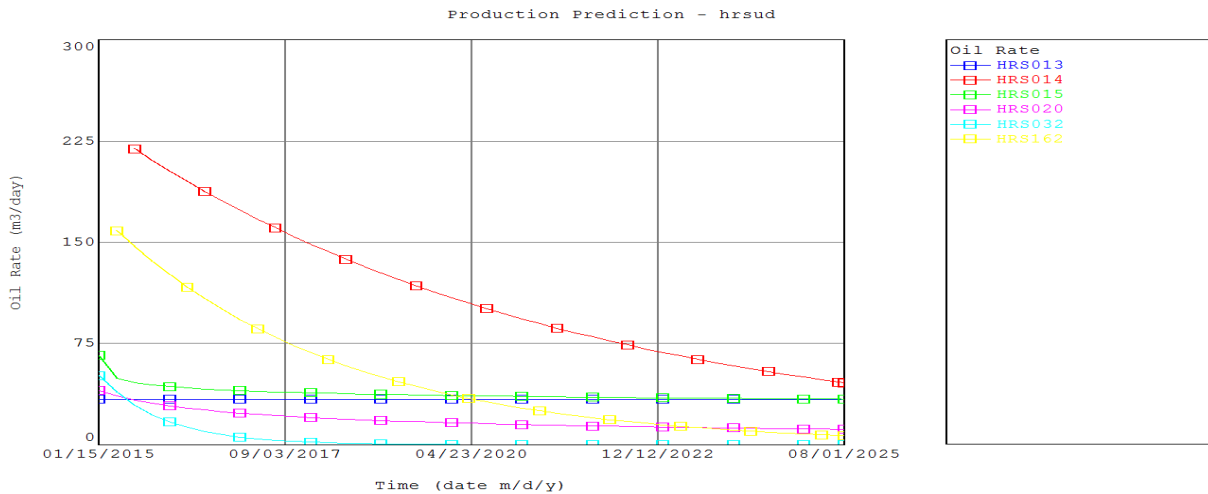
Les courbes de déclin de différents puits Jusqu'au 2020

En assemblant les débits des puits on obtient le débit global de bloc, et on obtient le graphe ci-dessus qui présente le débit global et la quantité d'huile cumulée par rapport au temps :

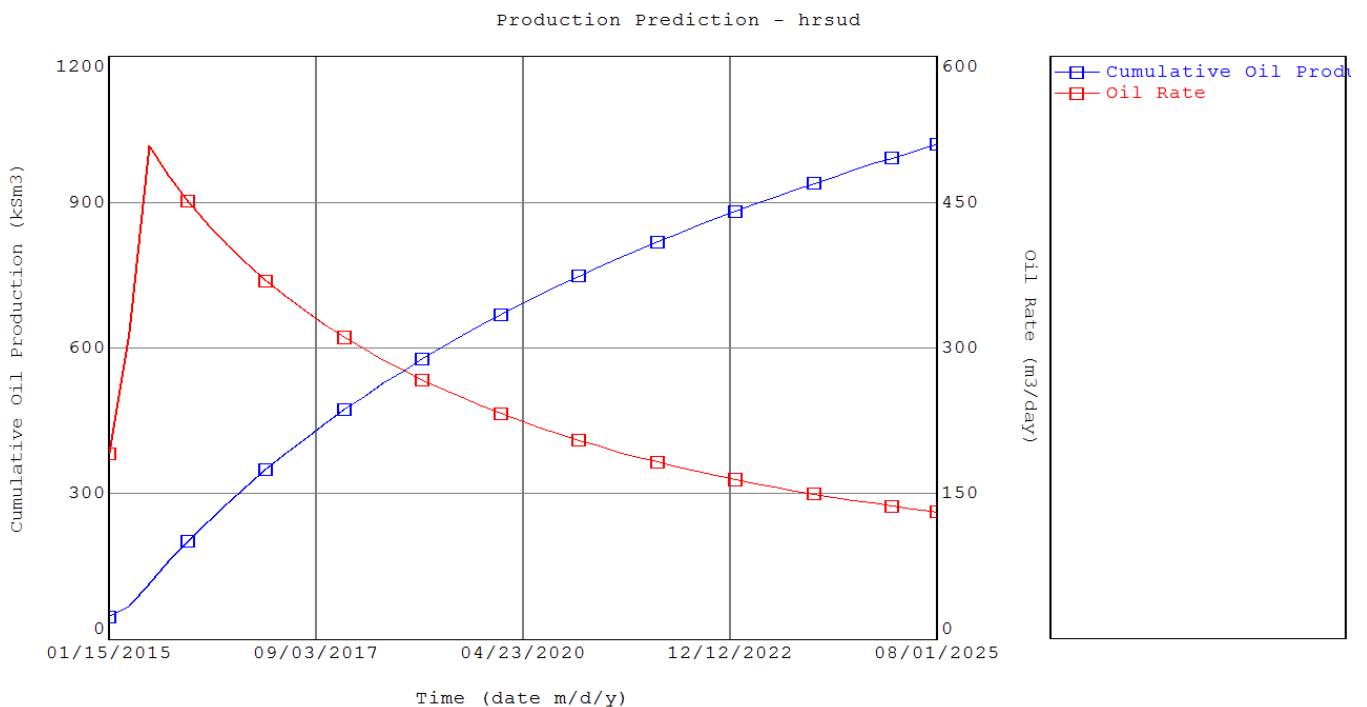


Le débit global et la production cumulé Jusqu'au 2020

On peut aussi créer les courbes de déclin de l'ensemble des puits et du bloc en une grande période de temps (jusqu'au 2025) pour avoir une idée aux prévisions de production au long terme, les résultats sont présentés au figure suivant :



Les courbes de déclin de différents puits jusqu'au 2025



Le débit global et la production cumulé par rapport au temps jusqu'au 2025

Conclusion :

D'après les résultats obtenus, nous pouvons constater qu'il aura une chute brusque de la production dans le futur proche (le débit au 2025 est un tiers de débit au 2015) avec les conditions actuelles et ce qui nous amène à penser d'utiliser d'autres méthodes 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 débits 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 de la rentabilité de ces scénarios.

7- Prévision et scénarios:

Tout en se basant sur le modèle étudié, le programme (MBAL) peut faire des prévisions à une date ou une période dans le futur sur la production.

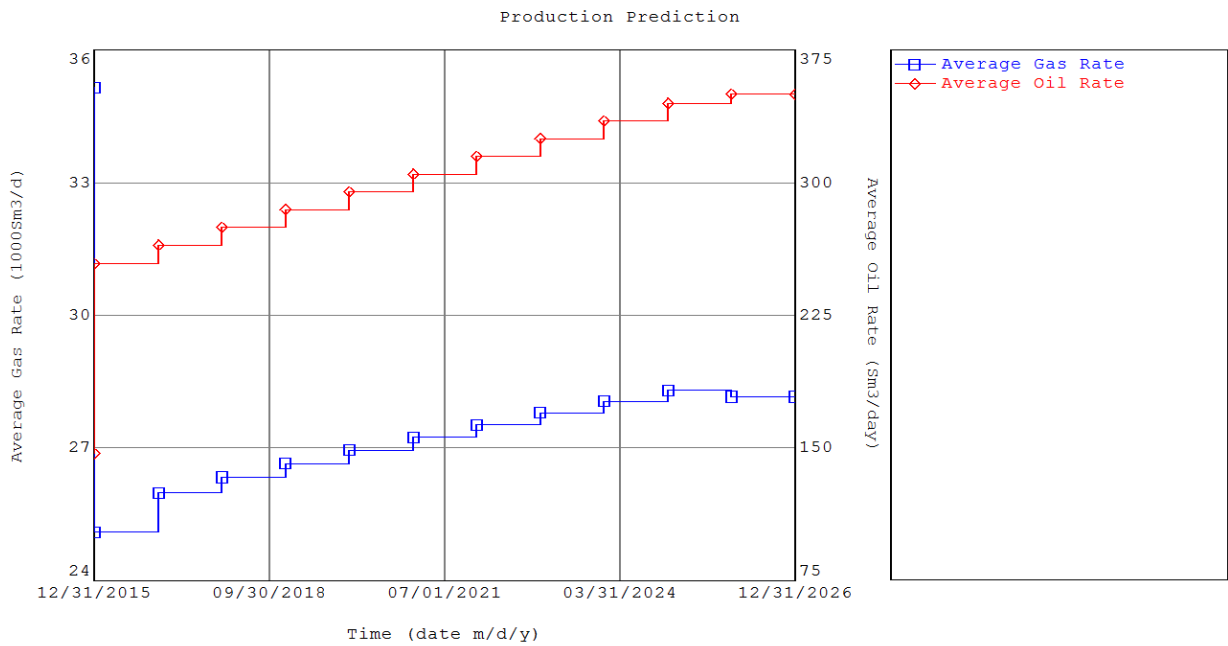
Cette prévision est faite en faisant les hypothèses suivantes

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

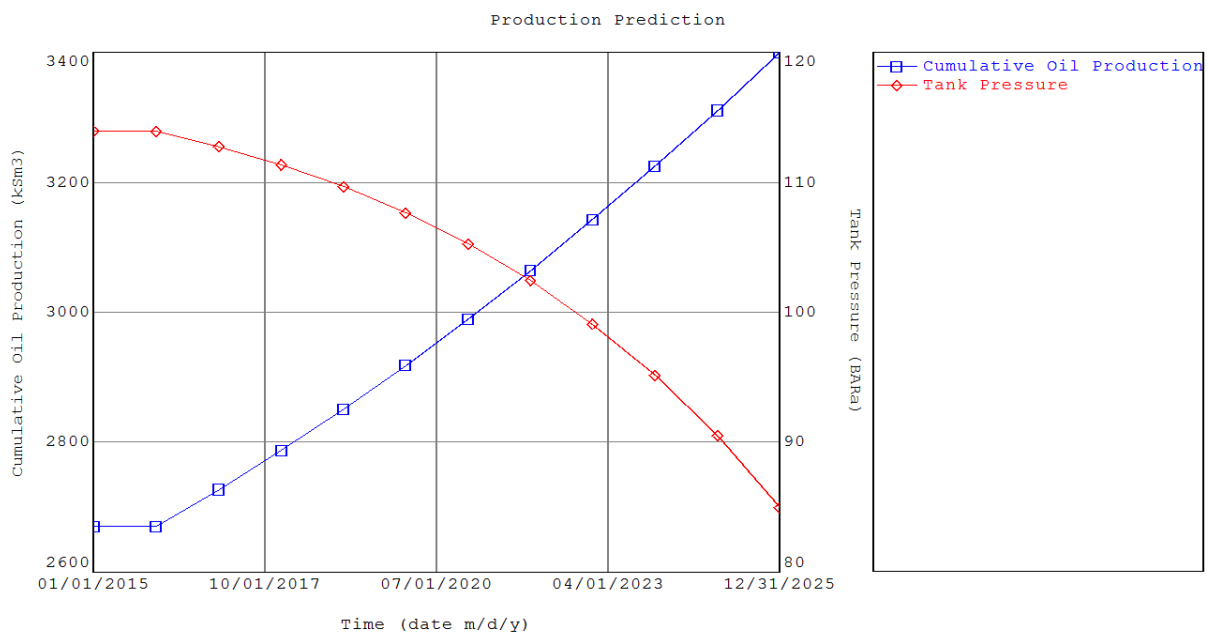
8- Etat actuelle (depletion naturelle) :

En faisant un scénario dans le cas où on va garder une production constante avec un débit de : 250/300/350 (m^3/d) et un GOR moyen de 120 m^3/m^3 , et voir le comportement du gisement dans la période allant de : 01/01/2016 à 31/12/2025.

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

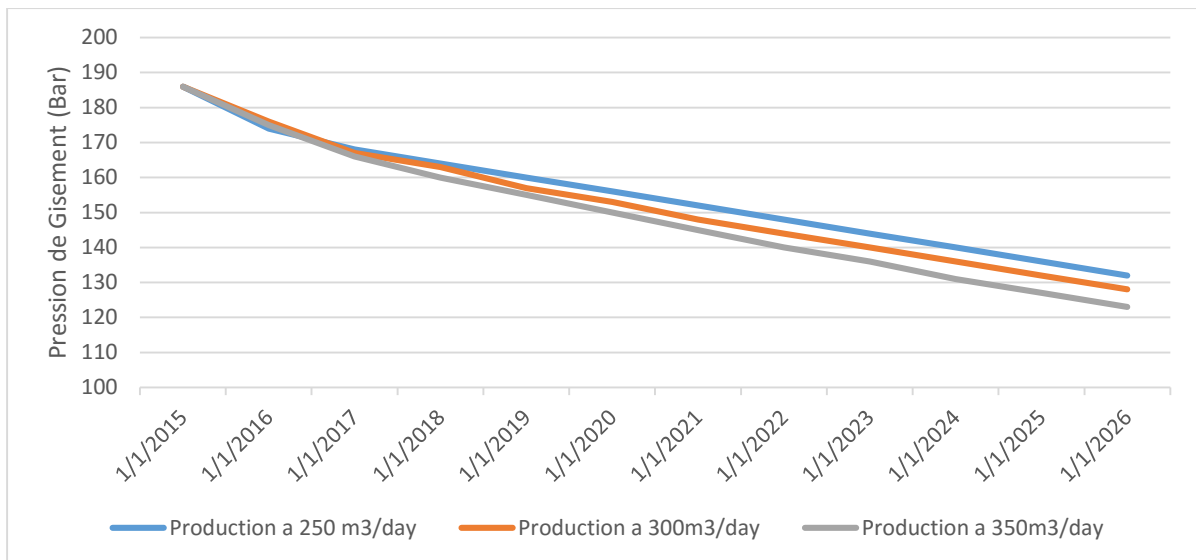


Prévision de l'évolution des débits dans la période allant de : 31/12/2015 à 31/12/2026.

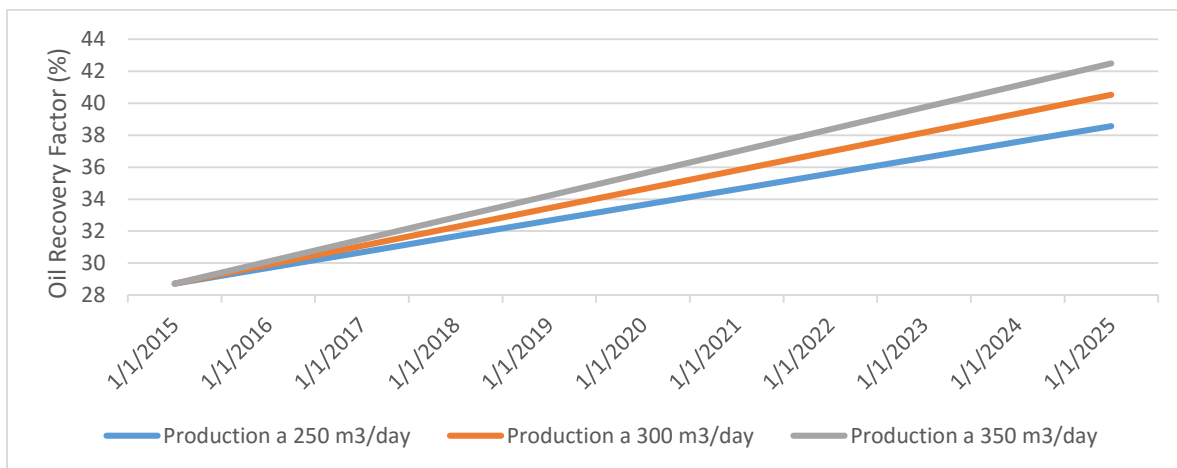


Prévision de l'évolution de la pression et la production cum débit dans la période allant de :
31/12/2015 à 31/12/2025.

b- Ensuite, en fixant les débits de production à : 200/230/250 m³/d successivement, On obtient :



Prévision de l'évolution de la pression du gisement dans la période allant de : 01/01/2015 à 01/01/2026.



Prévision de l'évolution du facteur de récupération dans la période allant de : 01/01/2015 à 01/01/2026.

On remarque que la pression de réservoir se diminue brusquement dans la période étudiée (120 Bar), Ce qui nous pousse à penser à d'autres méthodes de récupération non seulement par la déplétion naturelle mais aussi par injection d'eau ou injection de gaz

Avant de commencer la simulation en mode prévision, il faut définir certaines contraintes relatives à la production nécessaire au fonctionnement des puits actuels et des puits convertis injecteurs à travers les différents scénarios. Ces contraintes sont résumées dans la pression minimale de fond ou de tête qui permet au puits de produire naturellement et les débits requis pour achever la production totale du réservoir, tout en assurant l'acheminement du brut vers le centre de séparation

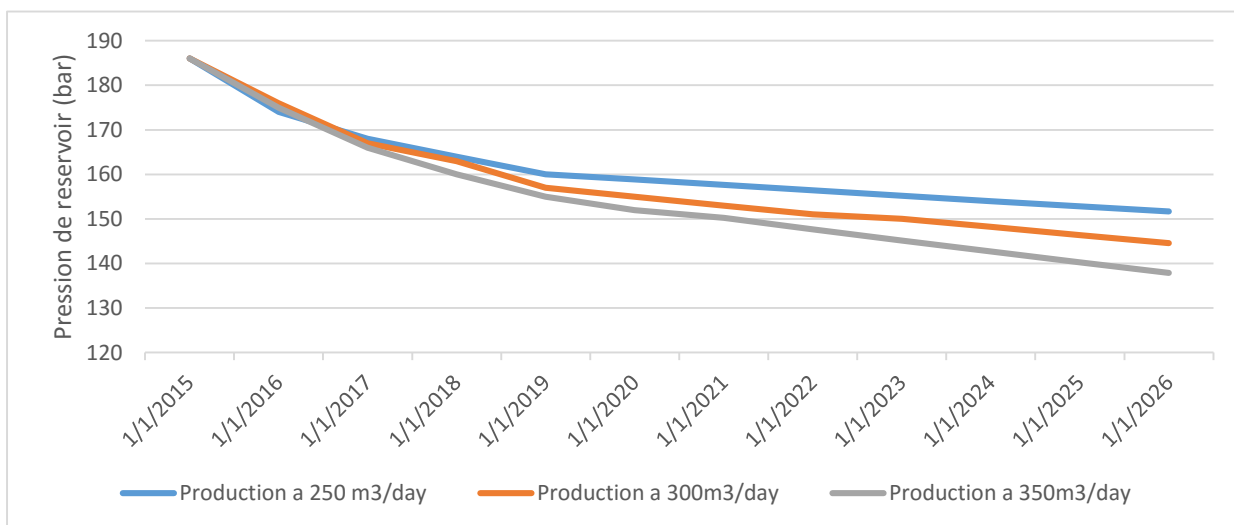
9- Injection d'eaux et de gaz :

A- Injection d'eau

En faisant des scénarios d'injections avec des débits de : 500 et 300 m³/Day et des débits de production : tiré par les lois de déclin et fixés à : 250-300-350 m³/Day.

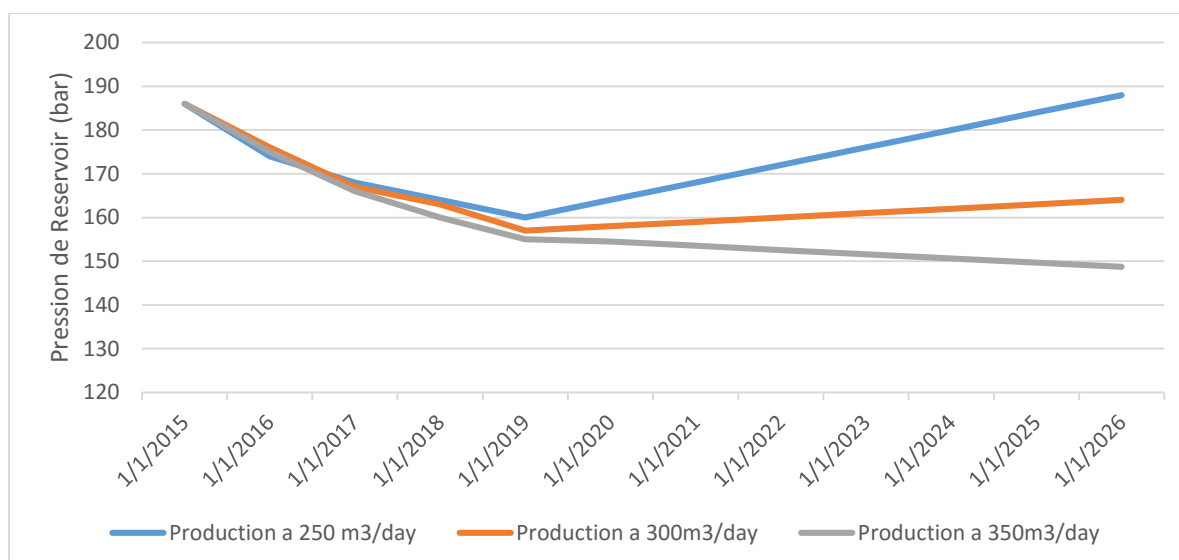
On commence l'injection au début de 2019 :

Scénario #1 (avec un débit d'injection de 300 m³/Day) :



Scénario avec un débit d'injection de 300 m³/jour.

Scénario #2 (avec un débit d'injection de 500 m³/Day) :



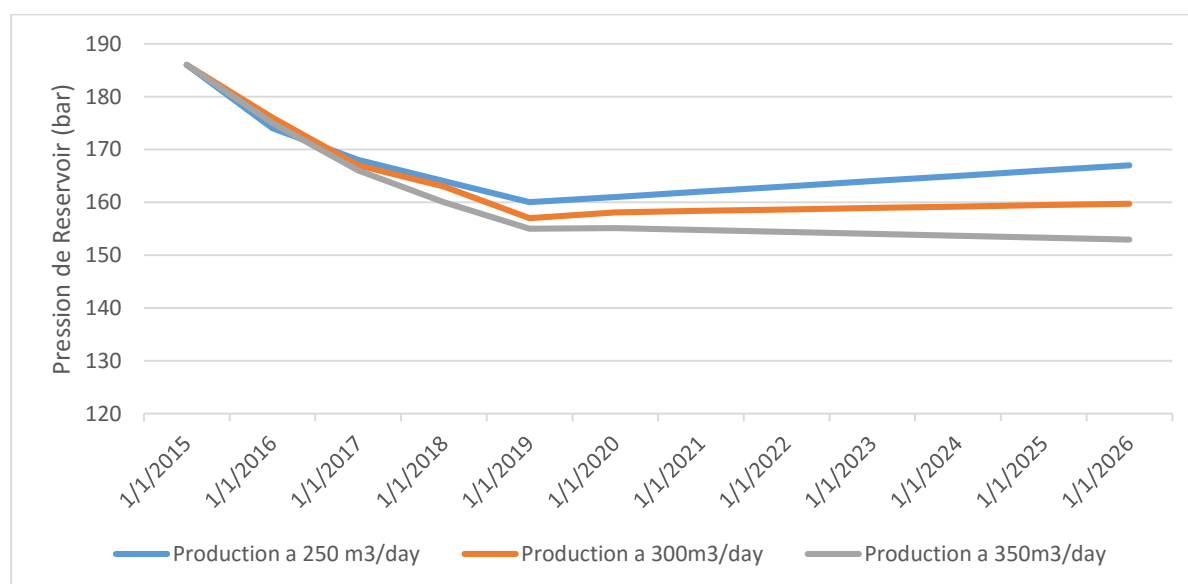
Scénario avec un débit d'injection de 500 m³/jour.

B-Injection de Gaz :

En faisant des scénarios d'injections avec des débits de : 80, 100 et 120 Km³/Day et des débits de production : tiré par les lois de déclin et fixés à : 250, 300 et 350 m³/Day.

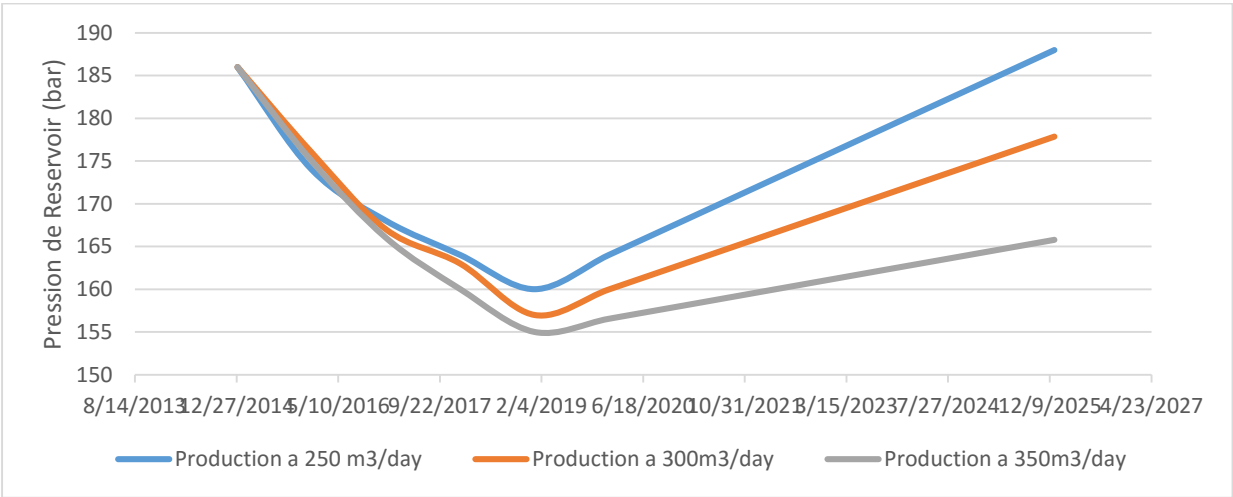
Le début d'injection sera le 01/01/2019 :

Scénario #1 (avec un débit d'injection de 80 km³/Day) :



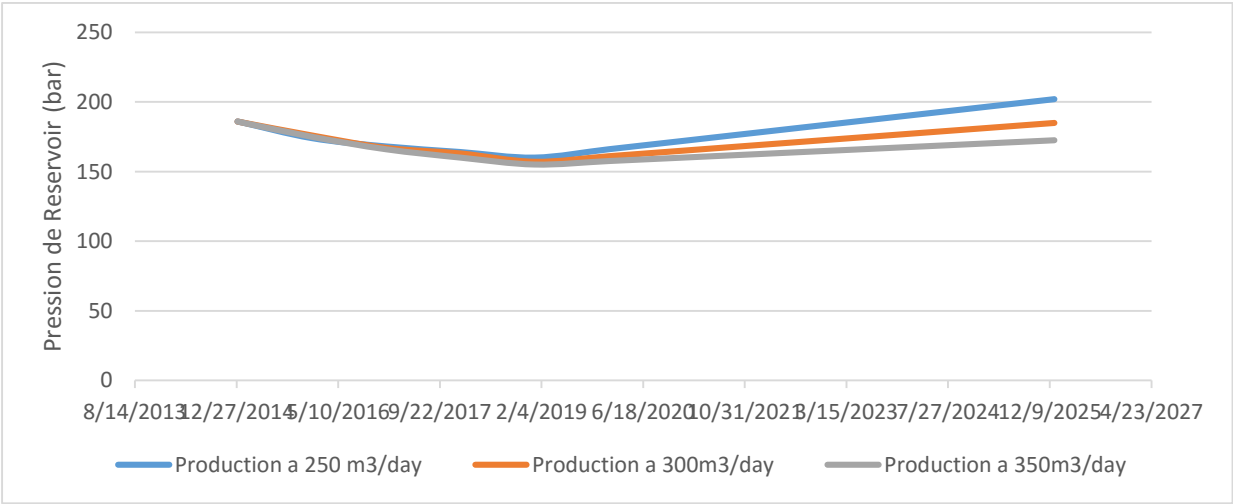
Scénario avec un débit d'injection de 80 Km³/jour.

Scénario #2 (avec un débit d’injection de 100 km³/Day) :



Scénario avec un débit d’injection de 100 Km3/jour

Scénario #3 (avec un débit d’injection de 120 km³/Day) :



Scénario avec un débit d’injection de 120 Km3/jour.

Tableau VI.4 : Les pressions de fond de réservoir par rapport au scénarios étudiée en bar

Les débits (m³/Day)	PFS (2015)	PFS (2019)	PFS(2025)
Etat Actuel			
250	186	160	136

300	186	157	132
350	186	155	127
<i>Injection d'eau (300 m³/Day)</i>			
250	186	160	153
300	186	157	146
350	186	155	140
<i>Injection d'eau (500 m³/Day)</i>			
250	186	160	184
300	186	157	167
350	186	155	155
<i>Injection de Gaz (80 Km³/Day)</i>			
250	186	160	167
300	186	157	160
350	186	155	153
<i>Injection de Gaz (100 Km³/Day)</i>			
250	186	160	188
300	186	157	178
350	186	155	166
<i>Injection de Gaz (120 Km³/Day)</i>			
250	186	160	202
300	186	157	185
350	186	155	173

Conclusion :

L'étude faite sur le bloc montre l'existence d'un potentiel important en réserves dynamiques (à l'ordre de 19.05 millions) avec un taux de récupération de 29 %.

D'autre part, le choix de 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.

Les résultats trouvés semblent incontestables et très satisfaisants notamment avec l'injection. En comparant les cinq configurations d'injection avec la déplétion naturelle du gisement, la production est augmentée à un point économiquement rentable.

Le choix entre les différents scénarios d'injection est relatif aux moyens économiques du champ et à l'objectif de maintien le plateau de production sur la plus longue période d'exploitation.

CHAPITRE : 7

Approche économique

1- Objective d'étude:

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

- Depletion naturelle.
- Injection d'eau (300m³/day, 500m³/day)
- Injection de gaz. (80 km³/day, 100 km³/day et 120 km³/Day)

Et de sortir avec un choix optimum d'exploitation.

2- Données :

✱ Les prix de vente :

Gaz sec (GN) = 72.375 \$/Mm³

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

✱ Coût de forage d'un puits = 2000000 \$

✱ Coût de la complétion = 500000 \$

✱ Coût de revient d'un m³ injecté de gaz = 0.00184 \$

* Cout de revient d'un m³ d'eau = 4.22

3- Partie Calcul :

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

Tableau VII.1

SCENARIO	HUILE PRODUIT (BBL)	GAZ PRODUIT (M ³)	CUMULE DE GAZ INJECTE (M ³)	CUMULE D'EAU INJECTE (M ³)	NOMBRE DES Puits INJECTEURS
DEPLETION NATURELLE	7564260	146467200	-	-	-
INJECTION D'EAU A 300 M ³ /DAY	7564260	146467200	-	1204500	10
INJECTION D'EAU A 500 M ³ /DAY	7564260	146467200	-	2007500	10

INJECTION DE GAZ A 80 KM ³ /D AY	7564260	467667200	321200000	-	4
INJECTION DE GAZ A 100 KM ³ /DAY	7564260	547967200	401500000	-	5
INJECTION DE GAZ A 120 KM ³ /DAY	7564260	628267200	481800000	-	6

Tableau VII.2 :

Nombre de puits producteurs : 5 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>Depletion Naturelle</i>	-	-	5082990	6298089.6
<i>Injection d'eau a 300 m³/Day</i>	4000000	5082990	5082990	6298089.6
<i>Injection d'eau a 500 m³/Day</i>	4000000	8471650	5082990	6298089.6

<i>Injection de gaz a 80 km³/Day</i>	2500000	591008	5082990	20109690
<i>Injection de gaz a 100 km³/Day</i>	2500000	738760	5082990	23562590
<i>Injection de gaz a 120 km³/Day</i>	2500000	886512	5082990	27015490

Tableau VII.3 :

<i>Scénario</i>	<i>Recette (\$)</i>	<i>Dépenses (\$)</i>	<i>Gains (\$)</i>
<i>Déplétion naturelle</i>	11381080	0	11381080
<i>Injection d'eau a 300 m³/Day</i>	11381080	9082990	2298090
<i>Injection d'eau a 500 m³/Day</i>	11381080	12471650	-1090570
<i>Injection de Gaz a 80 Km³/Day</i>	25192680	13091008	12101672
<i>Injection de Gaz a 100 Km³/Day</i>	28645580	16238760	12406820

Injection de Gaz a
120 Km3/Day

32098480

19386512

12711968

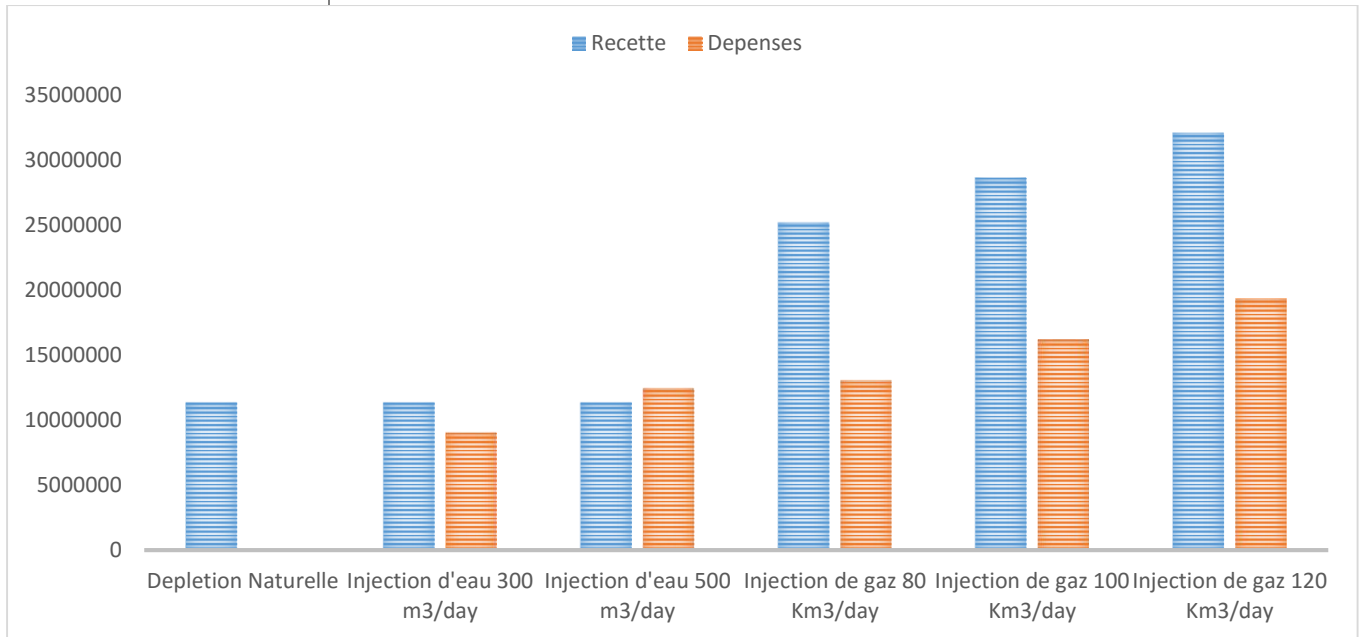


Figure VII.1 : Recette et Dépenses des Scénarios

Conclusion :

A partir de l'étude économique comparative entre les trois modes de récupération, on conclut que la récupération assistée par injection de gaz est plus bénéfique que celle par déplétion naturelle ou par l'injection d'eau.

Conclusion :

L'étude entreprise dans le cadre de développement de champs de Hassi R'mel Sud « Niveau A » nous a mené à déduire la modélisation et l'établissement du futur comportement du bloc selon l'analyse des résultats analytiques et numériques obtenus au bout de ce travail, qui nous a permis de conclure les points suivants.

Le gisement étudié possède des réserves importantes.

1- Calcul par la méthode volumétrique déterministe :

- 23.04 million m3 pour l'huile.
- 59.072 milliard m3 pour gaz.

2- Calcul par méthode volumétrique probabiliste (Monte Carlo) :

- $23.81326 \times 10^6 \text{ m}^3$ pour l'huile dans le niveau A.
- $61.026 \times 10^9 \text{ m}^3$ pour le gaz dans le niveau A.

3- Calcul par la méthode Bilan Matière :

- 19.05 million m³ des réserves en huile.

La production actuelle cumulé est de 5.6 million m³, elle est produite par déplétion naturelle (sous l'effet d'un aquifère actif et un chapeau de gaz).

La chute de pression moyenne de gisement est de l'ordre de 100 bar durant la période de production, qui a commencé au 1991, l'analyse des indices de drainage montre que l'énergie principale contribuant au drainage a évolué par le temps, le gaz dissous à influencer le balayage au premières années car la pression a été inférieure a la pression de bulle, la période entre 1994 et 2003 est marqué par la contribution de gaz cap drive au drainage, de 2003, jusqu'à 2016 l'indice de drainage de water drive atteint un taux de 80% et a été le plus dominant dans le système de drainage.

L'analyse des courbes de déclin montre que la moitié des puits actuellement actifs seront closes dès que atteint la fin de 2025.

On a fait des prévisions des pressions calculées pour des débits constants au futur et on a trouvé que l'injection de gaz est le plus souhaitable pour que la pression ne diminue pas brusquement. Car en déplétion naturelle la pression de gisement diminue jusqu'au 120 bar mais sous injection de gaz a un débit de 100 km³/Day la pression s'arrête 178 bar a un débit journalier de 300 m³/Day.

Après une approche économique des scénarios de développement proposés on constate que l'injection de gaz devrait apporter des bons résultats.

Bibliographie

[1] – Techniques d'exploitation pétrolière : « le gisement
» "R.Cossé"
Editions tecnip.

[2] L.E.Doublet & T.J.Mccollum « Decline curve analysis using type curve-analysis of oil well production data using material balance time » SPE paper 28688 ,October 1995

[3]: Ahmed Tarek (2010), "Analysis of Decline and Type Curves" [Reservoir Engineering; Fourth Edition; p:1235-1263] Elsevier, USA.

[4]:Fetkovich, M.J. « Decline Curve analysis Using Type Curves » JPT (june 1980) 1065-1077

[5]: Blasingame, T.A., McCray, T.C. and Lee, W.J.: « Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable Flow rate Systems », paper SPE 21513 presented at the 1991 SPE Gas Technology Symposium, Houston, TX, January 23-24

[6] : Ahmed Tarek (2010), "Oil Recovery Mechanisms and the Material Balance Equation" [Reservoir Engineering; Fourth Edition; p:733-809] Elsevier, USA.

[7] – Enspm- formation industrie « écoulement polyphasique »

[8] – Enspm – formation industrie « régime de drainage »

[9] – Enspm – formation industrie en réservoir engineering « pétro physique »

" jean-Marie Luijkx "

Hassi R'mel juin 2000

[10] – Petroleum engineering Handbook for practicing engineer vol1.

" M.A.MIAN "

[11] – thèse présentée à : L'U.F.R. des sciences et techniques de l'université de

France.

COMTE, par : " AICHA HAMEL".

[12] – cours de production « Récupération assistée » tome 6, " M.LATIL "

La phase la plus importante dans l'exploitation pétrolière est l'étude du réservoir, Elle donne une image complète sur le gisement d'hydrocarbures. L'étude de ce dernier, fait appel à des techniques d'analyse de comportement pour une meilleure acquisition des données afin de construire un modèle de réservoir, d'optimiser la récupération des hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique donnée et d'établir un projet de développement du champ.

L'étude de comportement de réservoir pendant la durée de vie du champ est progressivement devenue une technique étayée sur les bases scientifiques, afin d'en tirer les informations d'exploitation future optimale du gisement. A côté des analyses basées sur des méthodes géologiques et géophysiques, il existe des méthodes analytiques et des modélisations numériques basées sur la résolution numérique des équations qui gouverne les écoulements des fluides et l'étude dynamique de bilan matière.

Parmi ces gisements On a le gisement de Hassi R'mel Sud, qui est un gisement d'huile surmonté d'un gaz cap. Ce gisement se trouve au sud du grand champ de gaz à condensât Hassi R'mel.

L'exploitation de ce gisement a commencé en 1991, par l'intermédiaire de 3 puits HRS008, HRS013 et HR162, pour atteindre 7 puits en 1994 ; qui sont tous reliés au centre de traitement d'huile CTHSud.

La production d'huile se fait à partir de trias "A", qui a une faible hauteur utile, avec une quantité huile en place de l'ordre de 19 million stm^3 . Vue les conséquences néfastes sur l'exploitation future de gisement de Hassi R'mel Sud, une étude de développement du gisement s'impose. Notre présente étude consiste à :

- Estimer les réserves en place dans le champ par des méthodes volumétriques et la méthode bilan matière.
- Analyser des indices de drainage afin de déterminer le taux de participation de chaque mécanisme de drainage dans la récupération d'huile.
- Déterminer les performances du réservoir en utilisant les différentes Méthodes (analytiques, empirique et semi empirique)
- Calculer les prévisions futures du champ afin de déterminer la durée de vie de ce dernier et les performances de gisement.

Et en fin on termine notre étude par une approche économique comparative entre le mode de récupération par déplétion naturelle et le mode de récupération par injection du gaz ou injection d'eau.

Généralités :

En 1936, SHILTIUS était l'un des premiers à formuler et appliquer la méthode de bilan matière. Parmi les suppositions bien connues utilisées dans cette méthode, la possibilité de l'huile de se volatiliser est ignorée. Adressé cette limitation, En 1974 COOK et AL introduisaient une méthode numérique des différences finies pour l'huile volatile. Plus tard, en 1995 ; WALSH a développé une équation de bilan matière généralisée basée sur un modèle simple du réservoir.

Dans le but d'augmenter la récupération de l'huile ; une énergie artificielle a été introduite tel que l'injection d'eau qui est le processus le plus largement appliqué.

En 1941, LEVERETT a présenté le concept de débit fractionnaire, et en 1942, avec BUCKLEY qui a présenté l'équation de déplacement frontale qui forme la base de la prédiction des performances du déplacement linéaire. Leur solution décrit le déplacement de deux fluides non miscibles dans un système linéaire à l'équilibre, En 1952, WELDGE a étendu le travail de BUCKLEY et LEVERETT pour dériver, une méthode simplifiée pour prédire la performance du déplacement frontale.

1-Objectifs de l'évaluation des réserves :

La production des ressources de pétrole traite les interprétations qui ont un degré important d'incertitude. L'évaluation des réserves est le processus de prévoir la production des puits existants et d'employer ces prévisions en combinaison avec des données économiques pour estimer la valeur monétaire. Cette valeur peut être employée pour décider de développer un réservoir, acheter ou vendre un champ, ou attirer l'investissement à une compagnie ou afin de faire des comparaisons entre les projets, les propriétés et les compagnies, les évaluations de la valeur d'une utilité actuelle et future de production d'un système. Le système de classification est employé pour classer l'incertitude par catégorie des prévisions de production. D'une façon générale le résultat désiré de l'évaluation est la valeur nette (NPV) du projet, de la propriété, ou de la compagnie.

Le processus d'effectuer une évaluation des réserves nécessite l'application d'un ensemble de règles cohérentes croisant plusieurs disciplines. Les éléments principaux d'une évaluation des réserves incluent :

1. Evaluation des réserves en place.
2. Génération des prévisions de production.
3. Catégorisation de risque et désignation de statut courant de production.
4. Sommaire d'intérêts et des fardeaux
5. Évaluation de futurs frais financiers.
6. Evaluation des frais d'exploitation fixes et variables.
7. Génération du cash-flow et d'autres paramètres économiques tels que le taux de rentabilité.

2- Utilité de l'évaluation des réserves :

Les deux paramètres les plus utiles d'une évaluation des réserves sont la valeur nette et les prévisions de production employés pour estimer une valeur nette actuelle. Ces deux évaluations peuvent être employées par différentes manières selon le but et l'information exigée.

Le tableau suivant donne des exemples sur les parties qui ont un intérêt pour l'évaluation des réserves :

Partie	Prévision de production et des réserves	Réserves et valeur nette actuelle
Comptables		Création des rapports, des essais de plafond et des calculs financiers d'épuisement
Banques/sociétés de prêt		Acte comme base pour des prêts garantis
Institutions financières et investisseurs		Évaluer les performances d'une compagnie
Gouvernements	Prise des décisions politiques pour le développement des ressources	
Investisseurs	Baser sur l'information de producteur pour déterminer l'offre et la demande	
Compagnies de transport et des pipelines	Planification pour l'évaluation de la capacité de canalisation	
Producteurs	➤ Prise des décisions de développement ➤ Attribution du futur capital ➤ Evaluation des dimensions des équipements	➤ Détermination de la valeur marchande d'une compagnie ➤ Prendre des décisions d'investissement

Tableau I.1.Utilité de l'évaluation des réserves.

3- Classification des réserves : [01]

Le volume d'huile ou du gaz dans un réservoir peut être divisé en deux catégories : réserve et ressource. Les réserves se rapportent à la quantité du fluide dont l'existence est confirmée. Ils sont économiquement récupérables avec la technologie courante. Les ressources se rapportent à la quantité du fluide qui existe dans un réservoir mais dont une partie n'est pas exploitable ou commercialement récupérable. Le volume classifié comme une réserve peut être contenu dans le volume de ressource. D'autres classifications divisent ces volumes en se basant sur leur certitude d'existence :

a. Prouvé (1P) :

Ce sont les quantités du pétrole, qu'on peut estimer avec une certitude raisonnable qu'elles sont commercialement récupérables, cela en utilisant l'analyse des données de la géoscience et les moyens technologiques adéquates à partir d'une date indiquée en avant, des données des réservoirs connus et dans des conditions économiques de fonctionnement et selon des règlements définis de gouvernement. Si des méthodes déterministes sont employées, la certitude raisonnable de limite est prévue pour exprimer un degré élevé de confiance que les quantités seront récupérées. Si des méthodes probabilistes sont employées, il devrait avoir au moins une probabilité 90% que les quantités réellement récupérées égaleront ou excéderont l'évaluation 1p.

b. Probable (2P) :

Ce sont les réserves additionnelles que l'analyse des données de géoscience et de technologie indiquent qu'elles sont moins loin d'être récupérés par rapport aux réserves prouvées mais plus sûrs d'être récupérés que les réserves possibles. Dans ce contexte, quand des méthodes probabilistes sont employées, il devrait y avoir au moins une probabilité 50% que les quantités réelles récupérées égaleront ou excéderont l'évaluation 2p.

c. Possible (3p)

Ce sont les réserves additionnelles que l'analyse des données de géoscience et de technologie suggèrent sont loin d'être récupérables que les réserves probables. Toutes les quantités récupérées du projet ont une basse probabilité pour excéder la somme des 3 classes des réserves. Dans ce contexte, quand des méthodes probabilistes sont employées, il devrait y avoir au moins une probabilité 10% que les quantités réelles récupérées égaleront ou excéderont l'évaluation 3p.

3.1 Classification des volumes d'hydrocarbures selon SPE et WPC : [02]

Les définitions proposées en 1996 par ces deux organisations réunies ne révèlent pas de différences majeures par rapport aux définitions courantes, considérées comme les standards les plus recommandés dans l'industrie pétrolière.

Volumes prouvés :

Ces volumes incluent :

- 1- Ceux contenus dans le périmètre des puits forés et définies par le contact des fluides.

2- Ceux contenus dans les zones non encore forées et jugées comme raisonnablement existantes. Elles peuvent être subdivisées en :

1. Volumes prouvés développés :

Volumes susceptibles d'être récupérés à partir des forages existants, y compris, ceux situés derrière le cuvelage.

Ils sont considérés comme développés seulement après installation des équipements nécessaires ou à condition que les coûts d'installation soient relativement réduits.

2. Volumes prouvés développés en production :

Volumes pouvant être récupérés à partir d'intervalles complétés ouverts et en production au moment de l'estimation.

3. Volumes prouvés développés, non en production :

Ce sont les volumes susceptibles d'être produits par les formations situées en dessous du fond de certains puits ou derrière le cuvelage, après modification de la complétion de certain puits.

4. Volumes prouvés non développés :

Ce sont les volumes susceptibles d'être récupérés ou produits dans les zones non encore forées, par approfondissement des forages existants.

Des dépenses relativement importantes sont nécessaires pour compléter un puits existant où installer des équipements de production et de transport.

Volumes non prouvés :

Ils sont décelés au moyen des données géologiques et techniques favorables dans des conditions économiques différentes de celles prévalant au moment de l'estimation. Ils se subdivisent en deux catégories : **probables** et **possibles**.

1. Volumes probables :

Ils sont estimés avec une probabilité moyenne, donc, avec une certitude moindre que les volumes prouvés sur la base des résultats d'analyses géologiques et techniques.

2. Volumes possibles :

Ils sont estimés avec une certitude moindre que les volumes probables, sur la base d'analyses des données géologiques et techniques.

3.3 Classification des volumes d'hydrocarbures en Algérie (Décret du 11/07/88) :(Journal Officiel 1988)

Arrêté du 11 juillet 1988 relatif à l'inventaire périodique des volumes nationaux d'hydrocarbure liquide et gazeux.

Le ministre de l'énergie et des industries chimiques et pétrochimiques :

- Vu la constitution et notamment ses articles 111 et 152 :
- Vu la loi n° 84-16 du 30 juin 1984 relative au domaine national et notamment ses articles 5 et 28 :
- Vu la loi n° 86-14 du 19 août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation des hydrocarbures notamment son article 14 :
- Vu le décret n° 87-135 du 20 juin 1987 relatif l'inventaire des biens du domaine national et notamment son article 53 :

Article 1 : En application de l'article 14 de la loi n°86.14 du 19 août 1986 susvisé toute personne morale exerçant des activités d'exploitation d'hydrocarbures est tenue de procéder à un inventaire des volumes contenus dans le périmètre.

Article 2 : L'inventaire des réserves d'hydrocarbures sera effectué annuellement. Il devra être actualisé tout moment en cas de modification importante au niveau de ces volumes par suite de l'acquisition nouvelles données géologiques, techniques ou structurales et avant la mise en œuvre de tout programme de développement pouvant avoir un impact significatif sur le niveau ou le taux de récupération des volumes.

Article 3 : Pour l'estimation et la classification des volumes d'hydrocarbures, il est institué la nomenclature nationale décrite aux articles quatre à huit ci-après.

Article 4 : Volumes en place

Ce sont les volumes estimés à une date donnée, de qualité commerciale, susceptibles d'être contenues dans les gisements d'hydrocarbures.

Ces volumes doivent être exprimés dans les conditions standards usuelles de quinze degrés centigrades et un bar de pression.

Article 5 : les volumes en places sont classés en volumes prouvées, probables et possibles en fonction du niveau de précision de leur délimitation.

Article 6 : Volumes prouvées

Ce sont les volumes mis en évidence avec une certitude raisonnable. Au moyen de forages productifs et à l'aide de données géologiques et d'études de réservoir. Ces réserves incluent :

- Celles contenues dans le périmètre des puits forés.
- Celles contenues dans les zones non encore forées et comprises entre les puits forés et les contours des contacts des fluides, considérées comme raisonnablement existantes. En l'absence de données sur les contacts de fluides, la dernière limite reconnue des fluides sera prise en compte.

Les volumes prouvés se subdivisent elles-mêmes en réserves récupérables et en réserves non récupérables. Conformément aux définitions suivantes :

Volumes récupérables :

Ce sont les volumes prouvés susceptibles d'être extraites commercialement des réservoirs d'hydrocarbures, à partir d'une date donnée, dans les conditions économiques existantes, par l'utilisation de méthodes d'exploitations éprouvées et dans le respect de la législation nationale en vigueur.

Dans la catégorie des réserves récupérables, on distinguera les réserves développées et non développées.

1. Volumes développés :

Ce sont ceux qui sont récupérables au moyen de puits et d'installation existants ou en cours de réalisation. Ainsi que par les moyens et méthodes mis en œuvre en matière de récupération.

2. Les volumes non développés :

Ce sont ceux qui sont récupérables au moyen de forage complémentaire, de décomplétions de puits existants sur de nouveaux horizons ou de futures installations de récupération améliorée.

Volumes non récupérables :

Ce sont ceux dont l'exploitation est jugée non rentable dans les conditions économiques existantes.

Article 7 : Volumes probables

Les volumes probables sont connus avec une moindre certitude que les volumes prouvés.

Ils sont décelés sur la base de données géologique et technique favorables, toutefois, l'absence de tests directs ne permet pas leur classification comme réserves prouvés.

Article 8 : Volumes possibles

Ce sont ceux estimés à partir de résultats de travaux de prospection dans les zones favorables à la présence d'hydrocarbures ou, à partir d'extrapolations de volumes probables sur la base de données structurales ou géophysiques.

Article 9 : Le calcul des volumes sera effectué à l'aide de la méthode volumétrique et contrôlé par d'autres méthodes si la disponibilité des données le permet.

Article 10 : Un état accompagné de l'ensemble des documents justificatifs sera adressé annuellement pour approbation au ministre chargé des hydrocarbures.

Cet état détaillera pour chaque réservoir conformément à la nomenclature nationale :

- Les volumes en place à l'origine.
- Les volumes récupérables à l'origine.
- La production cumulée à la date de l'estimation.
- Les volumes restants à récupérer à la même date.
- Les conditions économiques prises en considération et les programmes de développement correspondant.

A- APERCUE GEOLOGIQUE SUR LE CHAMP :

1-Généralité sur Hassi R'mel sud :

Ce secteur est situé au sud de la structure principale de Hassi R'mel et au sud de Djebel Bissa.

En 1971, le puits HRS001 a été foré sur une structure définie par la sismique de réflexion comme un anticlinal allongé suivant une direction SE-NW, de dimension 24*10 Km et affecté par un réseau de failles important. Actuellement, le secteur est reconnu par le forage d'une vingtaine de puits ayant mis en évidence un réservoir d'huile surmonté d'un gas-cap, 7 puits ont traversé le gaz uniquement. C'est le niveau gréseux « A » avec pour $K_{moy} = 400$ à

450 md et $\phi_{moy} = 13$ à 14%.

Les puits HRS012 et HR094 sont complétés et servent de puits d'observation et de suivi pour cette partie gaz. Depuis Août 1990, 06 puits ayant traversé l'huile dans le niveau « A » sont en exploitation dans ce secteur : ils constituent le CTH sud.

Une autre accumulation d'huile se trouve plus bas que le niveau « A » dans les intercalation argilo gréseuses ($K_{moy} = 10$ à 100 md et $\phi_{moy} = 12$ à 14%) de la SERIE INFERIEURE (dépôts éruptifs) constituée d'Andésite et d'argile gréseuse .HRS07 est complété dans la série inférieure. Les contacts inter fluides ont été rencontrés à des cotes différentes selon les « blocs » composant 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 variait entre 305 et 310 kgf/cm² pour le niveau « A ». Par contre dans le « blocs Est », ces contacts ont été identifiés aux cotes absolues -1501.00m et 1506.50m au droit de HRS018 et HRS006.

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 l'ouaghat. Cette structure est comprise entre les coordonnées (LSA) Lambert sud algérien suivantes :

X : 535000 – 555000 m

Y : 205000 – 225000 m

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 Tiglhemt 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 d'Oued Mya au Sud par le bassin d'Ahnet et Mouydir.

Stratigraphie :

La série stratigraphique du champ de Hassi R'mel n'est pas complète, elle est marquée par l'absence des termes de paléozoïque supérieur et une grande partie du Cénozoïque, cette série est composée du bas en haut par :

Paléozoïque (250m)**Cambrien :**

Il est représenté par des grès-quarzitiques et des quartzites blancs, fins à moyens à ciment siliceux à nombreux feuillets d'argiles vertes micacées. Les Tigillites sont rares et stratifications obliques. Ces grès sont surmontés par zone des alternances (argile/ grès) qui marque le passage du Cambrien à l'Ordovicien.

Ordovicien :

Il est présent pratiquement dans la partie Ouest du champ, Il est entièrement détritique, constitue du bas en haut par :

Les argile d'El Gassi, les grès d'El Atchane , les grès de Hamra, les grès de Ouargla, les argiles d'Azzel, les grès de Oued Serat, les argiles micro conglomératique et la dalle de M'Kratta.

Silurien :

C'est un faciès argilo gréseux, il n'a été rencontré qu'à l'Ouest du champ.

Dévonien :

Il est présent uniquement sous le Moscovien, il est essentiellement argileux.

Carbonifère :

Il est présent seulement dans la partie Nord-occidentale du champ (Bordj Nili), il n'est représenté que par le Moscovien qui forme un biseau discordant sur les séries sous-jacentes. Il est constitué de grès sombre, fin à moyen à la base et de calcaire fossilifère au sommet.

Méso Cénozoïque (2200m) :

Trias : Epaisseur moyenne 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.

Jurassique :

Epaisseur moyenne 1100m :

Ce système est limité à la base par le niveau repère dolomitique D2, et il débute au Lias par des dépôts lagunaires devenant progressivement marins francs au Dogger et Malm, il comprend trois ensembles lithologiques distincts :

a-Lias : Cet ensemble est formé de quatre séries sédimentaires.

Le salifère (S3) est constitué de sel massif avec des passées d'argiles plastiques et un banc dolomitique qui est le repère D1. La limite inférieure du salifère S1 est marquée par des argiles brun rouge.

- Le salifère (S2) est constitué d'argiles salifères brun rouge, à passées d'anhydrites et de marnes grises.
- Le Lias anhydritique (S1) est constitué d'anhydrites massives avec des passées d'argiles et marnes, parfois dolomitiques.
- Le Lias carbonaté est formé de marnes grises, brunes ou vertes, pâteuses avec de passées de calcaires blancs argileux et d'argile brun rouge.

b- Dogger: Il est représenté à sa base par des calcaires oolithiques avec passées de dolomie microcristalline, d'argiles siliceuses et anhydrite. Il passe ensuite à des grès rosâtre, fins à moyens à ciment siliceux présentant des intercalations d'argile plastique légèrement dolomitique.

c- Malm : Il est essentiellement détritique au centre du champ, y est présenté par des argiles brunes chocolat parfois vertes, des grès friables beiges et des calcaires cristallins gris brun et argiles dolomitiques grises. Cet étage est riche en fossiles (Gastéropodes & Echinodermes)

Crétacé :

a- Néocomien: Il est formé par une alternance d'argile plastique grise à gris noir pyriteuse par endroits, dolomitique et de grès gris à gris verdâtre à ciment souvent argilo dolomitique.

b- Barrémien : Il est totalement absent au nord, il est formé d'une succession de grès fins à grossiers à ciment argileux ou carbonaté et d'argile plastique sableuse versicolore.

c- Aptien: Il est caractérisé par des marnes gréseuses et des passées de grès argileux au sud, devient dolomitique beige ou lie de vin et des sables roses ou rouge vers le nord avec des inclusions de gypse.

d- Albien : Il est entièrement gréseux, se subdivise en une série de grès fin rouge et ou beige à ciment argilo dolomitique admettant des intercalations d'argile versicolore et une série de grès sable rose mal cimenté et mal classé devenant plus argileux et gypseux vers la base.

e- Cénomanién : Il est constitué de dolomie cristalline ou microcristalline blanche ou beige parfois vacuolaire à intercalation d'argile versicolore et calcaire dolomitique

f- Turonien : C'est une série de dolomie cristalline blanche à beige fissuré par endroits.

g- Sénonien: Il est composé de calcaire dolomitique blanc ou beige et de dolomie cristalline fissurée admettant une passée de calcaire marneux. A sa base apparaissent quelques ms de dolomie fissurée.

Cénozoïque :**a. miopliocene :**

Série argilo sableuse discordante sur les formations adjacentes, elle se trouve surtout à l'ouest et au nord du champ.

b. Plio quaternaire :

Il se constitue d'une croûte calcaire épaisse (10m), connue sous le nom HAMMADIEN, elle se trouve uniquement au NO.

CHAMP DE HASSI R'MEL

COUPE STRATIGRAPHIQUE SYNTHETIQUE

Syst	EP moy	ETAGES		STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE
CRETACE	100	MIO-PLIOCENE <i>Disconcordance Alpine</i>			Crôte calcaire et série argilo-gréseuse
	40	SENONIEN			Calcaire à silex
	40	TURONIEN			Dolomie vacuolaire
	100	CENOMANIEN			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
JURASSIQUE	600	MALM			Carbonates grès et argile
	220	DOGGER	ARGILEUX		Calcaire dolomitique et argile.
			LAGUNAIRE		Calcaire dolomitique et argile.
	610	LIAS	MARNEUX		Marnes et calcaire.
			CARBONATE		Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite.
			ANHYSRITIQUE		Anhydrite massive à passées d'argile.
			SALIFERE I		Sel massif avec une passée dolomitique "D1"
			SALIFERE II & III		Sel à passées d'argile.
			15	ARGILEUX SUPERIEUR	
	200	TRIAS	ARGILEUX INFERIEUR		Sel massif et Argile brun-chocolat
ARGILO-GRÉSEUX			A		Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydrique, à intercalations d'argile brune.
			B		
			C		
30	SERIE INFERIEURE <i>Disconcordance Hercynienne</i>		Andésite, argile et passées de grès argileux.		
PALEOZOIQUE	22	DEVONIEN			Argile à passées de grès
	100	SILURIEN			Argile noire à graphites
	128	CAMBRO-ORDOVICIEN			Quartzite-Grès à grès quartzite, grès fin à moyen, gris-blanchâtre à lits d'argile Grès fin, argilo-bitumineux et brèches tectoniques Grands éléments de granite fracturé, rose, orange, ferrugineux.
SOCLE					

B - 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 compagne sismique 2D, reconfigurant le schéma structural, indiquent une zone tectonique, très complexe, caractérisée par un réseau de failles importantes. Les cartes structurales, établies au 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 : affecté 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.

1- Réservoir

Les champs de Hassi R'mel sud, comporte deux principaux réservoirs gréseux d'ages triasiques, dénommés A et la série inférieure, séparée entre eux par des argiles, ils reposent en discordances sur la surface hercynienne, la couverture est

Se 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 (5 à 10m), qui est inférieure à l'épaisseur des réservoirs.
- Faible épaisseur locale des niveaux argileux séparant les réservoirs.
- Fracturation plus ou moins développée

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 km², recouvrant pratiquement la totalité du champ, à l'exception de la zone sud ou est. Il est caractérisé par une perméabilité moyen de 270 md, une porosité moyenne de 15%, et une saturation en eau de l'ordre de 24%,.

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.

2-CONTEXTE GEOLOGIQUE :

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.

Les grès du réservoir A et la série détritique sommitale compacte A1 (une partie du sommet du A), représente par des grés salifères ou une zone silteuse constituant le TRIAS T2. le A1 présente d'importantes variations liées soit au changement de faciès , soit à des phénomènes diagénétique , par exemple des cimentations par du sel ou l'anhydrite .

Sur certain puits cette diagenèse peut affecter pratiquement l'ensemble des grés de T2, liée à la proximité des failles qui pourrait mettre le réservoir en contact avec la série évaporitique sus-jacent, on trouve ce phénomène même dans les cas des failles de faible rejet, étant donné la faible épaisseur entre le toit des grés et la série salifère sus-jacente S4.

L'intervalle compris entre le toit du T2 et le D2 correspond à l'argileux inférieur et le sel S4 de quelques mètres d'épaisseur ; la dolomie D2 est actuellement considérée comme représentant du toit du TRIAS. Les variations d'épaisseur de l'intervalle D2-T2 sont très importants dans le secteur de Hassi R'mel sud dont ils ont une liaison avec le jeu synsédimentaire (au cours de la sédimentation) de certaines failles, comme cela est reconnu dans tout le bassin triasique.

Ces épaisseurs varient entre 40 et 120 mètres d'après les planches qui existes d'où nous avons une forte réduction de sel S4 sur l'axe de la structure et le développement de l'argileux inférieur vers le Nord –Est ou les grés du T2 peuvent être réduits (HR-14) dans ce secteur. Ces grés sont absents ou seulement représenté par un niveau mince (HR-138).

Vers le sud-ouest les grés disparaissent totalement à Ae-2bis à environ 6 km de HST1, cette disparition correspond à un biseau régional du TRIAS gréseux. La planche 2 montre une

meilleure continuité des corrélations sur la coupe OEH1-HRS3 mais due au manque de données sur la lithologie.

3-RESUME GEOLOGIQUE 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.

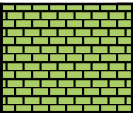
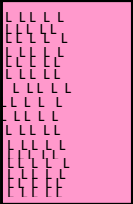
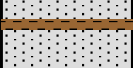
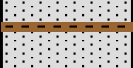
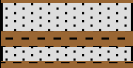
D2				Passées de dolomite et marne
T R I A S	Trias salifère	TS4		Sel Massif et fines Intercalations d'argile
	Trias argio - Grès eux			Argile indurée souvent brun chocolat
		Niveau A		Grès fins à moyens de stratification oblique
		17 m		à entrecroisée parfois silteux à anhydritique
				<u>salifère surtout vers sa partie sommitale</u>
		Série Inférieure		Roche éruptif plus ou moins <u>altéré</u>
		32 m		Zone d'Alternance de Grès fins à moyens souvent argilo-silteux et de passées d'argile silteuse .
				
				
				
				
				

Figure II.1 : TRIAS au champ de HASSI R'MEL Sud

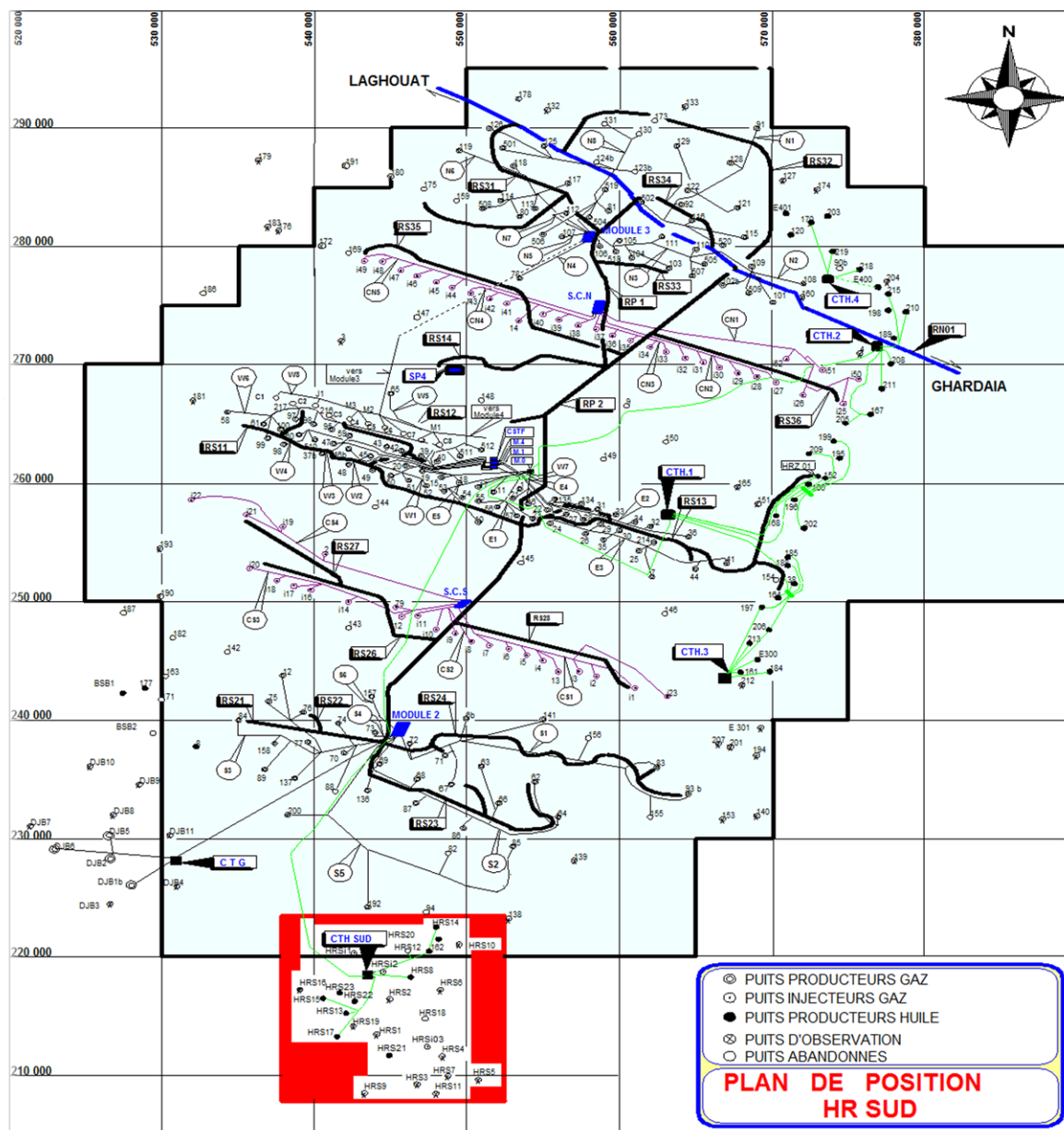


Figure II.2 : Plan de Position de Hassi R'mel Sud

Introduction :

La détermination des caractéristiques pétro physiques, 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- A partir de l'interprétation des diagraphies.
- 2- A partir des résultats des carottages.

Interprétation quantitative des paramètres du réservoir :

a) 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 Φ .
- La résistivité de l'eau de gisement.
- La cote du contact huile/eau.

1-la 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- Méthode du Gamma Ray :

Le Vsh est donné par la formule suivante :

$$Vsh = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots (Eq III-1)$$

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.

B- Méthode de résistivité :

On utilise la formule :

$$V_{sh} = \sqrt{\frac{R_{cl}}{R_T}} \dots\dots\dots (Eq III-2)$$

Avec :

R_{cl} : résistivité en face des argiles

R_T : résistivité de l'intervalle d'investigation.

2-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 :

$$\Phi = \frac{V_{prélierentréeux}}{V_{roche}} * 100 \% \dots\dots\dots (Eq III-4)$$

On détermine la porosité à partir des logs suivants :

A- Condensated Neutron log-CNL :

La valeur de la porosité est directement lue sur le log neutron. Dans l'intervalles ou l'argilo site est importante la valeur de la porosité est corrigée par la formule suivante :

$$\Phi_{nc} = \Phi_n - (\Phi_{nsh} - V_{sh}) \dots\dots\dots (Eq III-5)$$

Avec :

Φ_{nc} : porosité neutron corrigée.

Φ_n : porosité lue sur le log neutron.

Nash : porosité qui correspond au pic le plus argileux.

Vhs : pourcentage d'argile.

B- Formation densité Condensated « FDC » :

La porosité est donnée par :

$$\Phi_d = \frac{(\rho_{mat} - \rho_{lue})}{(\rho_{mat} - \rho_f)} \dots\dots (Eq III-6)$$

Avec : ρ_{mat} : densité de la matrice.

ρ_f : densité du fluide de forage.

ρ_{lue} : densité lue en face du banc.

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

$$\Phi_{dc} = \frac{[(\rho_{mat} - \rho_{lue})]}{[(\rho_{mat} - \rho_f)]} - \frac{[(\rho_{mat} - \rho_{lue})]}{[(\rho_{mat} - \rho_f)]} * V_{sh} \dots\dots (Eq III-7)$$

Avec :

V_{sh} : densité de argiles.

Φ_{dc} : porosité densité corrigée.

C- Bore hole Condensated (BHC):

La porosité est donnée par :

$$\Phi = \frac{\Delta t_{lue} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{ff} - \Delta t_{mat}} \dots\dots\dots (Eq III-8)$$

Où :

Δt_{mat} : temps parcouru dans la matrice.

Δt_{ff} : temps parcouru dans le fluide de forage.

D- la porosité effective :

$$\Phi = \frac{[(2 * \Phi_{nc} + 7 * \Phi_{dc})]}{9} \dots\dots\dots (\text{Eq III-9})$$

Ou :

Φ_{nc} : porosité neutron corrigée.

Φ_{dc} : porosité densité corrigée.

Φ_{eff} : porosité effective.

3-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 :

$$S_w = \sqrt{\frac{F * R_w}{R_t}} \quad , \quad F = \frac{a}{\phi_{eff}^m}$$

Ce qui donne

$$S_w = \sqrt{\frac{a}{\phi_{eff}^m} * \frac{R_w}{R_t}} \dots\dots\dots (\text{Eq III-10})$$

Avec :

a : coefficient empirique égale à 0.62

m : facteur de cimentation égale à 2.15.

R_t : résistivité de la zone non envahie.

R_w : résistivité de l'eau de formation.

Donc la relation devient :

$$S_w = \sqrt{\frac{0.62}{\Phi^{2.15}} * \frac{R_w}{R_T}} \quad \dots\dots\dots (\text{Eq III-11})$$

4-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.

Détermination des caractéristiques pétro physiques 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 :

$$K_{moy} = \frac{\sum_i^n K_i h_i}{\sum_i^n h_i} \quad ; \quad \Phi_{moy} = \frac{\sum_i^n \Phi_i h_i}{\sum_i^n h_i} \quad ; \quad S_{wmoy} = \frac{\sum_i^n \Phi_i S_{wi} h_i}{\sum_i^n \Phi_i h_i}$$

i : numéro de l'échantillon.

K_{moy} : perméabilité moyenne du puits. (md)

Φ_{moy} : porosité moyenne du puits. (%)

S_{wmoy} : saturation moyenne en eau du puits. (%)

h_i : hauteur utile du banc i . (m)

Φ_i : porosité du banc i . (%)

S_{wi} : saturation en eau initiale du banc i . (%)

5- Caractéristique des fluides de gisement :

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

Tableau III-1 :

Etude de l'huile de séparateur (conditions standard) :	
Pression de bulle	Pb = 303.99 bar
Masse moléculaire	M = 206.61 g/mol
Masse volumique	$\rho = 0.822 \text{ g/ cm}^3$
Etude de gaz de séparateur (conditions standard) :	
Densité	d = 0.694
Masse moléculaire	M = 20.19 g/ mol

Analyse statistique des paramètres pétro physiques :

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 carrées sera utilisée dans ce but.

1-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 :

$$R^2 = \frac{S_{XY}}{S_X * S_Y} = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sqrt{\sum (X_I - X_{\text{moy}})^2 * \sum (Y_I - Y_{\text{moy}})^2}} \dots\dots\dots (\text{Eq III-12})$$

$$\text{cov} = \frac{1}{n} \sum (X_I - X_{\text{moy}}) * (Y_I - Y_{\text{moy}}) \dots\dots\dots (\text{Eq III-13})$$

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

Si R2 est proche de (+1), la relation entre deux variables est directe et parfaite.

Si R2 est proche de (0), l'une des variables évolue de manière inverse à l'autre.

2-Corrélations : porosité - perméabilité :

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

Corrélation empiriques (Schlumberger):

$$\sqrt{K} = \frac{250 * \Phi^3}{S_{WI}} \dots\dots\dots (\text{Eq III-14})$$

K : perméabilité (md)

Φ : porosité (Fraction)

Swi : saturation en eau irréductible (Fraction).

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 décimal de la perméabilité et la porosité, et elle est de la forme

$$\log K = A\Phi + B \dots\dots\dots (\text{Eq III-15})$$

Où :

K : perméabilité (md)

Φ : porosité (fraction)

A, B : constantes.

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

3-Application sur HRSud (Niveau A) :

Les données des puits : (Voir Annexe)

4-Calcul des paramètres moyens :

Pour obtenir les valeurs moyennes on procède comme suit :

- Les porosités sont pondérées par les Hui :

$$\Phi_{moy} = \frac{\sum Hui * \Phi_i}{\sum Hui} \dots\dots\dots (Eq \text{ III-16})$$

- Les perméabilités sont pondérées par les produits (Hui* Φ_i)

$$K_{moy} = \frac{\sum Hui * K_i}{\sum Hui} \dots\dots\dots (Eq \text{ III-17})$$

- Les saturations en eau sont pondérées par les produits (Hui* Φ_i)

$$S_{wmoy} = \frac{\sum Hui S_{wi} \Phi_i}{\sum Hui \Phi_i} \dots\dots\dots (Eq \text{ III-18})$$

Pour ce calcul nous avons considéré un échantillon représentatif de 05 puits répartis sur l'ensemble du gisement dont les données sont regroupées dans le tableau ci-dessous :

Tableau III-2 : Propriétés Petrophysique de chaque puit

Les puits	Φ (%)	Hu (m)	S_{wi} (%)	K_{moy} (md)
HRS162	19.6541	17.14	17	170.081
HRS020	20.0124	12.65	10.12	2278.541
HRS014	17.6541	3.5	12.65	90.406
HRS017	14.765	7.12	14.54	560/34
HRS022	21.1367	14.5	8.65	669.6723

Application numérique :

$$\Phi_{moy} = 19.3667 \%$$

$$K_{moy} = 833.273 \text{ md}$$

$$S_{wmoy} = 12.46 \%$$

5- Corrélation porosité-perméabilité :

On utilise la méthode de moindre carrées pour calculer les coefficients A et B de l'équation :

$$\log K = A\Phi + B \quad (\text{Eq III-19})$$

Pour les puits :

Tableau III-3 : Relations Porosité-Perméabilité des puits (HRS020, HRS022) :

Puits	L'équation de la courbe $\text{Log}K=f(\Phi)$	Type de courbe	Coefficient de corrélation
HRS020	$Y= 0.1135x+0.5111$	Linéaire	$R^2=0.954$
HRS022	$Y=0.1177x+0.1339$	Linéaire	$R^2=0.9329$

- Pour ces puits R^2 est proche de 1, nous constatons une bonne relation entre la porosité et la perméabilité (proportionnelle)

La perméabilité et la porosité sont influencées par la présence d'argile comme ciment et un faible pourcentage d'anhydrite dispersé.

Pour le puit :

Tableau III-4 : Relations Porosité-Perméabilité des puits (HRS017)

Puits	L'équation de la courbe $\text{Log}K=f(\Phi)$	Type de courbe	Coefficient de corrélation
HRS017	$Y=0.117x+0.0631$	Linéaire	$R^2=0.6999$

- Pour ces puits le coefficient de corrélation R^2 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.

- Pour les puits :

Tableau III-5 : Relations Porosité-Perméabilité des puits (HRS162,HRS014)

Puits	L'équation de la courbe $\text{LogK}=f(\Phi)$	Type de courbe	Coefficient de corrélacion
HR162	$Y = -0.0403x + 1.04$	Linéaire	$R^2 = 0.049$
HRS014	$Y = -0.0789x + 2.0855$	Linéaire	$R^2 = 0.0763$

- Dans ce cas le coefficient de corrélation est proche de 0, ce qui signifie que la perméabilité évolue de manière inverse à la porosité, Parce que le réservoir dans ces parties contient du ciment salifère à un taux relativement très élevé et la granulométrie est fine.

Les graphes suivants présentent la relation entre la porosité et la perméabilité pour chaque puit :

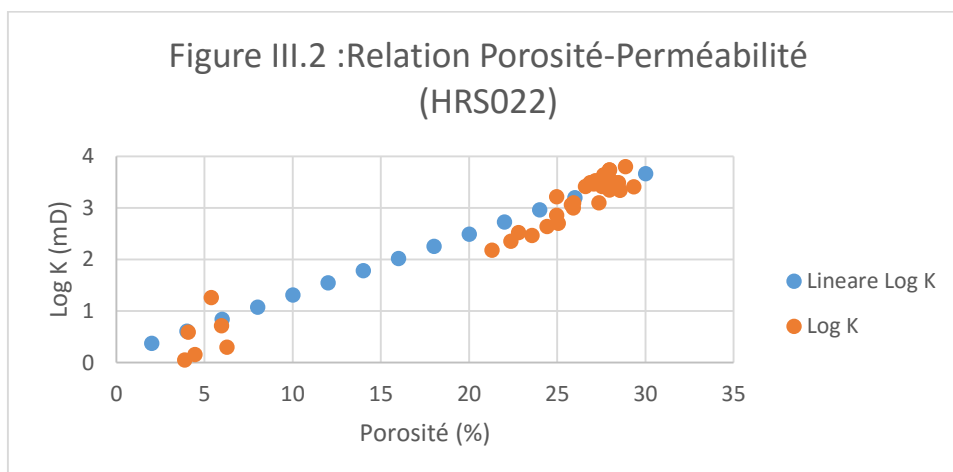
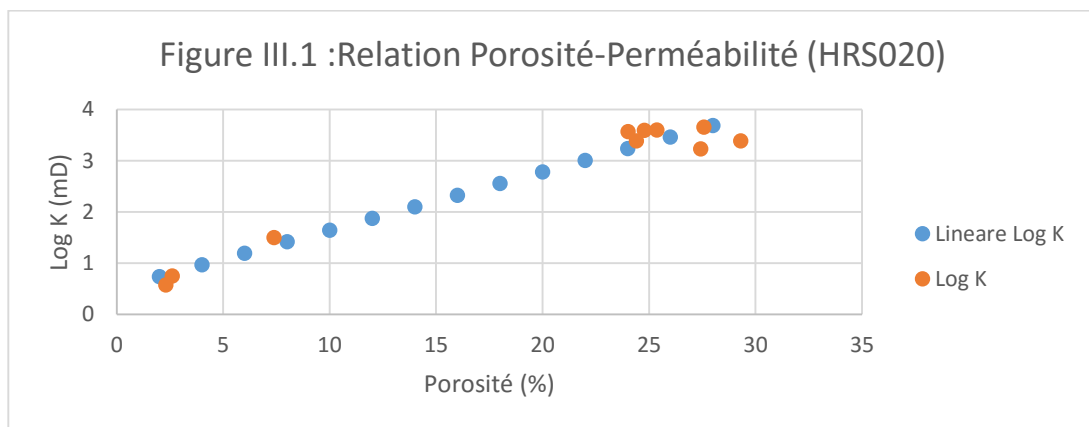
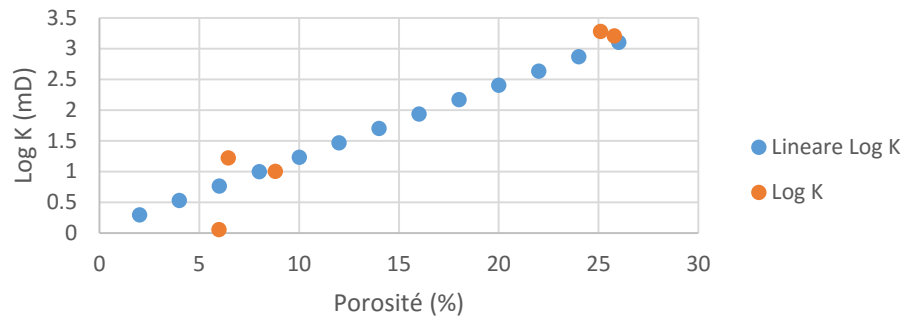
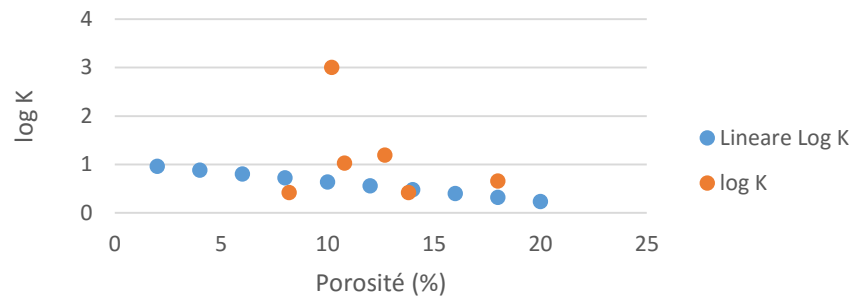
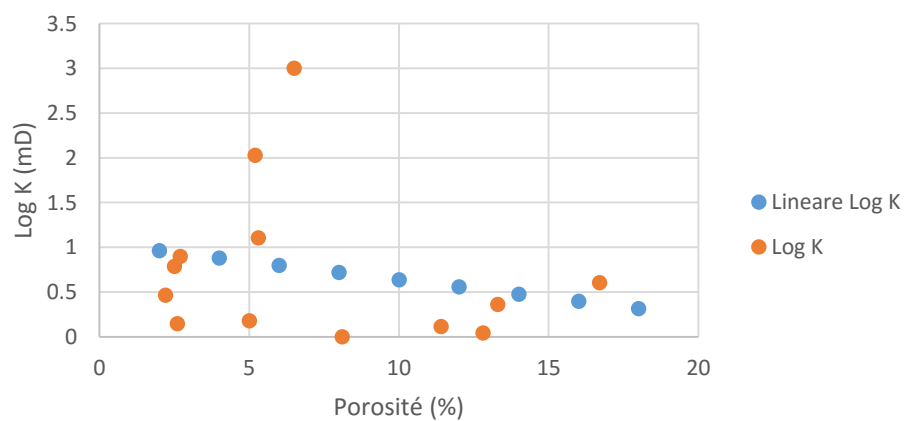


Figure III.3 :Relation Porosité-Perméabilité
(HRS017)Figure III.4 :Relation porosité-perméabilité -
HRS162Figure III.5 : Relation Porosité-Perméabilité
(HRS014)

6-PRINCIPAUX RESULTATS :

Dans le cadre de l'implantation des puits sur le sud du champ de Hassi R'mel, une synthèse a été réalisée au niveau de deux zones

- La première délimitée par les puits HRS08, 014, 020, et HR162
- La seconde délimitée par les puits HRS013, 015 et HRS017

Les résultats du calcul précédent et l'intégration de l'ensemble des données permettent de vérifier les informations obtenues par les cartes iso porosité et iso perméabilité. La carte Iso-porosité montre l'accroissement de la porosité Φ dans la direction Sud-Ouest-nord Est-elle variée de 10% (HRS017) à 21% (HR162)

Pour la carte iso perméabilité montre qu'il y a deux parties, dans la partie Nord, il y a un accroissement dans la direction Nord –Sud, tel que la perméabilité K varie de 547md (HRS14) à 1834 md (HRS008), et dans la partie sud l'accroissement est dans la direction Sud –Nord, tel que K varie de 408 md (HRS009) à 2703 md (hrs004), les bonnes perméabilités localise dans l'axe de Nord Sud qui est le cœur de la structure. [9]

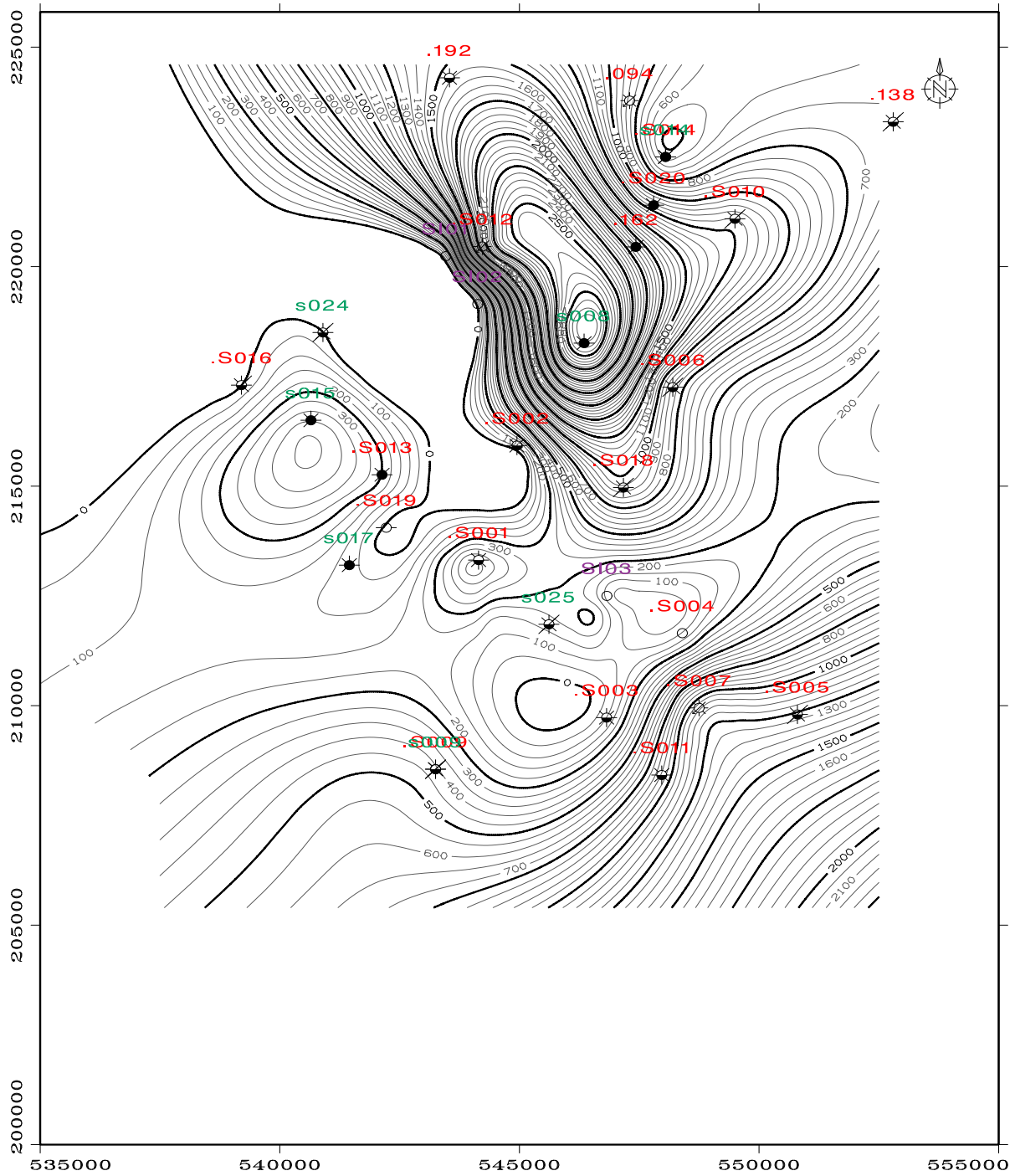
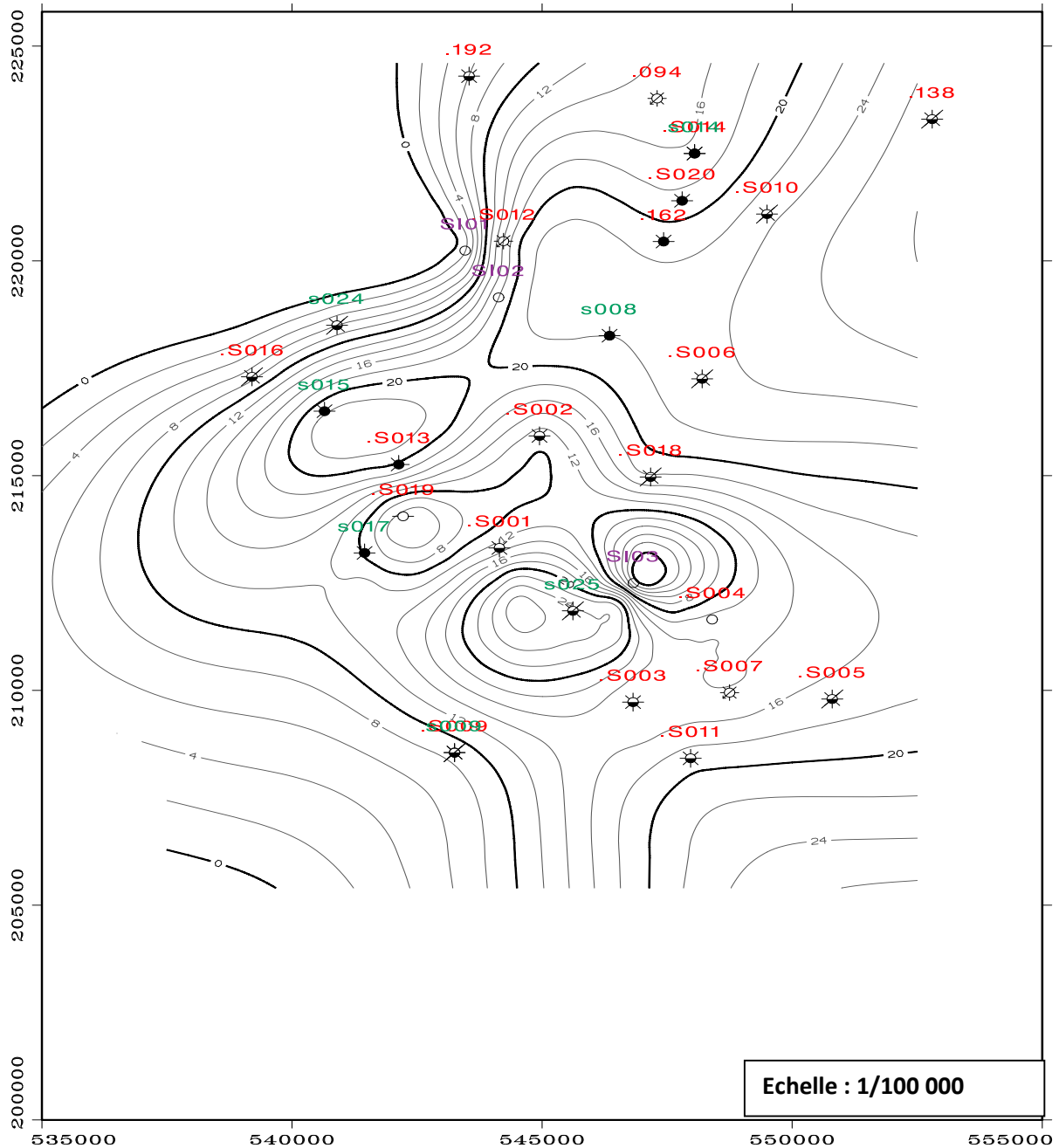


Figure III.6 : Carte iso perméabilité de réservoir A de HR sud



Détermination de pression moyenne de réservoir :

Pour déterminer la pression moyenne de réservoir et son évolution au cour des années, nous avons utilisés le logiciel surfer. Ce logiciel permette de fournir des cartes en iso pression pour chaque année, en introduisant pour chaque puits les coordonnées l'ombert (X, Y) Et son PFS (la pression de fond statique, enregistré lorsque le puits est fermé).

Les cartes sont présentés ci-dessus :

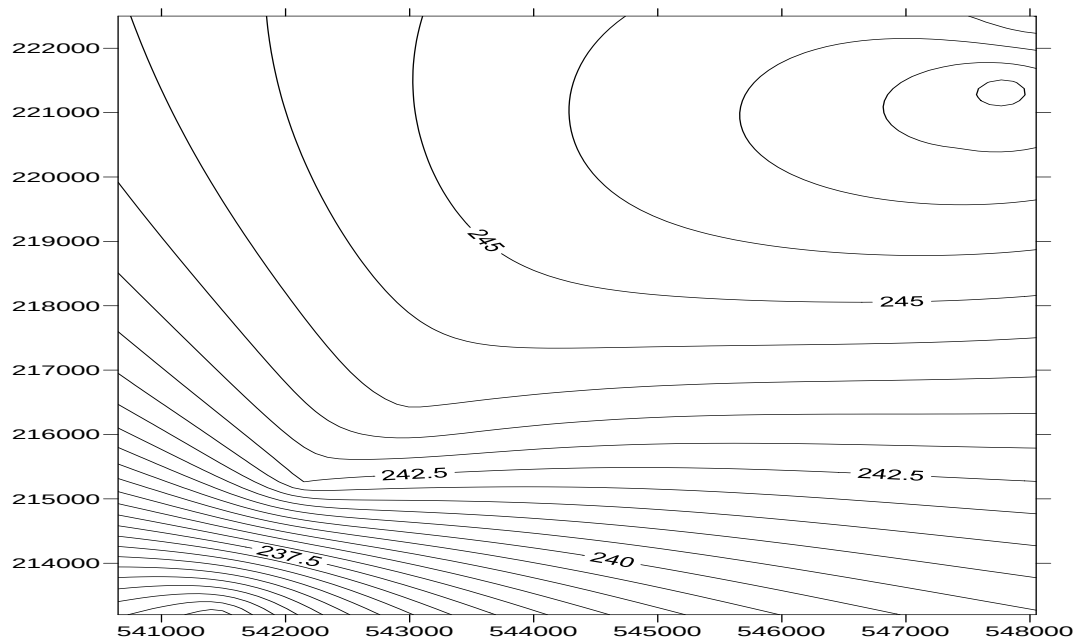


Figure III.8 : Carte Iso-pression de zone HRSud « Niveau A » 2004

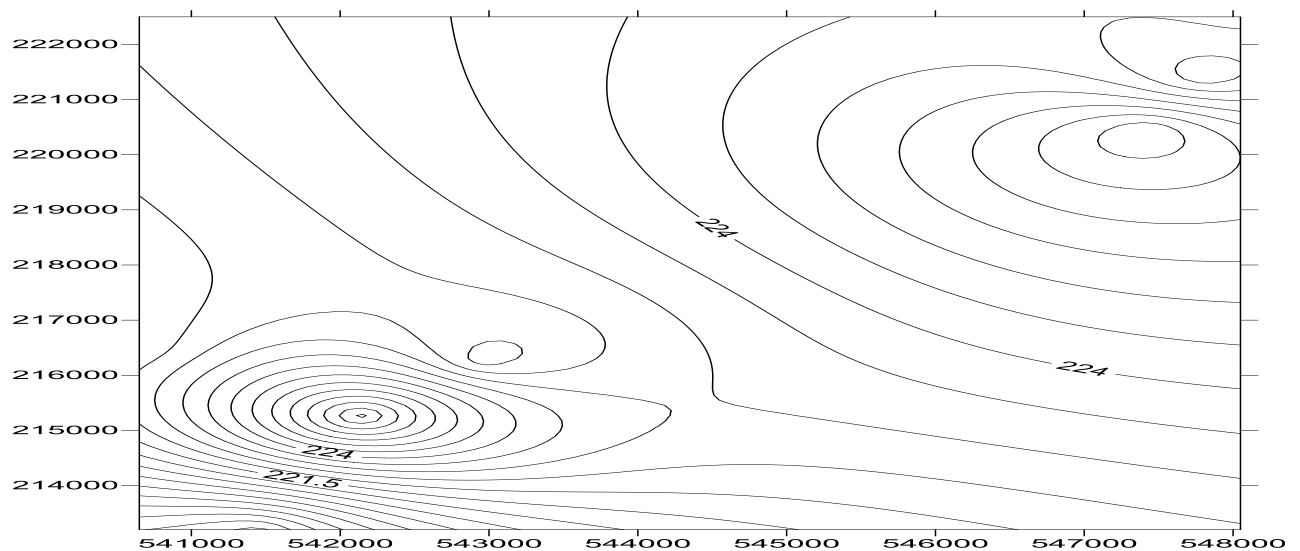


Figure III.9 : Carte Iso-pression de zone HRSud « Niveau A » 2009

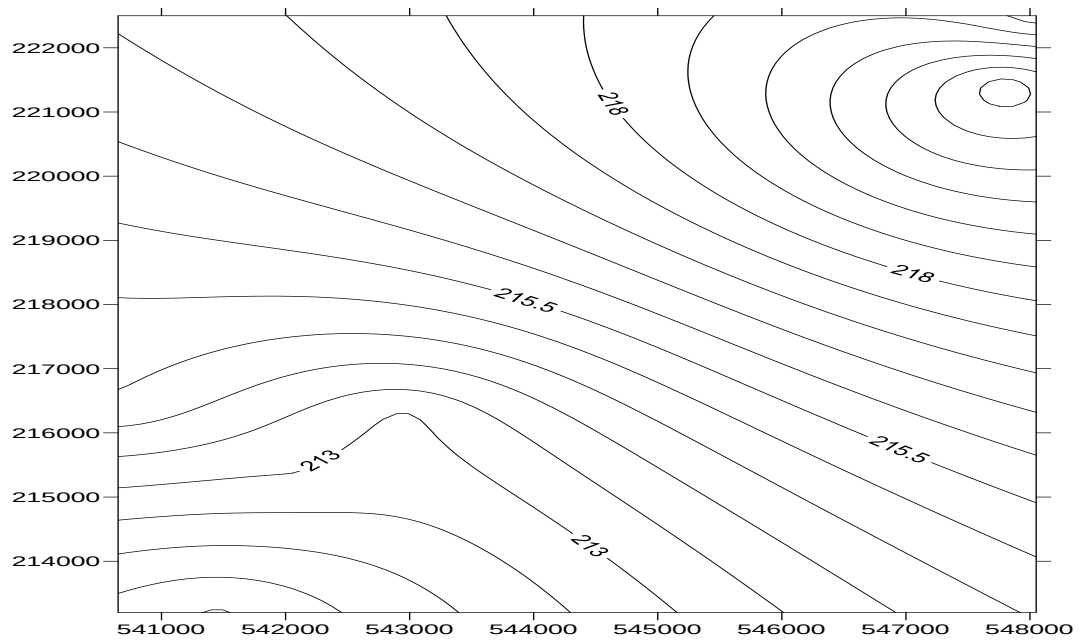


Figure III.10 : Carte Iso-pression de zone HRSud « Niveau A » 2012

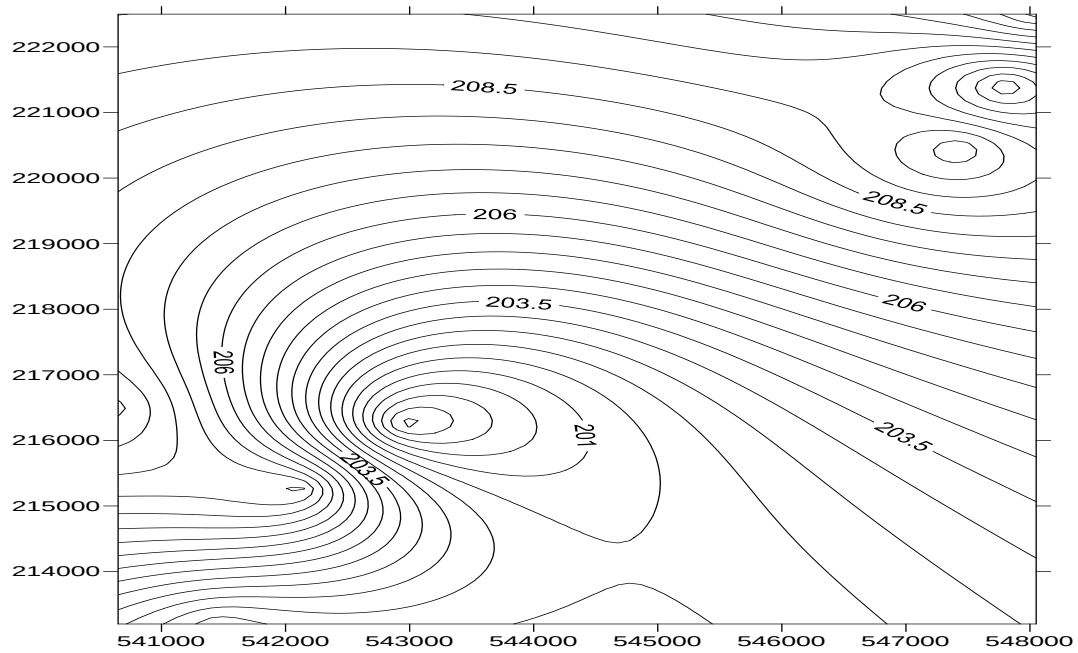
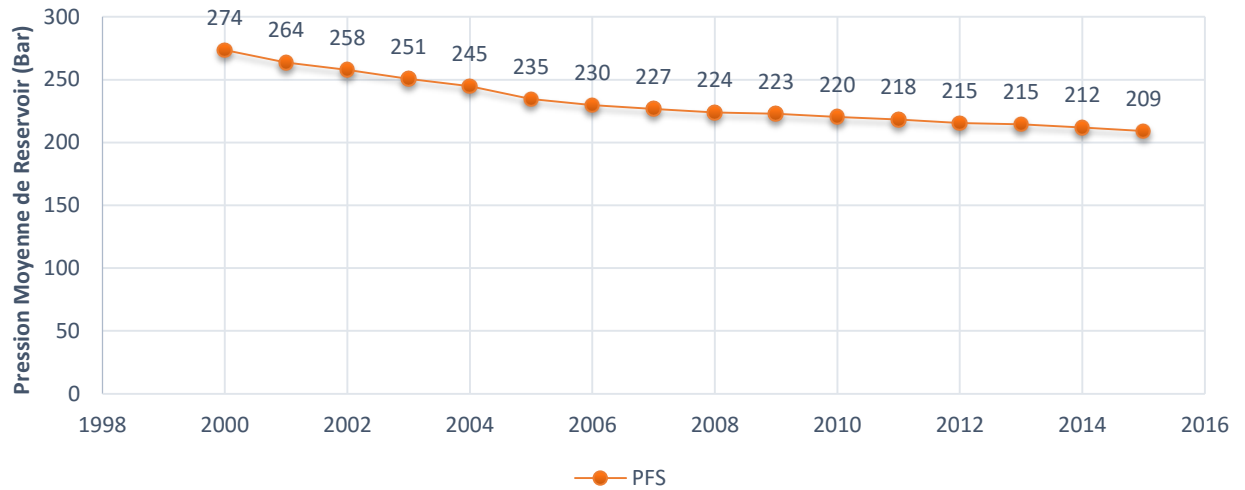


Figure III.11 : Carte Iso-pression de zone HRSud « Niveau A » 2015

Figure III.12 : L'évolution de la depression moyenne de reservoir



IV.1 INTRODUCTION :

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale, tout exploitation d'un champ est en fonction direct des quantités d'huiles et ou de gaz contenue dans la roche réservoir.

Il y'a deux méthodes pour estimer la quantité d'hydrocarbure en place :

- La méthode volumétrique : basée sur les caractéristiques pétrophysiques moyennes dans le réservoir (elle vise la totalité d'huile dans le champ) ;
- La méthode Bilan Matière : 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.

IV-2 RAPPEL DES TYPES DE RESERVES :

On subdivise les réserves d'huile et de gaz en trois groupes suivant leur importance :

Les réserves prouvées :

Le calcul des réserves prouvées est basé sur une bonne estimation des paramètres pétrophysiques que sur une meilleure modélisation du réservoir. Ces réserves sont calculées par des méthodes déterminées.

Les réserves probables :

Par définition les réserves probables sont caractérisées par plus d'incertitude que les réserves prouvées, l'estimation de ces réserves peuvent être déterminées par des méthodes probabilistiques bien déterminées.

Les réserves possibles :

Elles dépendent de hautes techniques et des considérations techniques, la procédure de détermination des réserves possibles est la même que celles des réserves probables.

IV-3 ESTIMATION DES RÉSERVES :

L'évaluation fiable du volume des hydrocarbures en place demeure un facteur essentiel dans le développement et la production d'un réservoir.

L'évaluation des réserves initiales est faite par la méthode volumétrique qui peut être comparée et raffinée par les calculs du bilan matière basés sur l'historique de la production.

IV-3-1 METHODE VOLUMETRIQUE DETERMINISTE :

L'estimation des réserves par la méthode volumétrique est basée sur l'interprétation des données géologique et pétrophysiques. Les valeurs de la porosité sont lues rapidement à travers les intervalles de découpage lithologique. La porosité moyenne est calculée comme suit :

$$\phi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_{ui}}{\sum_{i=1}^n h_u} \quad (\text{Eq IV-1})$$

De la même façon, la saturation moyenne est calculée dans chaque puits en prenant la moyenne pondérée à travers les intervalles.

$$Sw_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi} \phi_i h_{ui}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_{ui}} \quad (\text{Eq IV-2})$$

La valeur de la colonne d'hydrocarbure équivalente est calculée comme suit :

$$EHC = H_u \cdot \phi_{moy} \cdot (1 - Sw_{moy}) \quad (\text{Eq IV-3})$$

Où

H_u : Épaisseur nette (m)

ϕ_{moy} : Porosité moyenne (fraction)

Sw_{moy} : Saturation moyenne (fraction).

L'estimation de quantité en place, OOIP (original oil in place) et OGIP (original gas in place), peut être fait par les données de forage et des études géophysique et géologique complémentaires.

A partir de ces études, on obtient les cartes en isobathe aux toits et aux murs du réservoir, à partir desquelles on obtient des cartes en iso hauteur utiles.

La planimétrie de ces cartes permet de calculer le volume des roches.

Le volume de l'huile en place dans les conditions standards est donné par la formule suivante :

$$N = V_r \frac{Hu}{Ht} \Phi (1 - S_w) \frac{1}{Boi} \quad \text{----- (Eq VI-4)}$$

Avec :

V_r : volume de roches $V_r = A * H_u$.

H_u : la hauteur utile moyen de la couche.

H_T : la hauteur moyenne totale de la couche.

Φ : la porosité moyenne de la couche.

S_w : saturation en eau moyen.

Boi : facteur volumétrique de fond initiale.

N : le réserve d'huile initiale.

Application :

Les données pour le réservoir A (cas d'huile) :

PUITS	Φ (FR)	H _T (M)	S _w (FR)	H _U (M)
HRS 1	0,2	17,37	0,07	14,78
HRS 2	0,18	20,13	0,07	15,09
HRS 3	0,12	20,44	0,11	20
HRS 4	0,124	14,5	0,28	14,5
HRS162	0,248	21	0,17	11
HRS08	0,2204	19	0,09	7
HRS13	0,17	21,3	0,08	16,5
HRS14	0,1662	0,6	0,12	4
HRS20	0,188	14,5	0,1	11
HRS22	0,2113	20	0,078	9,91

Le volume de la roche V_r : 314247500 m³

Facteur Volumétrique B_o : 1,5705 Rb/STB.

✓ **Les réserves d'huile initiales :**

$$N = 7758 A * h_{ut} * \varphi * (1 - s_{wi}) * \frac{1}{B_{oi}} \text{ ----- (Eq VI-5)}$$

AN :

A-condition de fond

$$N=227600954,41 \text{ (Rb)}$$

B-condition de surface

$$N= 144922607,07 \text{ (Stb)}$$

Les réserves d'huile initiales : (Sm³)

$$N= 23042694,52 \text{ Sm}^3$$

Les données pour le réservoir A (cas d'gaz) :

<i>Puits</i>	<i>ϕ (fr)</i>	<i>h_t (m)</i>	<i>S_w (fr)</i>	<i>h_u (m)</i>
HRS 1	0,2	17,37	0,07	14,78
HRS 2	0,18	20,13	0,07	15,09
HRS 3	0,12	20,44	0,11	20
HRS 4	0,124	14,5	0,28	14,5
HRS162	0,248	21	0,17	11
HRS08	0,2204	19	0,09	7
HRS13	0,17	21,3	0,08	16,5
HRS14	0,1662	0,6	0,12	4
HRS20	0,188	14,5	0,1	11
HRS22	0,2113	20	0,078	9,91
HRS32	0,244	27	0,12	15

Le volume de la roche V_r : 2062181250 m³

Facteur Volumétrique B_o : 0,0040219 Rb/STB.

✓ **Les réserves de gaz initiales :**

$$N = 43560 * A * H_{ut} * \phi * (1 - S_{wi}) * \frac{1}{B_{gi}} \text{----- (Eq VI-6)}$$

AN:

A-condition de fond

$$G = 8386237878,74 \text{ (Rcft)}$$

B-condition de surface

$$G = 2085143310064,8 \text{ (Scft)}$$

Les réserves d'huile initiales : (Sm³)

$$G = 59072109974,13 \text{ Sm}^3$$

IV.3.2 METHODE VOLUMETRIQUE 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.

Monte Carlo volumetrics

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}).

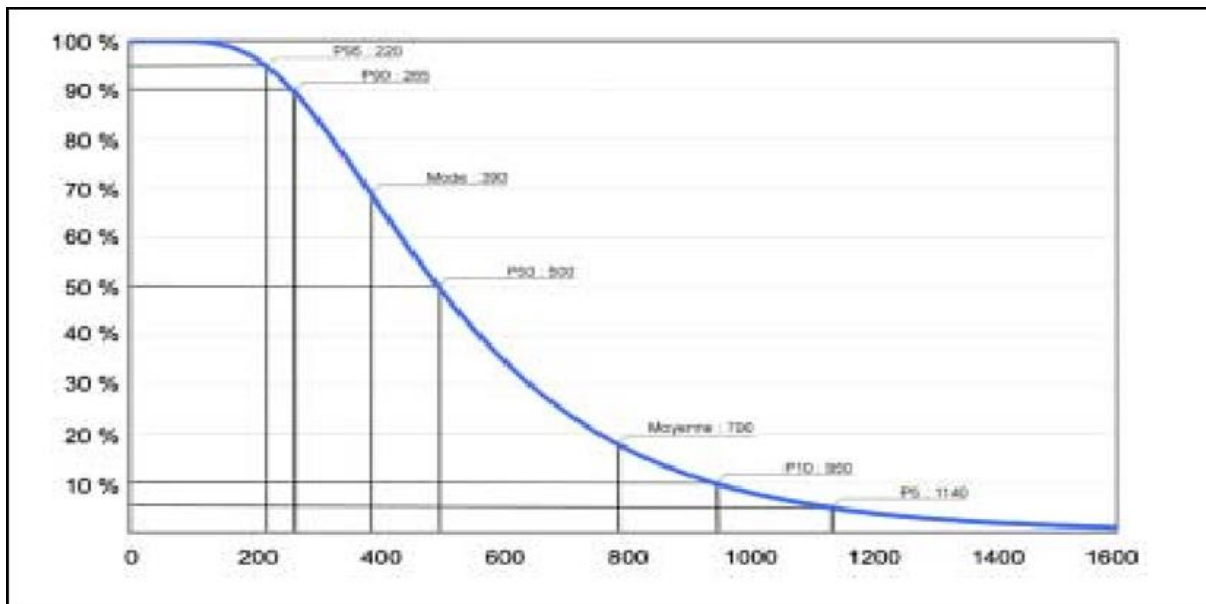


Figure IV.1 : Les valeurs utilisées dans l'estimation des réserves

Software utilisé (Mbal)

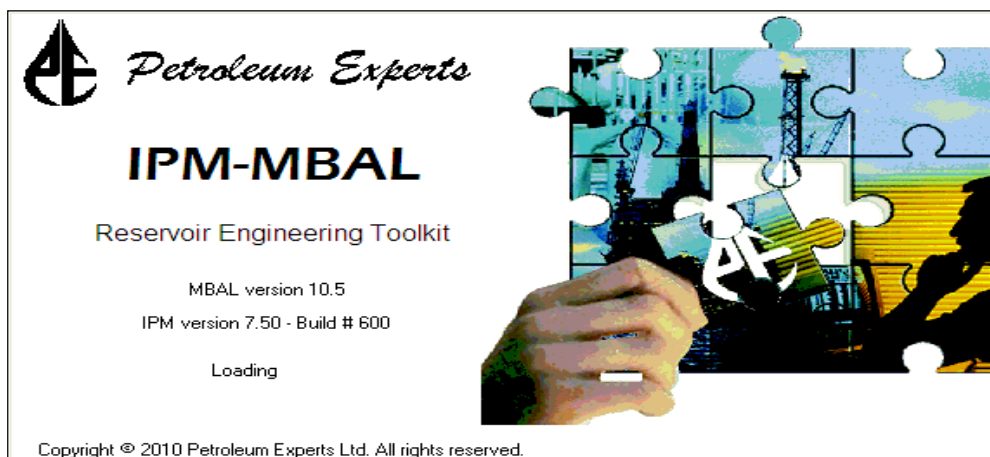


Figure IV.2: Logiciel Mbal.

Mbal est un outil de simulation 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 ;
- ❖ Reservoir allocation ;
- ❖ Monte Carlo ;
- ❖ Decline curve analysis.

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés aux deux approches (Material balance & Monte Carlo volumetrics).

Application

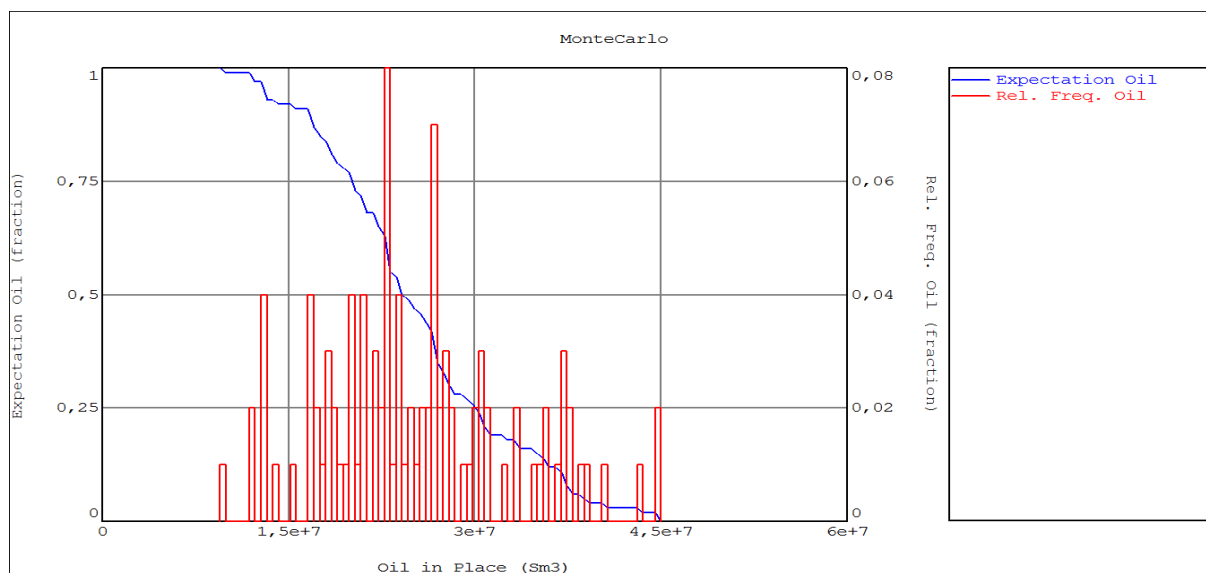
En faisant varier la distribution des paramètres de la façon suivante :

- **Bulk Volume** : nous avons pris une valeur tirée à partir du logiciel « Petrel », ces données ont été fournis par le service géologie de Hassi R'mel. Les données sont présentés ci-dessous :
 - ✓ 314247500 m³ pour le réservoir A (huile)
 - ✓ 2062181250 m³ pour le réservoir A (gaz)

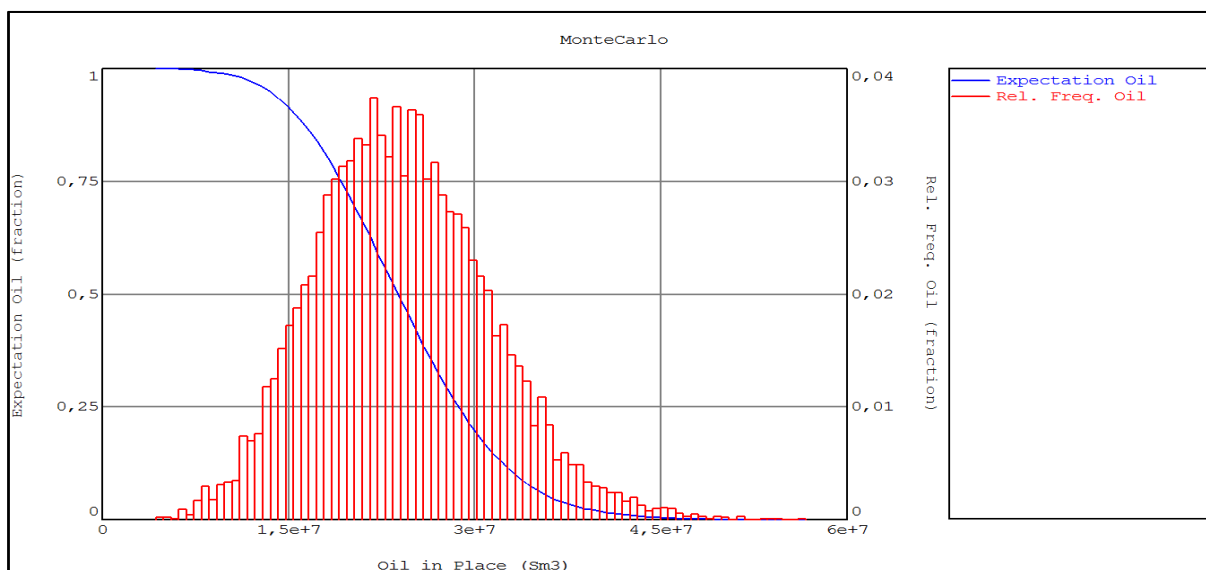
IV.2.3.1 Cas d'huile :

Hauteur utile fixée à : 41.39 feet et une porosité moyenne de : 0.1832 avec une déviation standard de : 0,040513193, une saturation moyenne de : 0.1132 avec une déviation standard de : 0,05859794.

a) 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=10000 :

Summary of Results		
<input checked="" type="button" value="Done"/> Cancel Help Report		
	Oil in Place Sm3	Gas in Place Sm3
Mean Reward	2,41954e+7	4,72765e+9
Standard Deviation	6,99663e+6	1,3671e+9
90 Percent Probability	1,55071e+7	3,03e+9
50 Percent Probability	2,38136e+7	4,65305e+9
10 Percent Probability	3,32849e+7	6,50368e+9

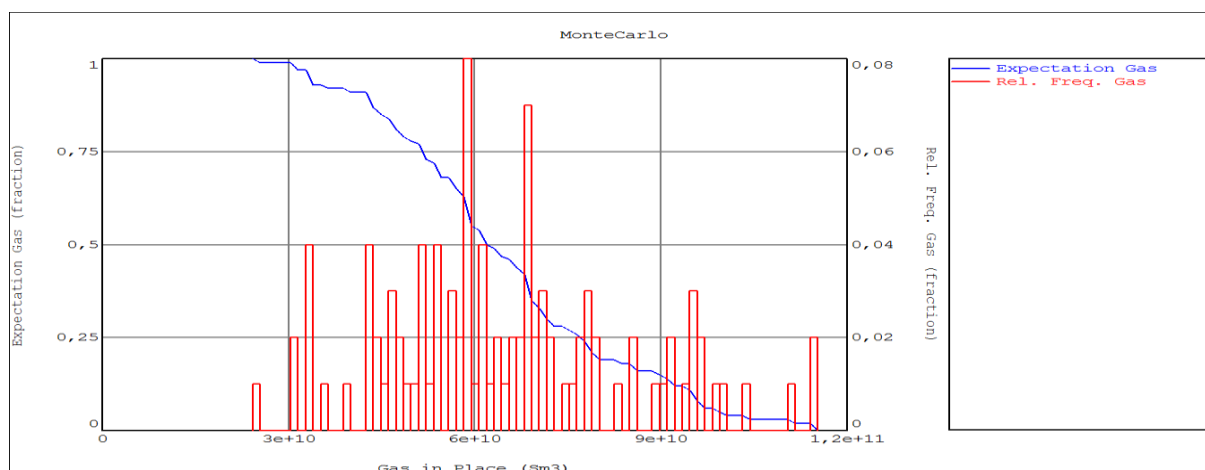
Figure IV.5 : Probabilités des réserves du cas N°1(NC=50000)

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 $23 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$.

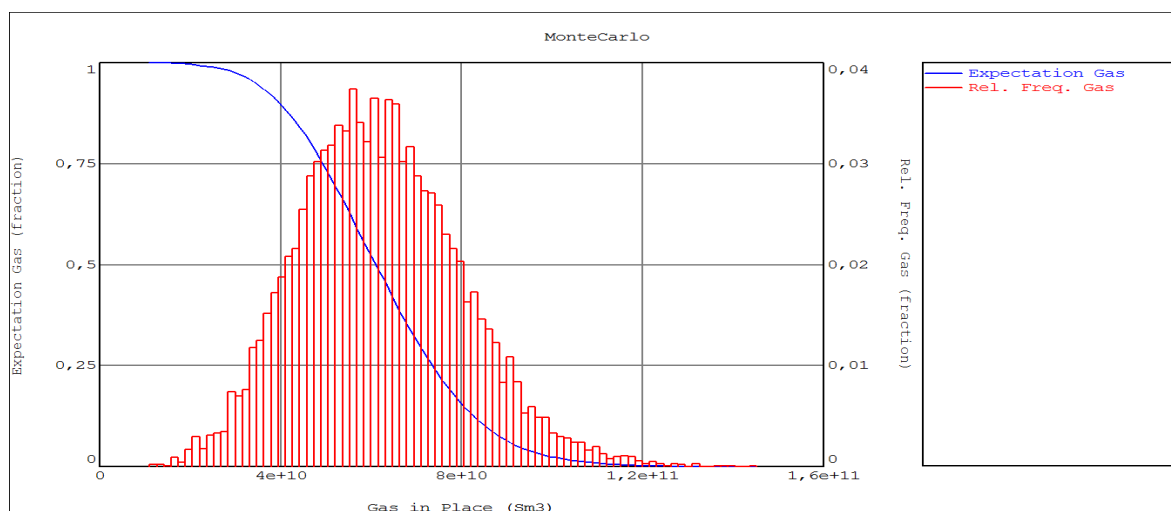
$$N = 23 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$$

IV.2.3.2 Cas de gaz :

Hauteur utile fixée à : 41.39 feet et une porosité moyenne de : 0.1832 avec une déviation standard de : 0,040513193, une saturation moyenne de : 0.1132 avec une déviation standard de : 0,05859794.

a) 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=10000 :

Summary of Results		
☒ Done ☒ Cancel ☒ Help ☒ Report		
	Gas in Place	Oil in Place
	Sm3	Sm3
Mean Reward	6,20018e+10	6,20036e+7
Standard Deviation	1,79291e+10	1,79297e+7
90 Percent Probability	3,97375e+10	3,97386e+7
50 Percent Probability	6,10262e+10	6,1028e+7
10 Percent Probability	8,52938e+10	8,52963e+7

FigureIV.8 : Les probabilités des réserves du cas N°2(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 $60 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3$.

$$G = 60 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3$$

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 pétrophysiques iso-tropiques (moyennes pondérées) et l'autre probabilistiques 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 correspondent approximativement à une valeur probabiliste de :

- ❖ P_{50} pour le cas d'huile dans le niveau A, ceci rend crédible la valeur estimée ($23 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$).
- ❖ P_{52} pour le cas de gaz dans le niveau A, ceci rend crédible la valeur estimée ($60 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3$).

On peut aussi déterminer les résultats correspondant au 3 types de réserves (Prouvés, Probables et possibles) à partir des résultats donnés par la méthode Monte Carlo

- Les réserves Prouvés(1P) : $N = 1.55 \cdot 10^{+7} \text{ Sm}^3$
- Les réserves Probables (2P) : $N = 2.381 \cdot 10^{+7} \text{ Sm}^3$
- Les réserves Possibles(3P) : $N = 3.3284 \cdot 10^{+7} \text{ Sm}^3$

IV.3.3 METHODE DE BILAN MATIERE :

Matériel 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.

Dans notre sujet, l'application appropriée de cette équation peut nous conduire à des résultats dont :

- L'estimation des réserves initiales en place ;
- L'identification des différents mécanismes de drainage ainsi que les taux de récupération associés ;
- Une prévision sur la production dans la future suivant différents scénarios [7]

Détermination de l'équation générale du bilan matière :

La forme générale de l'équation du bilan matière est énoncée comme suit :

- Le volume d'huile initialement en place = NB_{oi}
- Le volume de gaz cap initiale = mNB_{oi}

On définit l'également $m = (GB_{gi}) / (NB_{oi})$

- Le volume d'huile restant avec gaz dissous = $(N - N_p) B_o$
- Le volume de gaz cap à la pression P,

$$V_{CP} = \left(\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right) B_g - G_{cp} B_g = \left(\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} - G_{cp} \right) B_g \quad (\text{Eq VI-7})$$

- Le volume de gaz libre

$$V_{glibre} = [NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p) R_s] B_g \quad (\text{Eq VI-8})$$

- Les entrées d'eau = $W_e - N_p B_w$
- Réduction des volumes des pores

$$V_{poresrédui} = NBoi(1+m) \left[\frac{CwSw + Cr}{1 - Swi} \right] (Pi - P) \quad (\text{Eq VI-9})$$

- Le volume du gaz injecté :

$$V_{ginj} = G_{inj} B_{ginj}$$

Donc l'équation devient :

$$(1+m)NBoi = (N - Np)Bo + mNBoiBg / Bgi + NBgi(Rsi - Rs) - Np(Rp - Rs)Bg + We - WpBw + G_{inj}B_{ginj} - G_{cp}Bg + (1+m)NBoi \left[Co + \frac{CwSw + Cr}{1 - Swi} \right] \Delta P \quad (\text{Eq VI-10})$$

En réarrangeant cette équation on obtient :

$$N = \frac{Np[Bo + Bg(Rp - Rs)] + WpBw - We + G_{cp}Bg - G_{inj}B_{ginj}}{(Bo - Boi) + Bg(Rsi - Rs) + \left[mBoi \frac{(Bg - Bgi)}{Bgi} \right] + Boi(1+m) \left[Co + \frac{CwSw + Cr}{1 - Swi} \right] \Delta P} \quad (\text{Eq VI-11})$$

Par la suite on va nommer les paramètres comme suit :

$$B_{ti} = Boi$$

$$B_t = Bo + (Rsi - Rs) Bg$$

$$D = Np (Bo + Bg (Rp - Rs))$$

En néglige le terme de compressibilité L'équation précédente devient :

$$\frac{N(B_t - B_{ti})}{D} + \frac{mNB_{ti} \left(\frac{Bg - B_{gi}}{B_{gi}} \right) - G_{cp}Bg + G_{inj}B_{ginj}}{D} + \frac{We - WpBw}{D} = 1$$

L'équation précédente peut être considérée comme la somme des termes c.-à-d. l'apport de chaque mécanisme de drainage connu comme suit [7]

Où : $DDI + GDI + WDI = 1$

DDI : déplétion drive index (gaz dissous).

GDI : gaz déplétion index (gaz cap).

WDI: Water drive index (entrées d'eau).

IV.3.2 Simulation par le logiciel MBAL :

Les paramètres nécessaires aux calculs ont été choisis comme suit

Reservoir fluid: OIL

Tank model: Single tank

PVT

Correlation: Lasater (P_b , R_s , B_o)

Oil viscosity: Petrosky & al.

$P_i = 311.11 \text{ Kg/cm}^2$, une compressibilité de la roche fixée à $(4.2337 \text{ E-6 psi}^{-1})$

Après simulation, les résultats suivants ont été obtenus

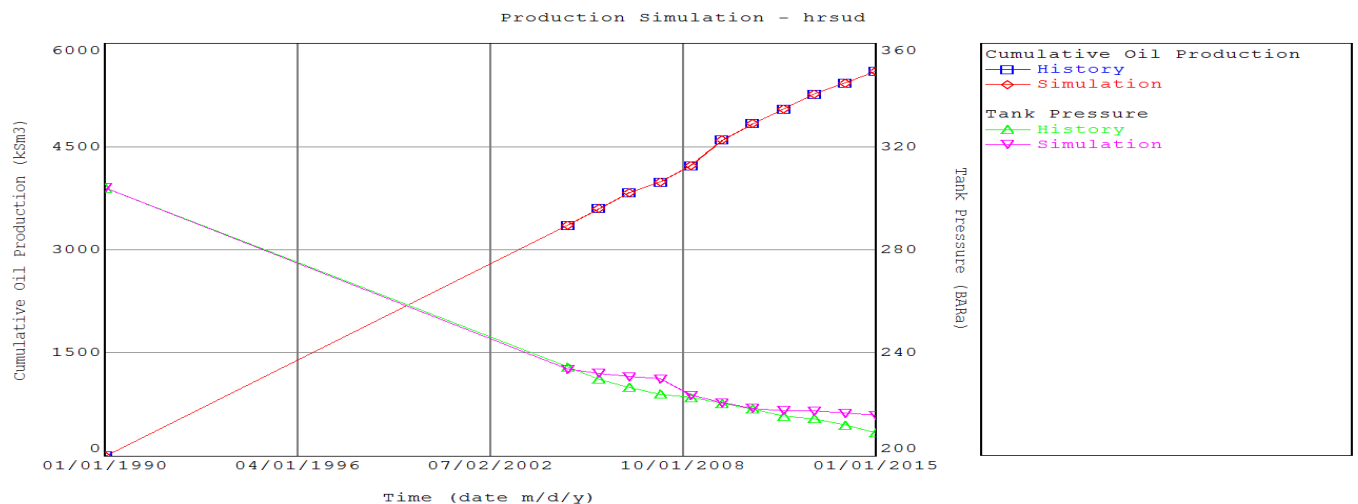


Figure IV.9 Validation du modèle (Matching)

- La figure précédente montre un match parfait entre les deux courbes, ce qui prouve que le modèle est bien choisi et que les hypothèses émises sont valables dans ce domaine du temps.
- Une fois nous avons la courbe de simulation, nous allons les comparés avec les données de l'historique pour pouvoir valider notre modèle.
- Dans notre étude on va utiliser le model de Gas Cap et Water Drive (Model d'aquifère fini de Fetkovich) pour simuler l'équation de bilan matière par le logiciel de simulation MBAL.

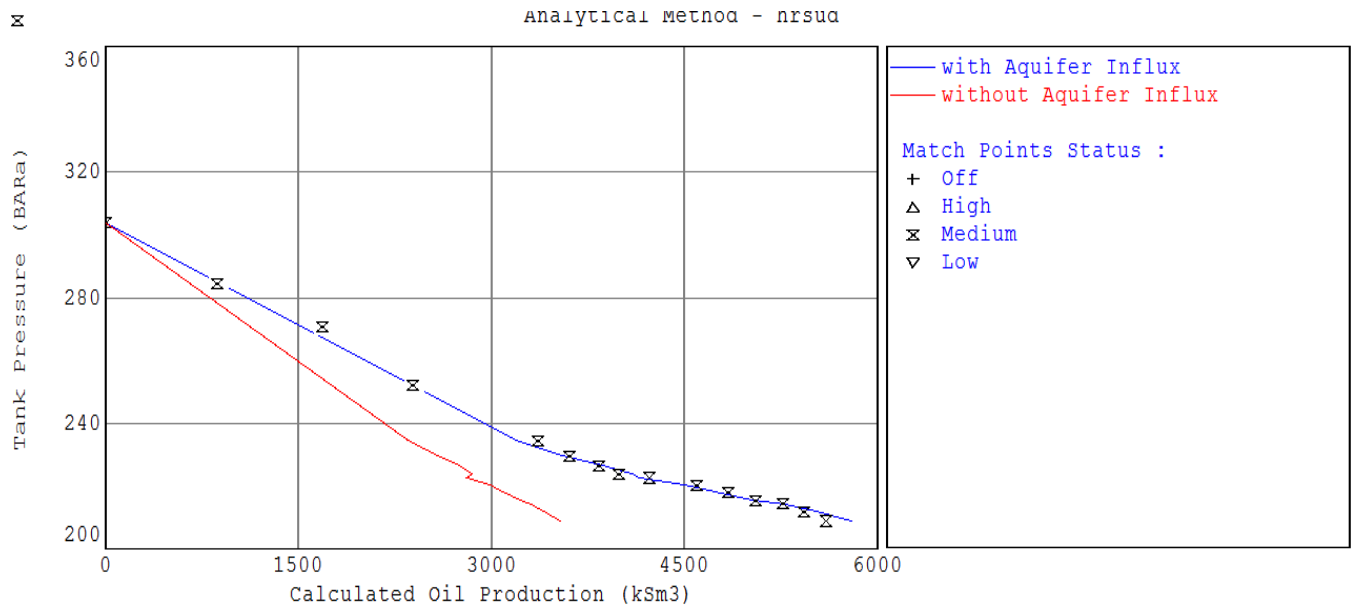


Figure IV.10 Résultats par la méthode analytique.

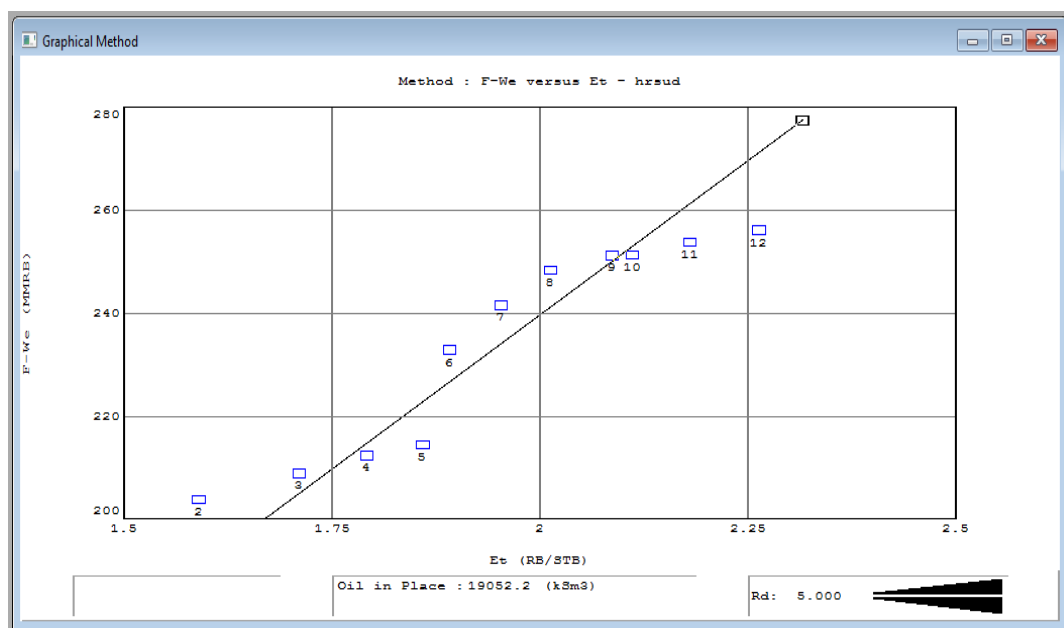


Figure IV.11 Résultats par la méthode graphique.

Donc le volume initiales est approximativement égale à :

$$N = 1.9052 \text{ E}+7 \text{ SM}^3$$

- **Calcule de coefficient de récupération :**

Le coefficient de récupération doit être calculé comme suite

$$\eta = (N_p \text{ cumulé}) / N \quad \textbf{(Eq VI-12)}$$

Application numérique :

$$\eta = 0.294 \%$$

Conclusion :

- D'après les résultats trouvés, On constate que les courbes du modèle couvrent parfaitement tous les points de l'historique, ce qui affirme que les hypothèses émises lors de la modélisation (existence d'un aquifère et un gas cap) sont valables.

1- Régimes de drainage :

Les puits producteurs d'huile de champs de HR sud sont éruptif, depuis leur mise en production jusqu'à aujourd'hui et cela grâce à l'énergie propre de gisement. Cette énergie résulte de la participation de plusieurs régimes de drainage naturel qui sont :

- Solution gaz drive,
- Water drive,
- Gaz cap drive,
- Les forces de gravité,
- La compressibilité des roches. [7]

1- Gaz cap drive :

Ce type de drainage se manifeste dans les gisements d'huile liés initialement à un gaz cap et qui ont une pression initial égale à la pression de bulle.

Généralement, la perméabilité verticale dans le gisement est inférieure à 50 md. Avec la chute de pression dans la zone à huile due au soutirage, le gaz cap se détend et provoque un déplacement immiscible d'huile, c'est ce qu'on appelle gaz cap drive.

2- Solution gaz drive :

Ce type de drainage apparaît lorsque la pression du gisement chute au-dessous de la pression de bulle, ce qui est le cas du gisement de HR sud ou la pression initialement est égale à la pression de bulle. Par soutirage, cette pression chute, ce qui fait que le gaz dissous dans l'huile, est dégagé. Par la suite si la saturation de ce gaz dépasse une certaine valeur, il devient mobile et entraîne avec lui le déplacement de l'Huile, d'où l'augmentation de GOR de production.

3- Water drive :

Dans un réservoir ou l'huile est en contact avec un aquifère actif, qui a une dimension importante, l'énergie qui permet l'expulsion de l'huile, est assuré par la poussée de l'eau, ce qui fait qu'avec le soutirage le (WOR) remonte.

Pour que l'eau puisse déplacer l'huile il faut qu'elle provienne soit :

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

- b) D'un aquifère qui est relié à la surface, ce qui fait qu'il a une énergie importante, et l'eau qui remplace l'huile est rechargée à partir de la surface. [15]

4- Participation des régimes de drainage au soutirage :

4-1. Calcul des indices de drainage :

En utilisant l'équation de bilan matière, on peut calculer la contribution relative de chaque indice dans la production.

On a:

$$N[(B_o - B_{oi}) + B_g(R_{si} - R_s) + m(B_g - B_{gi})/B_{gi}] = N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] + W_p B_w - W_e + G_{CP} B_g - G_{ing} B_{gini} \quad (\text{Eq V.1})$$

Avec une simple transformation on peut écrire l'équation précédente sous la forme suivante :

$$\frac{(B_o - B_{oi}) + B_g(R_{si} - R_s)}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} + \frac{(W_e - W_p B_w)}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} + \frac{mNB_{oi}(B_g/B_{gi} - 1) - G_{cp} B_g + G_{inj} B_{inj}}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} = 1 \quad (\text{Eq V.2})$$

En posant :

$$B_{ti} = B_{oi},$$

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g$$

$$D = N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]$$

Equation (2) deviant:

$$\frac{(B_o - B_{oi}) + B_g(R_{si} - R_s)}{D} + \frac{(W_e - W_p B_w)}{D} + \frac{mNB_{oi}(B_g/B_{gi} - 1) - G_{cp} B_g + G_{inj} B_{inj}}{D} = 1 \quad (\text{Eq V.3})$$

$$SDI = \frac{(B_o - B_{oi}) + B_g(R_{si} - R_s)}{D} \quad (\text{Eq V.4})$$

$$WDI = \frac{(W_e - W_p B_w)}{D} \quad (\text{Eq V.5})$$

$$GDI = \frac{mNB_{oi}(B_g / B_{gi} - 1) - G_{cp}B_g + G_{inj}B_{inj}}{D} \quad (\text{Eq V.6})$$

Où :

$$SDI + WDI + GDI = 1$$

SDI : indice de drainage de gaz dissous,

GDI : indice de drainage du gaz cap,

WDI : indice de drainage de l'aquifère. [8]

4.2 ANALYSE DES INDICES DE DRAINAGE :

On calcule les indices de drainage DDI, WDI et GDI ; les résultats sont présentés au tableau suivant :

Tableau V.1 :

<i>Année</i>	<i>SDI</i>	<i>WDI</i>	<i>GDI</i>
1991	0.622014	0.188747	0.189239
1993	0.297086	0.144501	0.558413
1994	0.183849	0.148742	0.667409
1996	0.133148	0.182222	0.68463
1998	0.114416	0.225357	0.660227
2000	0.106546	0.289162	0.604292
2001	0.098673	0.372646	0.528681
2003	0.100103	0.447588	0.452308
2005	0.099347	0.523263	0.37739
2009	0.093137	0.597615	0.309248
2010	0.106228	0.667818	0.225954
2011	0.110909	0.771918	0.117172
2014	0.107132	0.784218	0.10865
2015	0.101142	0.796518	0.10234
2016	0.104472	0.808818	0.08671

De 1991 à 1994 :

L'énergie principale contribuant au drainage est celle du gaz dissous avec une contribution considérable influence de gaz cap et cela de faite que la pression de gisement est inférieure à la pression de bulle.

De 1994 à 2003 :

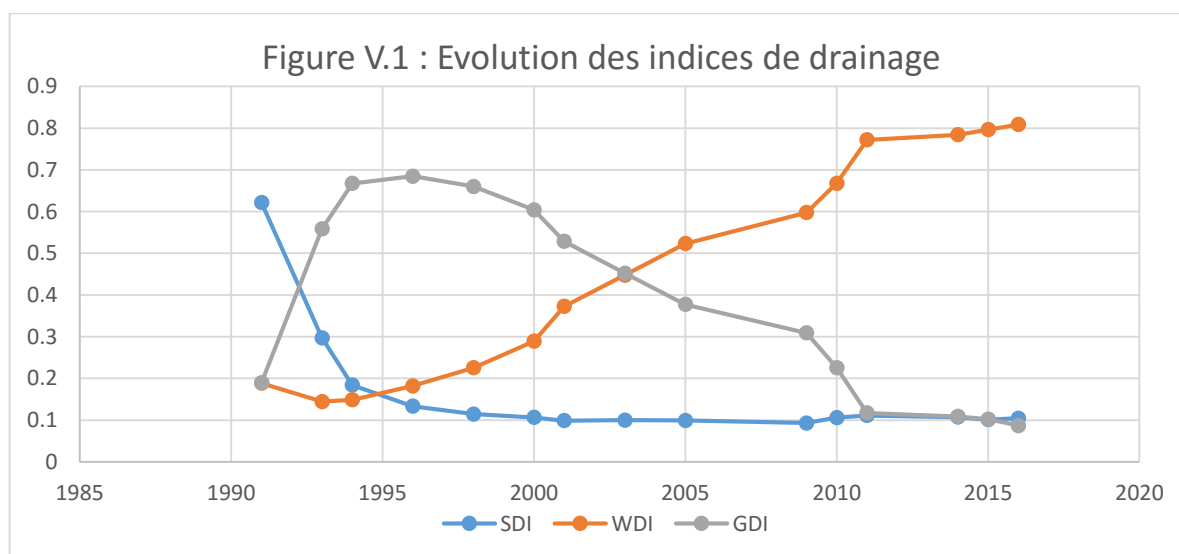
Cette période est marquée par la participation de deux régimes de drainage : le water drive et le gaz cap, avec la prédominance de ce dernier.

Dans cette période on remarque une augmentation progressive de l'indice de drainage de l'aquifère d'une part et une diminution progressive de l'indice de gaz cap drive d'autre part, pour atteindre 45% à la fin de cette période

De 2003 à 2016 :

A partir de 2000 l'indice de drainage de l'aquifère augmente progressivement pour atteindre le taux de 80%. On constate aussi :

- la diminution de l'indice de drainage de gaz cap au début de la période pour se stabiliser à la fin au taux de 8%, aussi qu'une légère augmentation de l'indice de drainage de gaz dissous, et cela est dû à l'injection de gaz sec dans le chapeau de gaz.



Conclusion :

A partir de l'analyse des indices de drainage, on a constaté la participation de deux régimes de drainage au soutirage. Qui sont :

1- Le gas cap drive.

2- Le water drive.

Le premier régime à dominer pendant les premières années de l'exploitation, tandis que le deuxième pendant les dernières années de l'exploitation.

2- ETUDE DES PERFORMANCES

Introduction :

Après analyse des indices de drainage on a confirmé le remarquable développement du water-drive dans les mécanismes de déplacement, d'où la nécessité d'étudier l'efficacité de balayage de l'aquifère.

Pour cela on utilise les méthodes suivantes :

- Méthodes analytiques
- Méthodes semi empirique
- Méthode empirique (Guthrie Greenberger)

1. Méthodes analytiques

1-1- Théorie de Buckley - Leverette :

La méthode de Buckley-Leverette est l'une des plus simples méthodes et qui largement utilisée pour estimer l'avancement de front du fluide de déplacement dans le cas d'un déplacement immiscible.

En 1942, Buckley-Leverette ont présenté une théorie de débit fractionnaire, qui est basé sur les suppositions suivantes :

- L'écoulement est linéaire et horizontal,
- L'huile et l'eau sont incompressibles et immiscible,
- Les effets de capillarités et de gravité sont négligeables.

En se basant sur la loi de Darcy :

$$U = - (K / \mu) \text{ Grad } (P - \rho g z)$$

L'équation du débit fractionnaire est donnée comme suit :

$$F_w = \frac{1 + (KK_{ro} / u_t \mu_o) [(dp_c / dx) - g \Delta \rho \sin \alpha]}{1 + \frac{K_{ro}}{K_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}} \dots \dots \dots (EqV.7)$$

Avec : K_o , K_w : sont respectivement des perméabilités effectives de l'huile et de l'eau :

En terme de perméabilité relatives l'équation (2) devient :

$$F_w = \frac{1}{1 + (\mu_{r_w} k_{ro} / \mu_{r_o} k_{rw})} \dots\dots\dots (EqV.8)$$

Fw est le pourcentage d'eau de production, donné par l'équation suivante :

$$FW = \frac{q_w / B_w}{q_w / B_w + q_o / B_o} \dots\dots\dots (EqV.9)$$

D'où :

- calcul de la récupération d'huile :

$$WOR = \frac{f_w}{1 - f_w} \frac{Bo}{Bw} \dots\dots\dots (EqV.10)$$

Le calcul se fait comme suit :

- 1) On calcul pour chaque (Sw) le (fw) qui lui correspond.
- 2) On trace la courbe fw = f (Sw), ainsi que la tangente de Welge qui passe par (Swi)
- 3)

➤ La récupération au Break throught est donnée par la relation suivante :

$$B_{BT} = \frac{S_{wBT} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \dots\dots\dots (EqV.11)$$

Avec : SwBt : saturation en eau avant la percé, donnée par l'intersection de la tangente de Welge avec la courbe fw = f (Sw),

Swi : saturation en eau initiale.

A partir de graphe on trouve :

$$SwBt = 0.725$$

$$Swi = 0.15$$

$$R_{BT} = \frac{S_{abt} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \dots\dots\dots (EqV.12)$$

Donc :

$$R_{bt} = 0.676$$

➤ La récupération après la percé :

$$B_{aBT} = \frac{S_{waBT} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \dots\dots\dots (EqV.13)$$

Où :

Swabt : saturation en eau après la percé (derrière le front) donné par l'intersection de la tangente de Welge avec la droite $f_w = 1$

On trouve :

$$S_{waBt} = 0.777$$

$$R_{aBt} = 0.737$$

➤ La récupération maximale est donnée par la relation :

$$R_{\max} = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}} \dots\dots\dots (EqV.14)$$

Kro = f(Sw), trouve :

$$S_{or} = 0.25.$$

$$R_{\max} = 0.764$$

1-2- Méthode de Stiles :

Pour calculer les performances d'un réservoir stratifié, Stiles a fait les hypothèses suivantes :

- 1) Rapport de mobilité proche de l'unité,
- 2) La formation se compose d'un certain nombre de strates d'épaisseurs constantes continues entre puits,
- 3) Il n'y a ni ségrégation des fluides au sein des couches ni communication entre couches,
- 4) Le déplacement est de type " piston".
- 5) Le système est linéaire, avec même perméabilité relative à l'huile en avant du front et à l'eau derrière le front dans toutes les couches,
- 6) Toutes les couches ont même caractéristiques (même ϕ , même S_w , ...etc.)
À l'exception de la perméabilité absolue,
- 7) La position du front dans chaque couche est directement proportionnelle à la perméabilité absolue de la couche.
- 8) La teneur en eau de la production dépend du h_k de la zone de percée de l'eau par l'eau par rapport au h_k total.

Présentation de la méthode :

Au vu des hypothèses précédentes, il est commode de diviser le réservoir en tranches d'épaisseurs constantes $h_i, h_j, \dots$ etc, et de perméabilité $K_i, K_j, \dots$ etc, et de les classer par ordre de perméabilités décroissantes.

D'où la première couche sera la première à être balayée :

- ❖ La quantités d'huile déplaçable est :

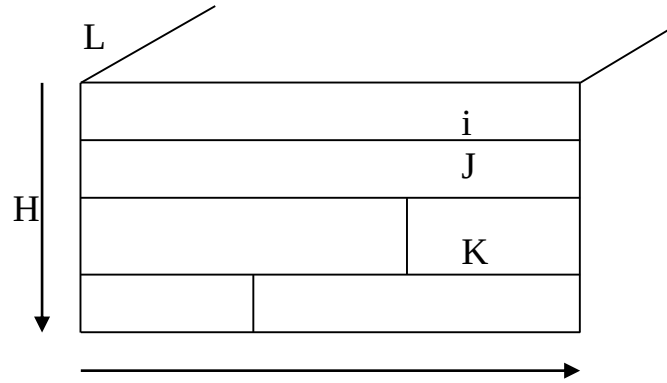
$$Ln(\phi h(1-S_w-S_{or}))$$

- ❖ La quantité d'huile déplaçable de la $I^{ième}$ couche est :

$$Ln (\phi h_i (1-S_w-S_{or}))$$

La quantité d'huile extraite de la $K^{ième}$ couche lorsque le front perce dans la $J^{ième}$ couche est :

$$Ln [\phi h_k (K_k/K_j) (1-S_w-S_{or})]$$



La quantité d'huile produit à la percée du front dans la $j^{\text{ème}}$ couche est :

$$\phi L l [1 - S_w - S_{or}] * \left[\sum_1^j h_i + \sum_{j+1}^n \frac{K_i}{K_j} h_i \right] \quad (\text{Eq V.15})$$

Le débit fractionnaire de l'eau est donné par :

(Eq V.16)

$$f_w = \frac{M * c_j}{M * c_j + (C_t - c_j)}$$

Avec :

$$C_t = h * t * k, \quad M = (K_{rw}/K_{ro}) * (\mu_o / \mu_o)$$

$$c_j = \sum_1^j h_i k_i$$

L'évolution du WOR en fonction de la récupération, $WOR = f(R)$ est présentée par la figure (V.2)

1.3 – Méthode de Dykstra Person :

Pour calculer la récupération d'huile, d'un gisement soumet à un aquifère actif, Dykstra Person à fait les suppositions suivantes :

- Le réservoir est stratifié,
- Le déplacement d'huile par l'eau dans une strate est de type piston,
- Pas de communication entre les strates,
- À la percée de l'eau dans la strate numéro m.

La récupération et le WOR sont donnés par les relations suivantes :

$$R = \frac{1}{\sum_{i=1}^n H_i} \left[\sum_{i=1}^m H_i + \sum_{i=m+1}^n H_i \left(\frac{M - \sqrt{M^2 + (1-M^2) \frac{K_i}{K_m}}}{M-1} \right) \right]$$

(Eq V.16)

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^m K_i}{\sum_{i=m+1}^n \frac{K_i}{\sqrt{M^2 + (1-M^2) K_i / K_m}}}$$

Avec :

R : la récupération (fraction),

n : le nombre de strates,

m : le numéro de la strate en percement,

H_i : la hauteur de la strate i,

K_i : perméabilité de la strate i,

M : le rapport de mobilité.

2- Efficacité globale du balayage :

L'efficacité globale est définie comme étant le produit des trois efficacités suivantes :

$$E_g = E_s * E_v * E_d$$

Avec :

E_s : efficacité superficielle ;

E_v : efficacité verticale ;

E_d : efficacité de déplacement.

2.1-Efficacité de déplacement :

L'efficacité de déplacement est celle donnée par la méthode de déplacement frontale (méthode de Buckley Levrette) à la percée :

$$E_d = 0.676$$

2.2 - Efficacité superficielle :

L'efficacité superficielle est déterminée en fonction de débit fractionnaire et de rapport de mobilité, en utilisant l'abaque de Caudle & Witt.

$$Fw = 0 \text{ (à la percée)}$$

$$D'où : Es = 0.92$$

2.3- Efficacité verticale : l'efficacité verticale est définie comme étant l'efficacité de balayage dans la sen verticale. Elle est donnée par la méthode Dykstra_Parson à la percée, c.à.d. à la première couche.

$$Ev = 0.6843$$

$$D'où :$$

$$Eg = 0.676 * 0.92 * 0.683$$

$$Eg = 0.425$$

3. Formules empirique de l'efficacité de balayage :

3.a- API corrélation :

Une fois qu'on a déterminé la quantité d'huile en place, il est utile d'estimer la quantité de cette huile récupérable et cela par le calcul des efficacités de balayage.

L'institut Américain de pétrole a présenté une étude statistique de facteur de récupération de l'huile. Cette étude est basée sur 226 Sandstone et 86 carbonate réservoirs, classifiés par leur mécanisme de drainage prédominant :

- Cas d'un drainage par water drive :

$$R_{ow} = 54.898 \left[\frac{\Phi(1-s_{wi})}{B_{oi}} \right]^{0.042} \left(\frac{\mu_{wi} K}{\mu_{oi}} \right)^{0.077} (s_{wi})^{-0.1903} \left(\frac{p_i}{p_a} \right)^{-0.2159} \dots (EqV.17)$$

$$R_{og} = 41.815 \left[\frac{\Phi(1-s_{wi})}{B_{ob}} \right]^{0.1611} \left(\frac{\mu_{oi}}{K} \right)^{0.0979} (s_{wi})^{0.3722} \left(\frac{p_b}{p_a} \right)^{0.1744} \dots (EqV.18)$$

- Cas d'un drainage par solution gaz drive ($g_p < p_b$) :

3.b- Corrélation Guthrie et Greenberger :

Guthrie et Greenberger ont présenté la corrélation suivante entre le water drive recovery et les cinq variables qui affectent la récupération dans les réservoirs santonns :

$$R_{ow} = 0.144 + 0.272 \log K + 0.256 s_{wi} - 0.136 \log \mu_o - 1.538 \Phi - 0.00035 h$$

Avec :

R : récupération, fraction

K : perméabilité, md

Swi : saturation initiale en eau, fraction

μ : viscosité de l'huile

Φ : porosité de la formation, fraction

h : hauteur utile de la couche, ft

• **Calcul :**

Données : K = 911.11 md h = 34.61 ft Swi = 0.1
 $\Phi = 0.2017$ $\mu_{oi} = 0.439$ cp Boi=Bt = 1.576
 $\mu_{wi} = 0.5$ cp

Pour notre réservoir on a un drainage par solution gas drive pendant les première années d'exploitation, d'où l'utilisation de l'équation (2) pour le calcul de la récupération.

En utilisant :

*la formule empirique d'API :

on trouve $R_{og} = 31.65 \%$

*la formule de Guthrie et Greenberger :

on trouve : $R_{ow} = 71.36\%$

Calcul de la variance :

Le traitement statistique des données de carottage des puits HRS013, HRS015, HRS020 et HR162 nous permet de calculer la variance à partir de graphe semi-logarithmique Fig.8

Les différentes étapes de calcul sont présentes dans les tableaux (V.1) et (V.2) :

A partir de graphe $K = f(\%)$ on trouve :

$$V = \frac{K_{50} - K_{84.1}}{K_{50}} = \frac{289.56 - 37.75}{289.56} = 0.869 \quad (\text{Eq V.19})$$

Conclusion :

- ❖ Les récupérations données par les formules empirique API et par l'efficacité globale sont avoisinantes.
- ❖ La récupération donnée par la corrélation de Gutrie et Greenberger est très élevée, donc on ne peut pas la prendre en considération.

TABLEAU V.2 : Méthode de Dykstra Pearson – l'évolution de WOR

strates	H_i	K_i	K_i/K_1	X	$\sqrt{X}$	$M-\sqrt{X}$	$H_i(M-\sqrt{X})$	$\frac{H_i(M-\sqrt{X})}{M-1}$	$\sum \frac{H_i(M-\sqrt{X})}{M-1}$	R	$\sum K_i/X$	WOR
M= 1												
1	1.7	390.947	1.00	1.0	1.00	-0.795	-1.3515	1.7	1.7	—	—	
2	3	236.52	0.605	0.6215	0.789	-0.5833	-1.7500	2.2013	2.2013	—	380.56	
3	2.1	208.285	0.533	0.5524	0.743	-0.5382	-1.1303	1.4217	3.623	—	757.62	
4	2.3	92.204	0.236	0.268	0.517	-0.3126	-0.7191	0.9045	4.5275	0.68	1101.7	0.3548
M=2												
2	3	236.52	1.00	1.00	—	—	—	—	—	—	—	—
3	2.1	208.285	0.880 6	0.885	0.941	-0.736	-1.5456	1.9441	1.9441	—	235.19 1	1.4491
4	2.3	92.204	0.442 7	0.466	0.699	-0.493	-1.13609	1.4290	3.3731	0.88 7	197.82 0	0.8871
M= 3												
3	2.1	208.285	1.00	1.00	—	—	—	—	—	—	—	—
4	2.3	92.204	0.442 7	0.4661	0.682	-0.4777	-1.09875	1.3820	1.3820	0.89 9	197.82 0	4.2248

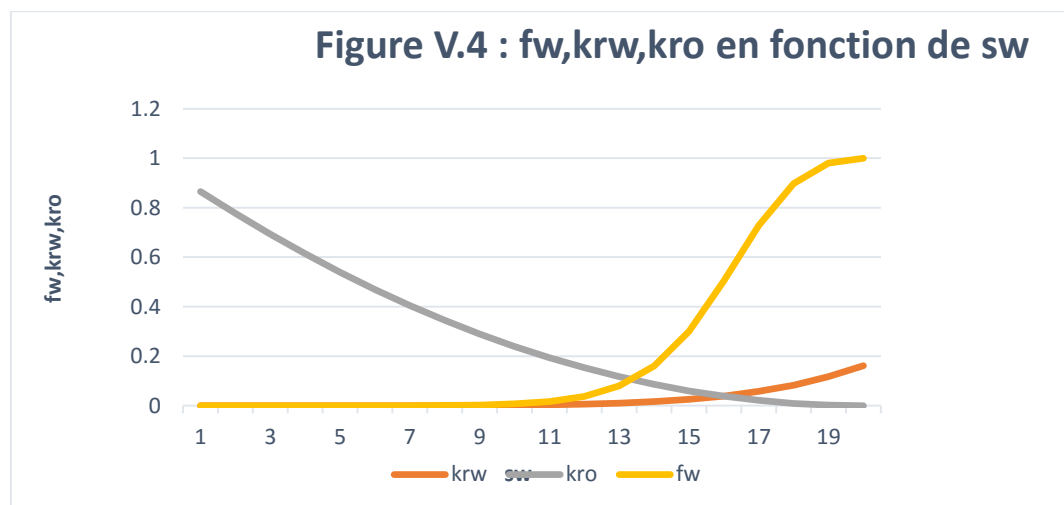
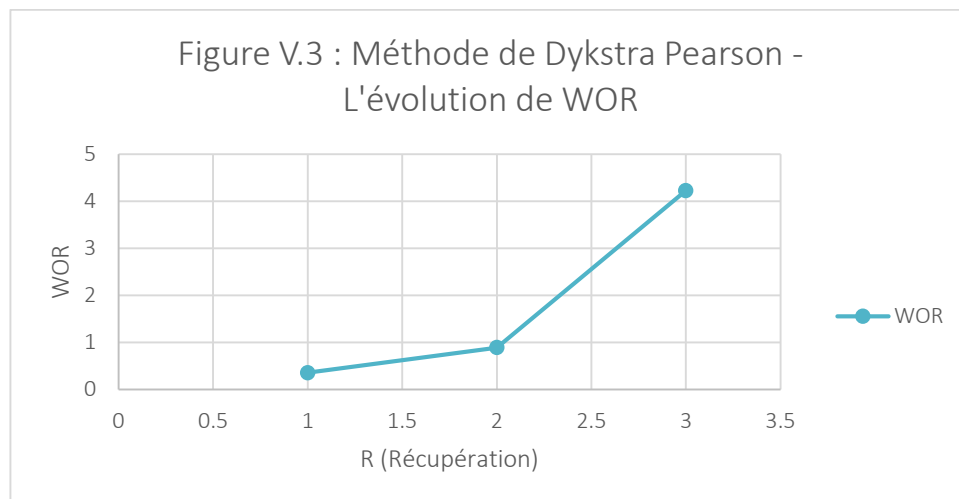
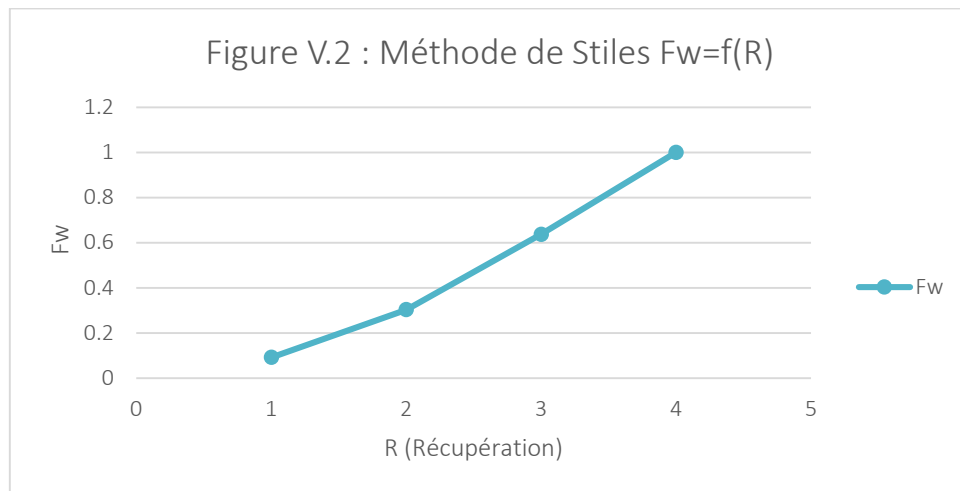
$K_{rw} (S_{wBT})=0.18$, $K_{ro}= K_{ro}(\max) = 0.865$, $\mu_w=0.5$ cp, $\mu_o=0.493$ cp,

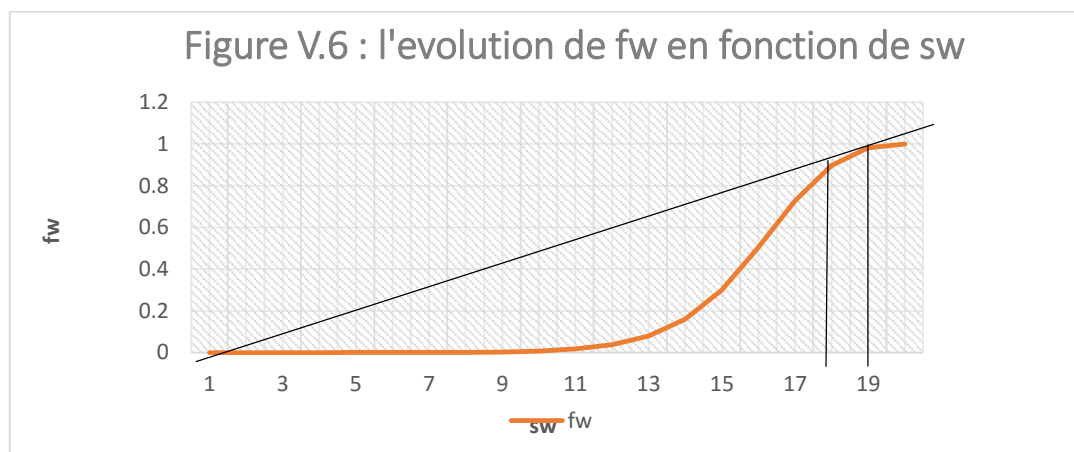
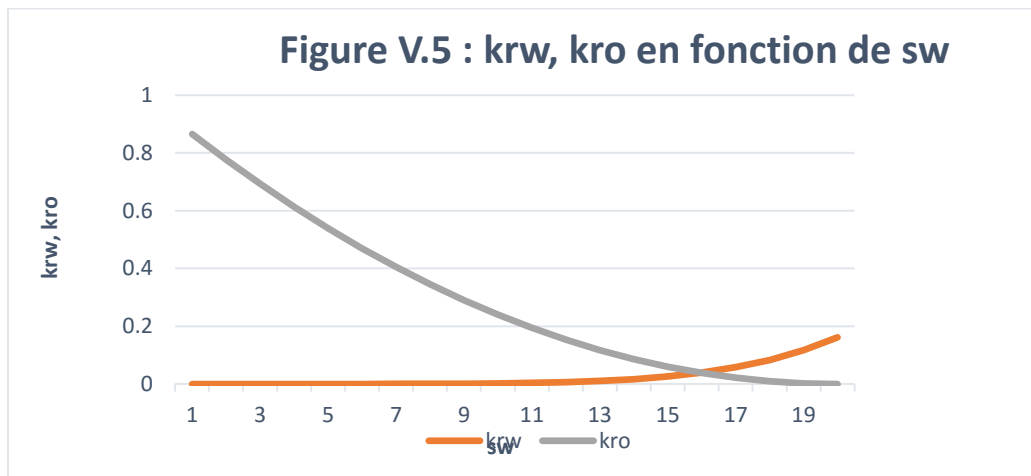
TABLEAU V.3 : Méthode de Stiles (l'évolution de la récupération)

N°=	Hj(m)	Kj(md)	ΣH_j	$\Sigma H_j * K_j = C_j$	Mj	R	Fw	F ₀ =1-Fw	F' _w	F' ₀ =1-F' _w	WOR
01	1.7	390.947	1.7	664.6099	0.205	0.5688	0.0911	0.9089	0.1250	0.875	0.1428
02	3	236.52	4.7	1374.1699	0.205	0.8182	0.30252	0.69748	0.3821	0.6179	0.6183
03	2.1	208.285	6.8	1811.5684	0.205	0.8591	0.636521	0.36348	0.7140	0.286	—
04	2.3	92.204	9.1	2023.6376	0.205	1	1	0	1	0	—

Tableau V.4 : Evolution de débit fractionnaire $F_w=f(S_w)$ [Méthode de Buckley – Levrette]

sw	Krw	Kro	Kro/Krw	fw
0.104	0	0.8656	Infini	0
0.139	3.507 e-09	0.7769	2.2153 e08	4.451 e-09
0.174	2.234 e-07	0.6930	3.1021 e06	3.1785 e-07
0.205	2.538 e-06	0.6138	2.4184 e05	4.077 e-06
0.243	1.423 e-05	0.5395	3.7913 e04	2.601 e-05
0.278	5.4213 e-05	0.4700	8669.51	1.1372 e-04
0.313	1.617 e-04	0.4052	2505.875	0.0004
0.348	4.073 e-04	0.3453	847.778	0.00116
0.383	9.067 e-04	0.2901	319.951	0.0031
0.417	1.837 e-03	0.2398	130.538	0.0075
0.452	3.454 e-03	0.1942	56.225	0.0172
0.487	6.0115 e-03	0.1534	25.086	0.0378
0.522	1.030 e-02	0.1174	11.398	0.0796
0.557	1.664 e-02	8.616 e-02	5.178	0.160
0.5912	2.595 e-02	5.972 e-02	2.301	0.300
0.626	3.924 e-02	3.809 e-02	0.971	0.5038
0.661	5.777 e-02	2.131 e-02	0.369	0.728
0.696	8.308 e-02	9.378 e-03	0.113	0.897





1 Introduction et historique :

L'analyse du déclin de production (PA) est considérée comme un complément de l'analyse transitoire de pression (PTA). Elle est plus applicable dans le cas où l'historique de pression et de production sont disponibles. C'est le cas des jauges permanentes de mesure au fond de puits qui contiennent des données utilisables par les deux techniques d'analyse.

Cette dernière a commencée en 1920 sur une base purement empirique, et comme un outil financier, Il n'y avait aucun fond technique à ces relations, l'objectif était de trouver la bonne fonction de déclin qui est adaptable avec l'historique de production et pourraient évaluer le revenu économique à l'avenir. Dans les années 40, la formulation du déclin exponentiel, hyperbolique et harmonique, en supposant une pression constante le long de l'historique, a été publiée (Arps, 1945). C'était toujours partiellement empirique, mais quelques paramètres pourraient être mesurés en utilisant des analyses spécifiques.

Dans les années 60 est venue la première série des courbes-type en supposant toujours que la pression est constante. Les courbes-type de Fetkovich ont combiné deux familles des courbes : une pour la période transitoire et une autre pour l'effet aux limites.

Dix ans après, Carter a généralisé cette méthode pour le cas du gaz. D'autres courbes-type ont été publiées plus tard pour tenir compte encore d'autres configurations complexes comprenant les réservoirs stratifiés et fracturés. Ceci a été fait en parallèle au travail théorique effectué dans PTA. À ce stade la méthodologie était équivalente au procédé standard dans la PTA vers la fin des années 70.

2- 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 diagnostic ; il est utilisé pour un gisement, pour un puits ou groupes des puits.

Type curve analysis

L'introduction de la méthode dite « type curve » par Fetkovich en 1980 qui a établi des équations unifiés pour la solution généralisée et qui ont pour avantage de prendre en plus l'hétérogénéité du réservoir, le changement de la mobilité et l'aspect multicouche du réservoir .[4]

Dans le cas des gisements qui ont des multidrains et pas de crossflow (pas de contact entre les couches qui est le cas de Hassi Messaoud), l'estimation des réserves présente une difficulté énorme.

La valeur de b peut nous indiquer l'architecture du notre réservoir, des valeurs entre 0 et 0.5 correspondent à des réservoirs homogènes avec un seul drain et pour des réservoirs hétérogènes avec multidrains, On trouve des valeurs entre 0.5 et 1. [3]

3- Types de courbes de déclin :

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

- Déclin exponentiel.
- Déclin hyperbolique.
- Déclin harmonique

3-a) Equations de déclin :

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

$$D = - \frac{dq / dt}{q} = Kq^n \dots\dots\dots(EqVI.1)$$

Où :

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

t : Temps, [jour], mois ou année

K : Constate

n : Exposant.

Le déclin de débit de l'équation (V.1) peut être constant ou variable en fonction de temps

a-1 Déclin exponentiel (ou déclin constant) :

Dans ce type l'exposant n=0.

$$D = - \frac{dq / dt}{q} = K = - \frac{\ln \left(\frac{q_t}{q_i} \right)}{t} \dots\dots\dots(EqVI.2)$$

Avec :

k : constante,

q_i : débit de production initial,

q_t : débit de production au temps t.

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

$$D = -\frac{1}{q} * \frac{dq}{dt} \Rightarrow \int_0^t D dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q}$$

donc : $q = q_i e^{-Dt}$ (EqVI-3)

$$Np = \int_0^t q dt = \int_0^t q_i * e^{-Dt} = \frac{q_i - q_i e^{-Dt}}{D}$$

$$Np = \frac{q_i - q}{D} \text{(EqVI-4)}$$

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

$$D' = \frac{\Delta q}{q_i} \text{(EqVI.5)}$$

Où : Δq : c'est la variation de débit dans la première année.

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

$$D = -\ln\left(1 - \frac{\Delta q}{q_i}\right) = -\ln(1 - D')$$

a-2 Déclin hyperbolique :

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = Kq^n \quad (0 < n < 1) \text{(EqVI.6)}$$

Avec :

$$K = \frac{D_i}{q_i^n}$$

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

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

$$\Rightarrow \int_0^t \frac{D_i}{q_i^n} dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q^{n+1}}$$

$$\Rightarrow \frac{D_i}{q_i^n} * t = \frac{1}{n} * (q^{-n} - q_i^{-n})$$

en fin :

$$q_t = q_i (1 + n D_i t)^{-1/n} \quad \text{.....(EqVI.7)}$$

$$N_{pc} = \frac{q_i^n (q_i^{1-n} - q_t^{1-n})}{(1-n) D_i} \quad \text{.....(EqVI.8)}$$

Avec :

Di : déclin initial de débit.

a-3 Déclin harmonique :

$$D = - \frac{dq/dt}{q} = Kq \quad , \text{ pour } n=1 \quad \text{.....(EqVI.9)}$$

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

$$D = \frac{D_i}{q_i} q = - \frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$$

$$\Rightarrow \int_0^t \frac{D_i}{q_i} dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q^2}$$

$$\Rightarrow \frac{D_i}{q_i} t = \frac{1}{q} - \frac{1}{q_i}$$

donc : $q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)} \quad \text{.....(EqVI-10)}$

$$N_{pc} = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q_t} \quad \text{.....(EqVI.11)}$$

Remarque :

Le déclin exponentiel et harmonique est des cas particuliers de déclin hyperbolique.

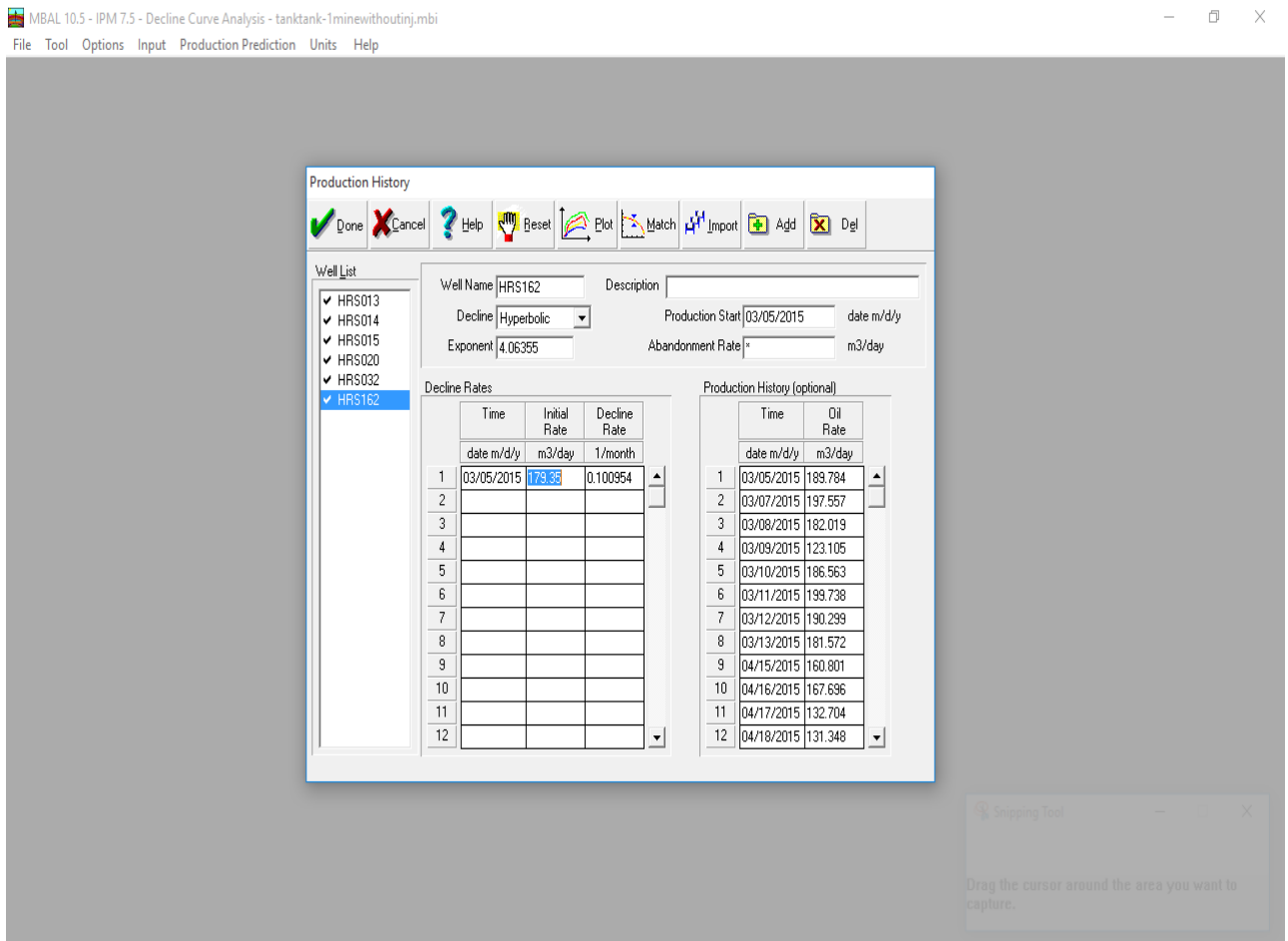


Figure VI.1 : Tableau d'historique de Production de puit HRS162

5 -Partie Calcul :

Nous allons utiliser le logiciel de simulation MBAL à créer des courbes de déclin des puits étudiés (Decline Curves), et valider le modèle qui nous convient (à partir de l'historique de la production), Ensuite on construit les modèles de prévisions.

- On insère l'historique de production dans le logiciel (il est préférable d'utiliser des dates sans arrêt de production dans le puit).

La loi hyperbolique

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \dots\dots\dots(\text{EqVI.12})$$

Nous avons fixé comme débit initial $q_i = 189.784$ m³/jour et en fixant la période de 05/03/2015 à 25/11/2016 (sans arrêt de production).

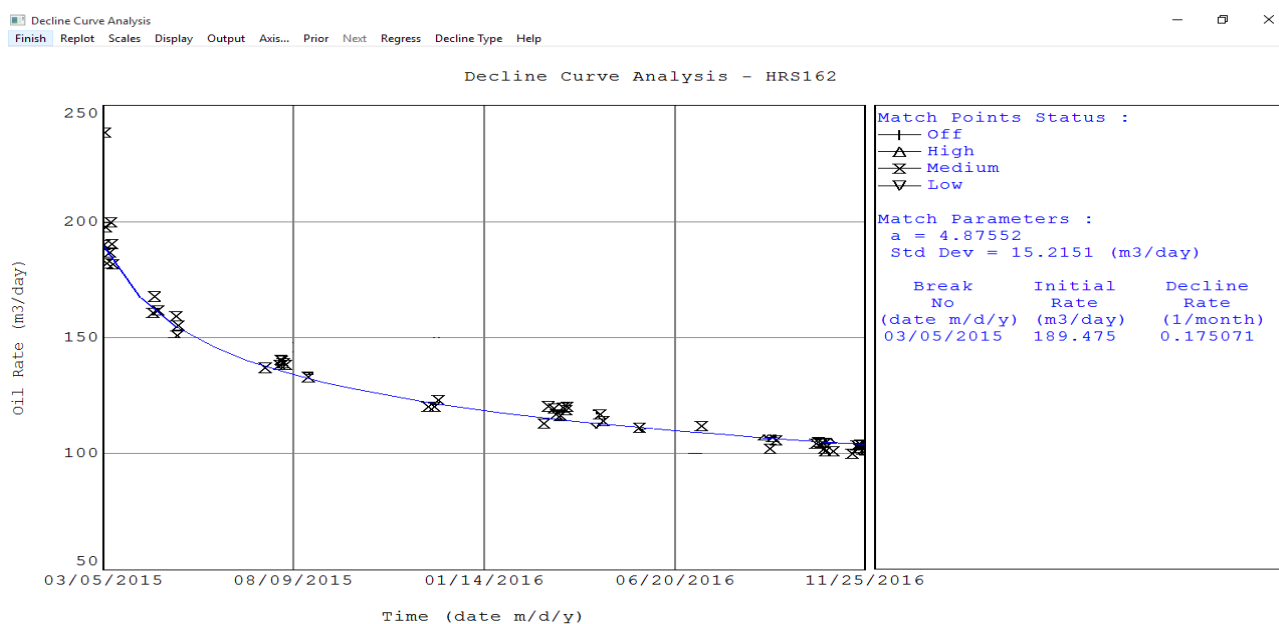


Figure VI.2 : Résultats de puit HRS162 par la loi hyperbolique

Match Parameters			
A	Intial Rate (m ³ /jour)	Standard Deviation (m ³ /jour)	Decline Rate (1/month)
4.87552	189.475	15.2151	0.175071

La loi harmonique :

$$q = \frac{q_i}{(1+D_i t)} \dots \dots \dots (\text{Eq VI.13})$$

Le débit initial $q_i = 189.784$ m³/jour et en fixant la période de 05/03/2015 à 25/11/2016 (sans arrêt de production).

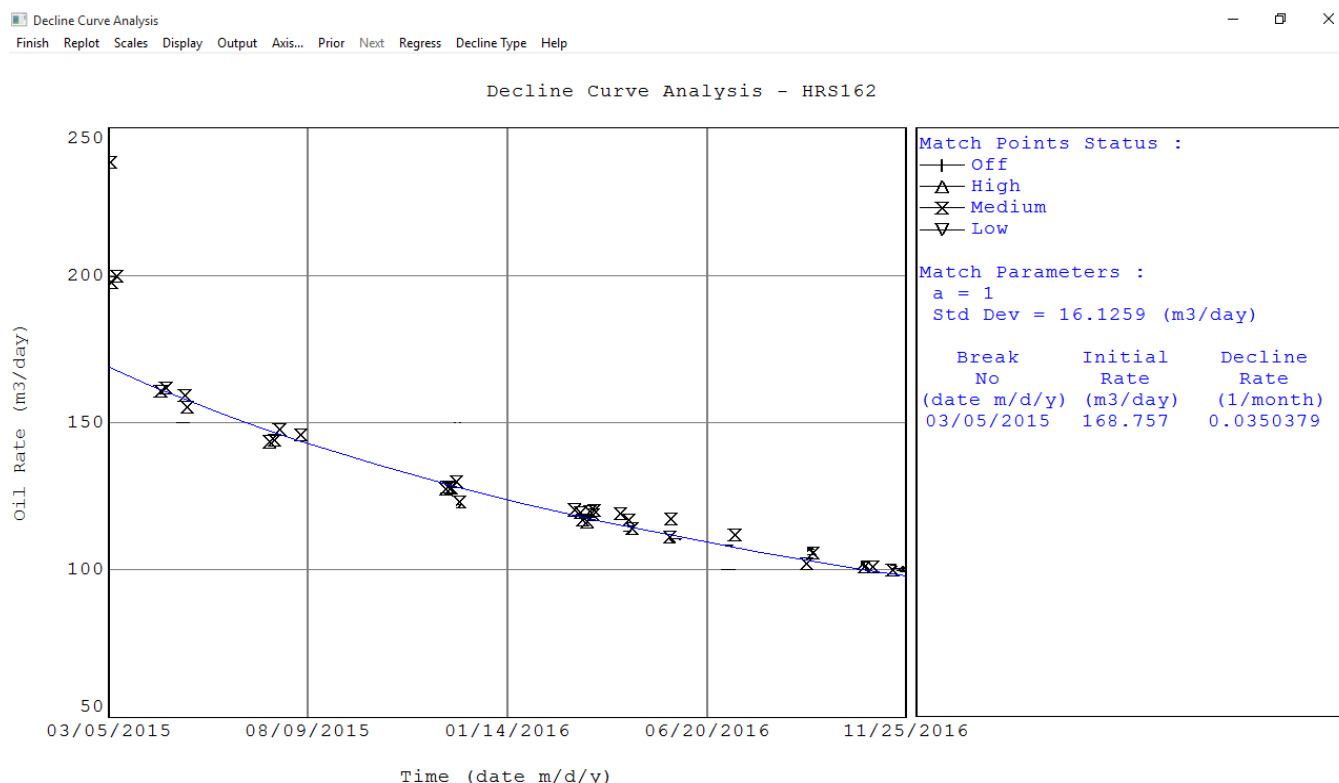


Figure VI.3 : Résultats de puit HRS162 par la loi harmonique

Match Parameters			
A	Initial Rate (m ³ /jour)	Standard Deviation (m ³ /jour)	Decline Rate (1/month)
1	168.757	16.1259	0.0350379

La loi exponentielle :

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

(EqVI.14)

Le débit initial $q_i = 189.784$ m³/jour et en fixant la période de 05/03/2015 à 25/11/2016 (sans arrêt de production).

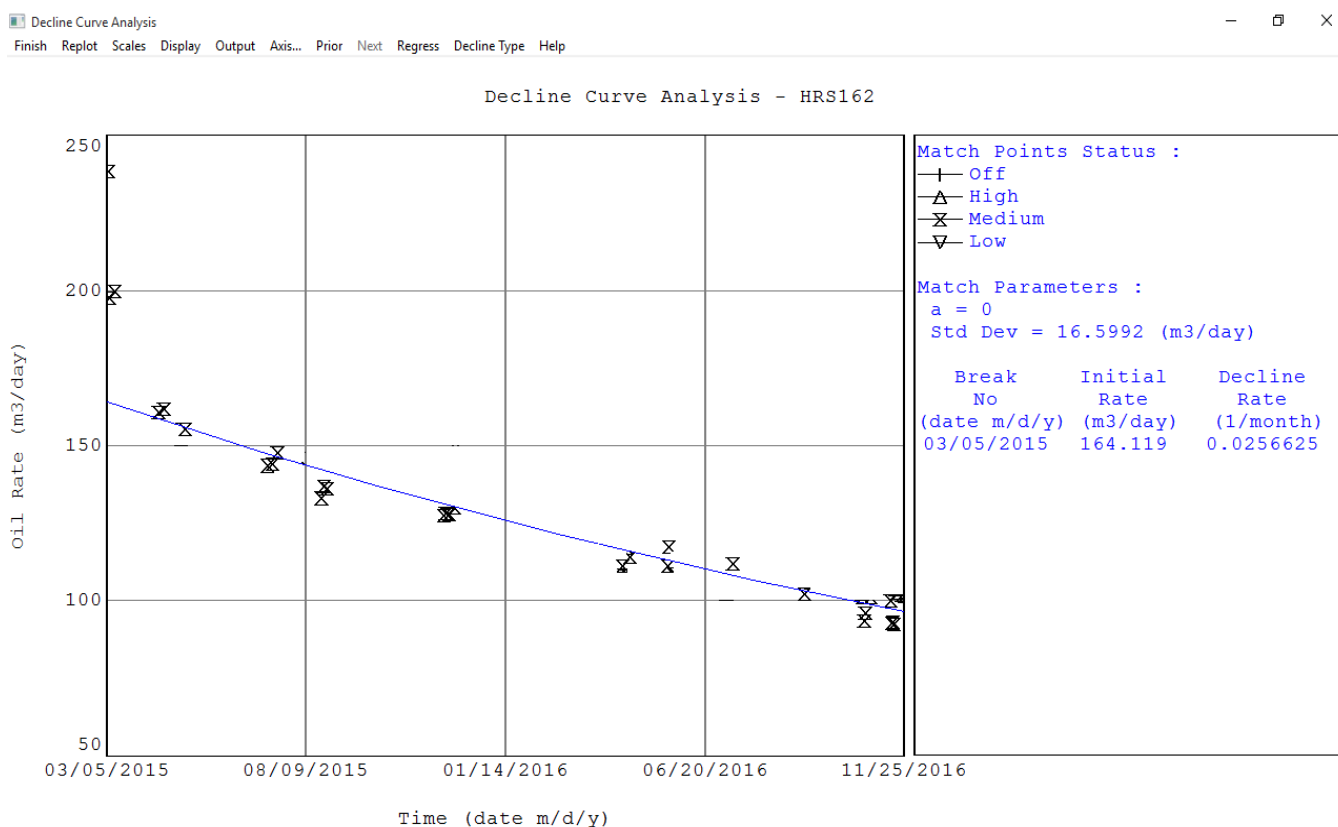


Figure VI.4 : Les résultats de puit HRS162 par la loi exponentielle

Match Parameters			
A	Intial Rate (m ³ /jour)	Standard Deviation (m ³ /jour)	Decline Rate (1/month)
0	164.119	16.5992	0.0256625

Remarque :

D'après les courbes obtenus par le logiciel MBAL ont choisis l'équation empirique de type hyperbolique pour établir les prévisions de débit de production des puits au future.

6- Courbes de prévisions :

On remplit l'historique de production de tous les puits étudiées (HRS162, HRS013, HRS014, HRS015, HRS020, HRS032) dans le logiciel et on tente à faire une prévision au cas où ces puits n'avaient pas une stimulation au période de 24 mois au-delà de la date actuelle.

Les résultats sont exprimés dans les graphes ci-dessus :

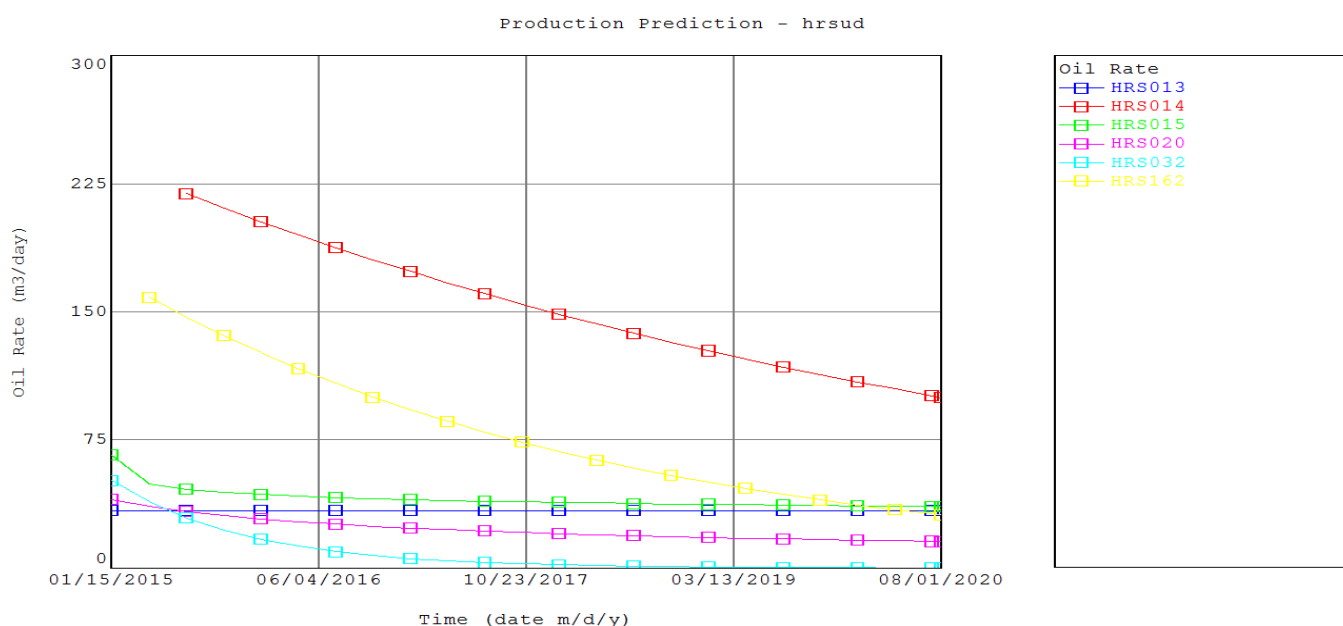


Figure VI.5 : Courbes de déclin de différents puits Jusqu'au 2020

En assemblant les débits des puits on obtient le débit global de bloc, et on obtient le graphe ci-dessous qui présente le débit global et la quantité d'huile cumulée par rapport au temps :

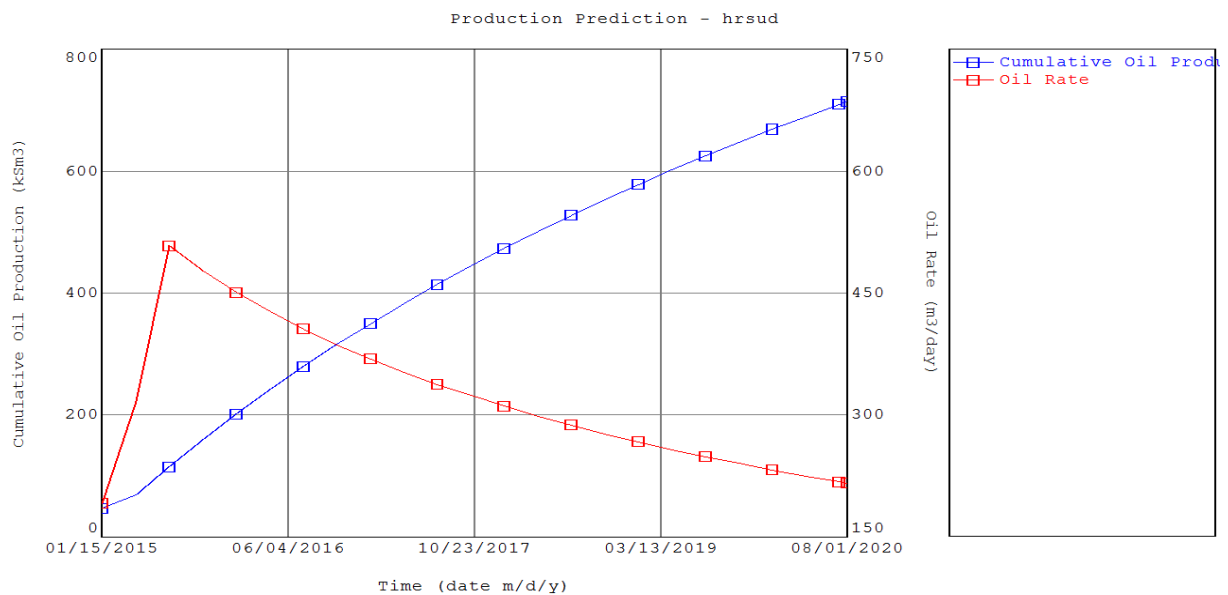


Figure VI.6 : Débit global et la production cumulé Jusqu'au 2020

On peut aussi créer les courbes de déclin de l'ensemble des puits et du bloc en une grande période de temps (jusqu'au 2025) pour avoir une idée aux prévisions de production au long terme, les résultats sont présentés au figure suivant :

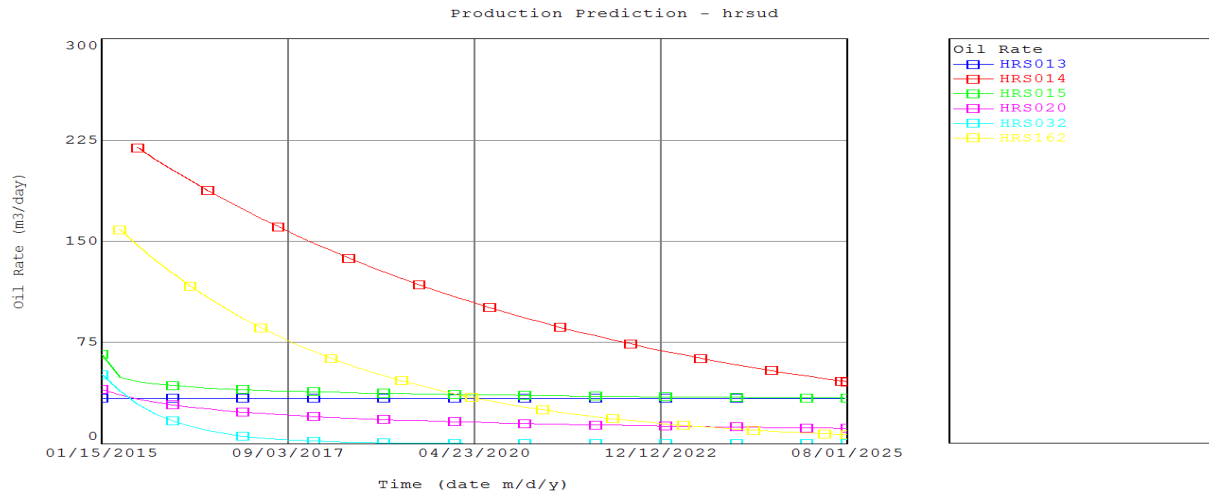


Figure VI.7 : Courbes de déclin de différents puits jusqu'au 2025

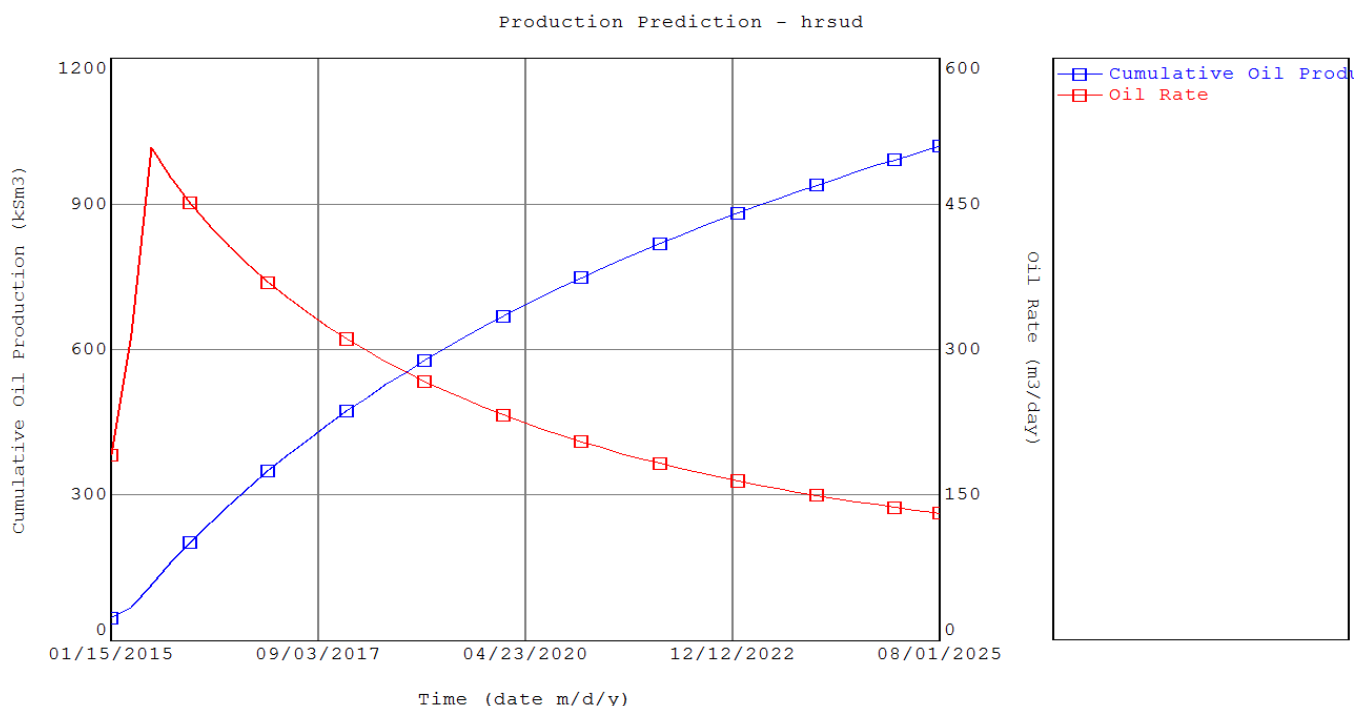


Figure VI.7 : Débit global et la production cumulé par rapport au temps jusqu'au 2025

Conclusion :

D'après les résultats obtenus, nous avons constaté qu'il y aura une chute brusque de la production dans un futur proche (le débit au 2025 est un tiers de débit au 2015) avec les conditions actuelles et ce qui nous amène à penser d'utiliser d'autres méthodes de récupération afin d'éviter ce scénario qui peut conduire à l'épuisement de l'énergie naturelle du gisement. Donc, pour éviter ça et dans la limite de la disponibilité des équipements nous allons procéder sur des calculs de scénarios : dans un premier temps, avec des scénarios de plusieurs débits 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 de la rentabilité de ces scénarios.

7- Prévisions et scénarios:

Tout en se basant sur le modèle étudié, le programme (MBAL) peut faire des prévisions à une date ou une période dans le futur sur la production.

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 connectés au même manifold.

8- Etat actuel (déplétion naturelle) :

En faisant un scénario dans le cas où on va gardé une production constante avec un débit de : 250/300/350 (m³/d) et un GOR moyen de 120 m³/m³, et voir le comportement du gisement dans la période allant de : 01/01/2016 à 31/12/2025.

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

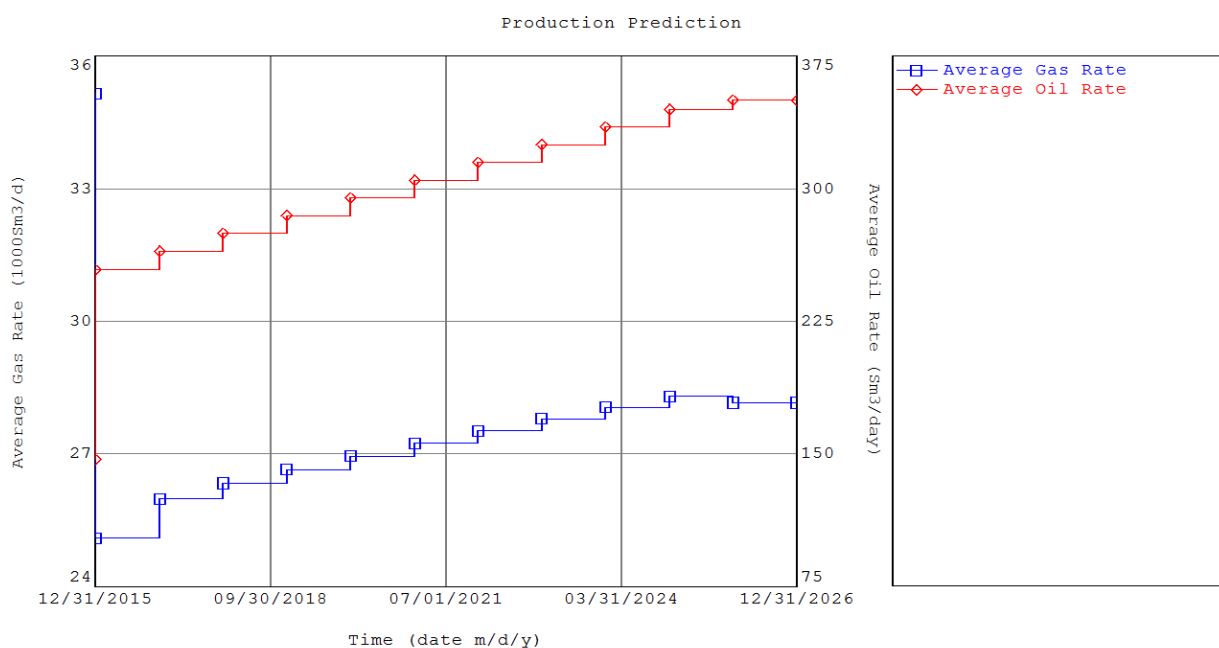


Figure VI.8 : Prévision de l'évolution des débits dans la période allant de : 31/12/2015 à 31/12/2026.

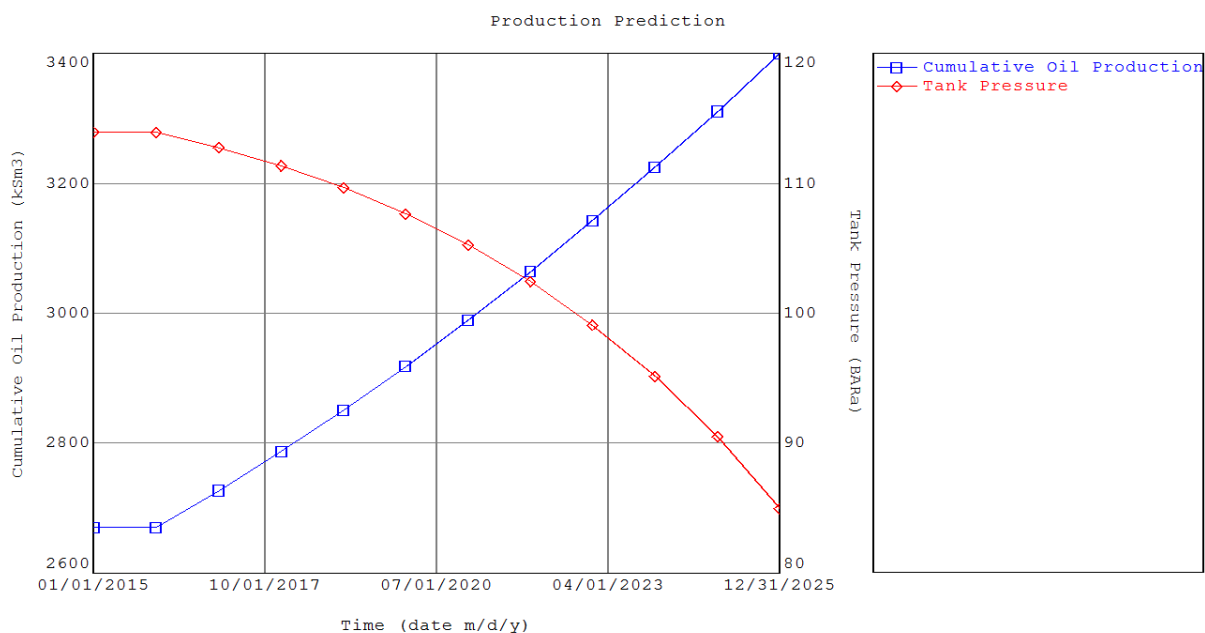


Figure VI.9 : Prévion de l'évolution de la pression et la production cum débit dans la période allant de : 31/12/2015 à 31/12/2025.

b- Ensuite, en fixant les débits de production à : 200/230/250 m³/d successivement, On obtient :

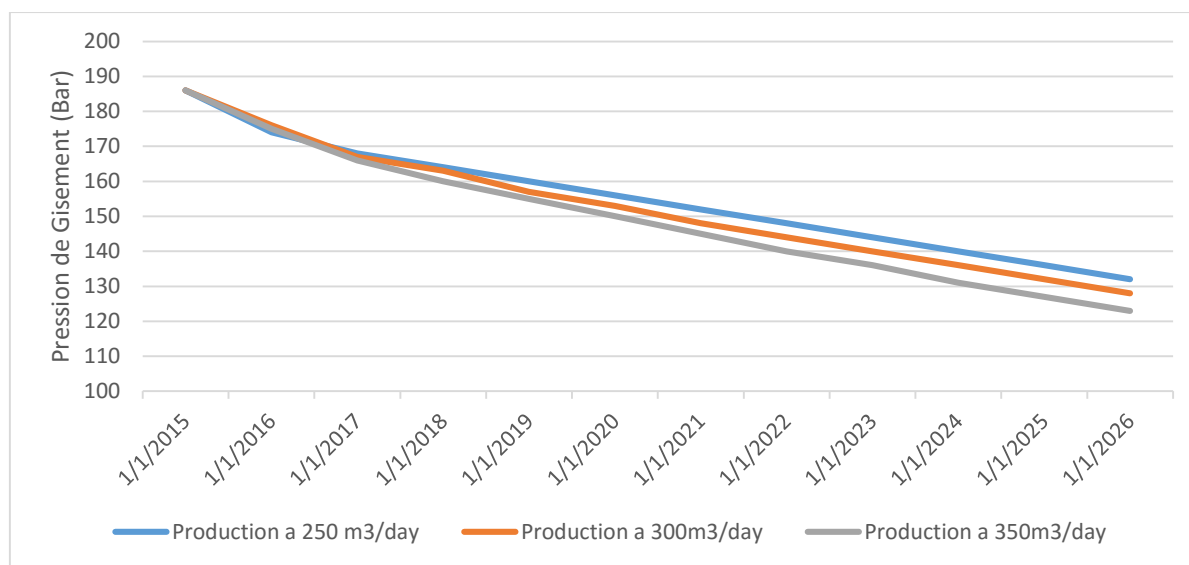


Figure VI.10 : Prévion de l'évolution de la pression du gisement dans la période allant de : 01/01/2015 à 01/01/2026.

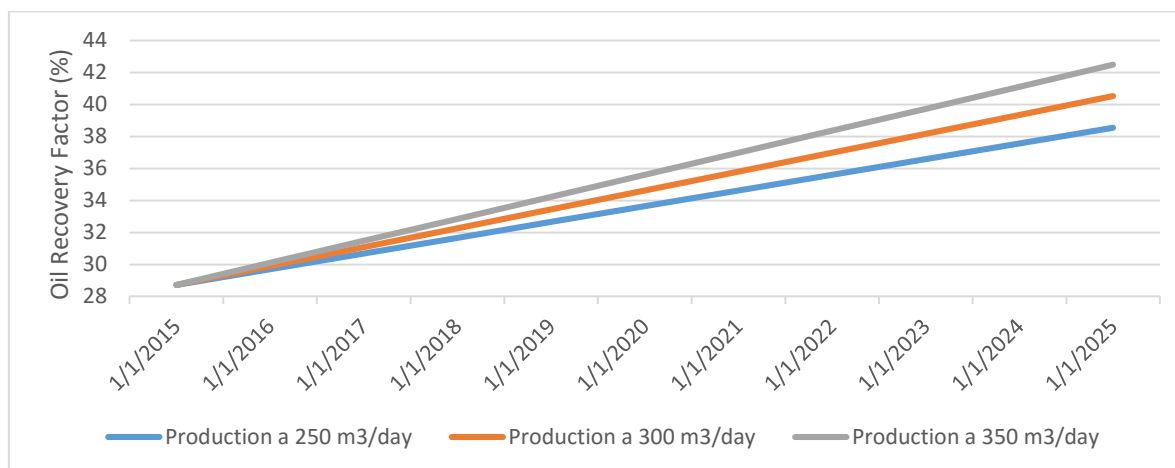


Figure VI.11 : Prédiction de l'évolution du facteur de récupération dans la période allant de : 01/01/2015 à 01/01/2026.

On remarque que la pression de réservoir diminue brusquement dans la période étudiée (120 Bar), Ce qui nous pousse à penser à d'autres méthodes de récupération non seulement par la déplétion naturelle mais aussi par injection d'eau ou injection de gaz

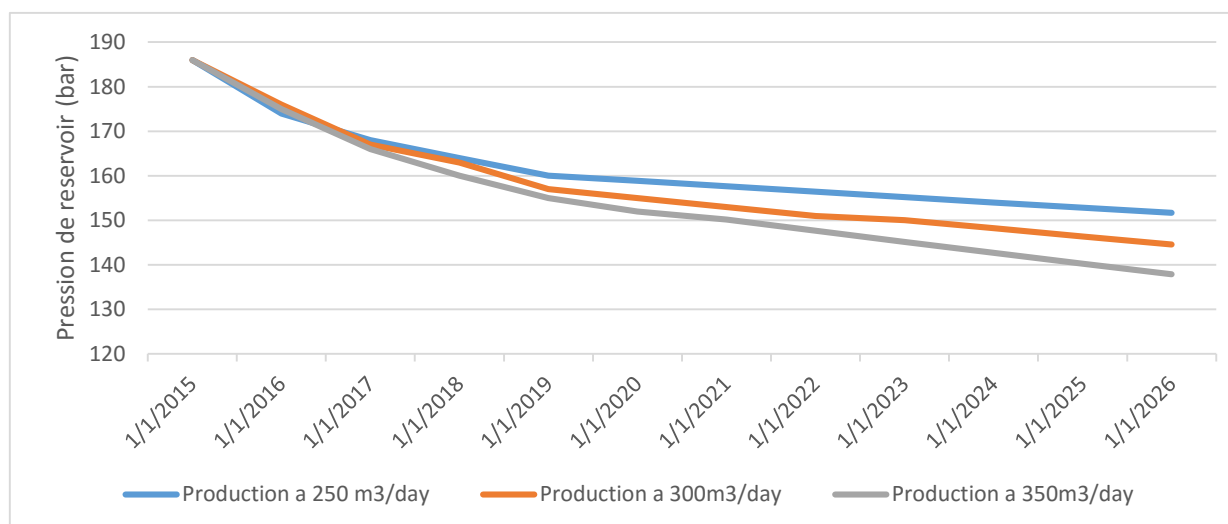
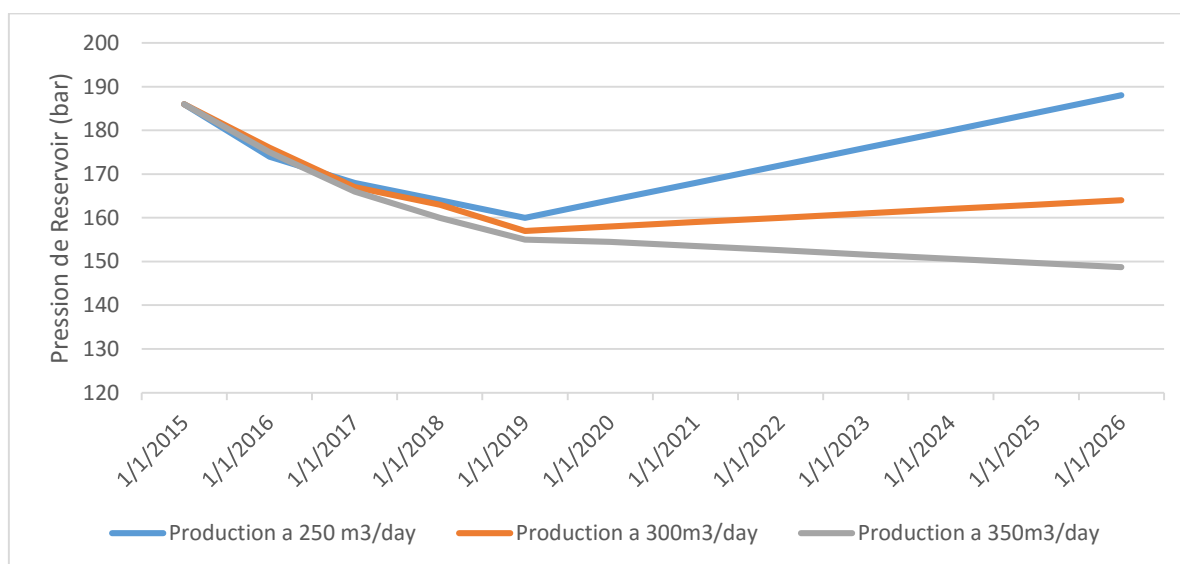
Avant de commencer la simulation en mode prévision, il faut définir certaines contraintes relatives à la production nécessaire au fonctionnement des puits actuels et des puits convertis injecteurs à travers les différents scénarios. Ces contraintes sont résumées dans la pression minimale de fond ou de tête qui permet au puits de produire naturellement et les débits requis pour achever la production totale du réservoir, tout en assurant l'acheminement du brut vers le centre de séparation

9- Injection d'eaux et de gaz :

A- Injection d'eau

En faisant des scénarios d'injections avec des débits de : 500 et 300 m³/Jour et des débits de production : tiré par les lois de déclin et fixés à : 250-300-350 m³/Jour.

On commence l'injection au début de 2019 :

Scénario #1 (avec un débit d'injection de 300 m³/Jour) :**Figure VI.12 : Scénario avec un débit d'injection de 300 m³/jour.****Scénario #2 (avec un débit d'injection de 500 m³/Jour) :****Figure VI.13 Scénario avec un débit d'injection de 500 m³/jour.**

B-Injection de Gaz :

En faisant des scénarios d'injections avec des débits de : 80, 100 et 120 Km^3/Jour et des débits de production : tiré par les lois de déclin et fixés à : 250, 300 et 350 m^3/Jour .

Le début d'injection sera le 01/01/2019 :

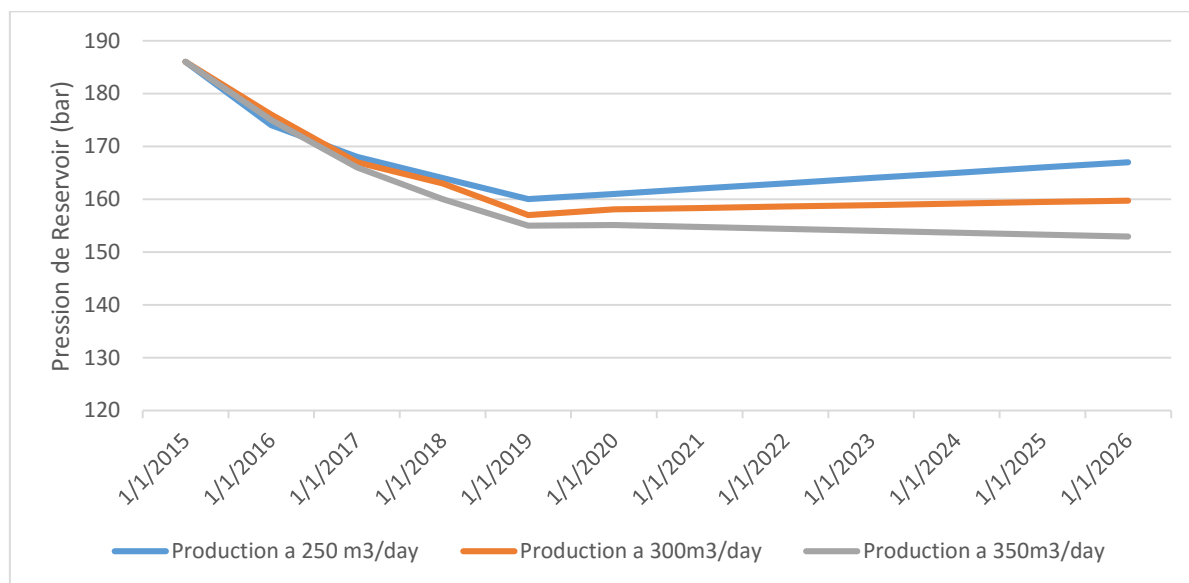
Scénario #1 (avec un débit d'injection de 80 km^3/Jour) :

Figure VI.13 Scénario avec un débit d'injection de 80 Km^3/jour .

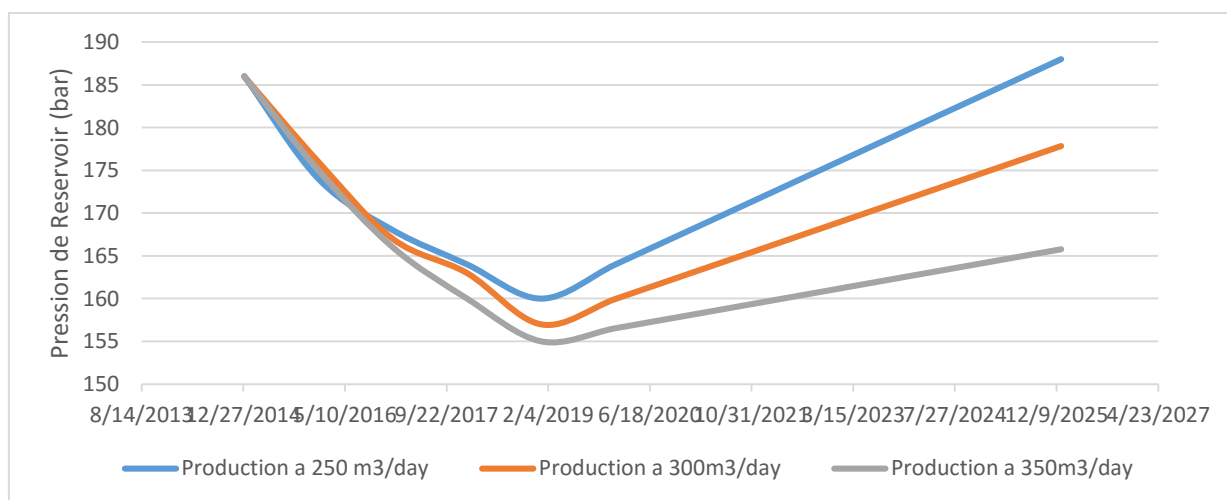
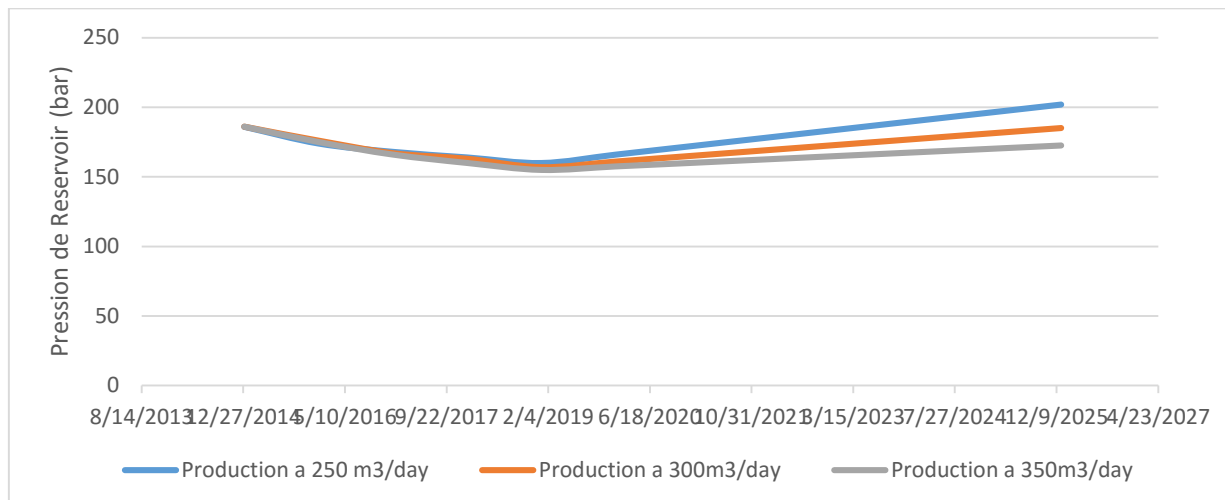
Scénario #2 (avec un débit d'injection de 100 km^3/Jour) :

Figure VI.14 Scénario avec un débit d'injection de 100 Km^3/jour

Scénario #3 (avec un débit d'injection de 120 km³/Jour) :**Figure VI.15 Scénario avec un débit d'injection de 120 Km³/jour.****Tableau VI.4 : Pressions de fond de réservoir par rapport au scénarios étudiée (bar)**

Les debits (m ³ /Jour)	PFS (2015)	PFS (2019)	PFS(2025)
<i>Etat Actuel</i>			
250	186	160	136
300	186	157	132
350	186	155	127
<i>Injection d'eau (300 m³/Jour)</i>			
250	186	160	153
300	186	157	146
350	186	155	140
<i>Injection d'eau (500 m³/Jour)</i>			
250	186	160	184
300	186	157	167
350	186	155	155
<i>Injection de Gaz (80 Km³/Jour)</i>			
250	186	160	167
300	186	157	160
350	186	155	153
<i>Injection de Gaz (100 Km³/Jour)</i>			
250	186	160	188
300	186	157	178
350	186	155	166
<i>Injection de Gaz (120 Km³/Jour)</i>			
250	186	160	202
300	186	157	185
350	186	155	173

Conclusion :

L'étude faite sur le bloc montre l'existence d'un potentiel important en réserves dynamiques (à l'ordre de 19.05 millions) avec un taux de récupération de 29 %. 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 faire des scénarios et des prévisions qui incluent l'introduction des techniques de récupération assisté qui pourra apporter une récupération importante. Les résultats trouvés semblent incontestables et très satisfaisants notamment avec l'injection. En comparant les cinq configurations d'injection avec la déplétion naturelle du gisement, la production est augmentée à un point économiquement rentable. Le choix entre les différents scénarios d'injection est relatif aux moyens économiques du champ et à l'objectif de maintien le plateau de production sur la plus longue période d'exploitation.

VII -1 Objectif d'étude:

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

- Depletion naturelle.
- Injection d'eau (300m³/day, 500m³/day)
- Injection de gaz. (80 km³/day, 100 km³/day et 120 km³/Day)

Et de sortir avec un scénario optimum d'exploitation.

VII-2 Données : [13] [14]

✱ Les prix de vente :

Gaz sec (GN) = 72.375 \$/Km³

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

✱ Coût de forage d'un puits = 2000000 \$

✱ Coût de la complétion = 500000 \$

✱ Coût de revient d'un m³ injecté de gaz= 0.00184 \$

✱ Cout de revient d'un m³ d'eau = 4.22 \$

3- Partie Calcul :

Le tableau ci-dessous présente les coûts de chaque scénario de développement :

Tableau VII.1 : Volume de Production d'huile, gaz et celle de Volume Injecté de gaz et d'eau

Scénario	Huile Produit (bbl)	Gaz Produit (m ³)	Cumulé de Gaz Injecté (m ³)	Cumulé d'eau Injecté (m ³)	Nombre des Puits Injecteurs
Depletion naturelle	7564260	146467200	-	-	-
Injection d'eau a 300 m ³ /Day	7564260	146467200	-	1204500	10
Injection d'eau a 500 m ³ /Day	7564260	146467200	-	2007500	10
Injection de gaz a 80 km ³ /D ay	7564260	467667200	321200000	-	4
Injection de gaz a 100 km ³ /Day	7564260	547967200	401500000	-	4
Injection de gaz a 120 km ³ /Day	7564260	628267200	481800000	-	4

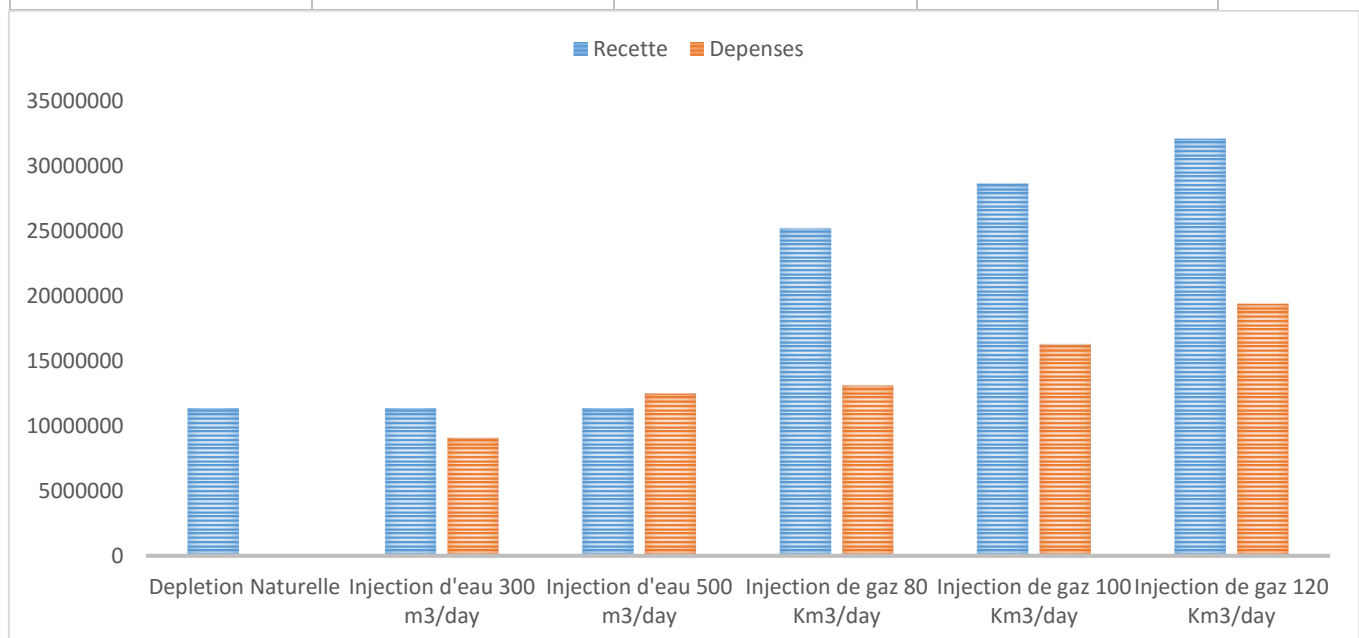
Tableau VII.2 : Couts et les prix de chaque scénario de développement

Nombre de puits producteurs : 5 puits.

Scénario	Cout de Forage et Complétion (\$)	Cout D'injection (\$)	Prix de Vente d'huile (\$)	Prix de Vente de Gaz (\$)
Depletion Naturelle	-	-	5082990	6298089.6
Injection d'eau a 300 m³/Day	4000000	5082990	5082990	6298089.6
Injection d'eau a 500 m³/Day	4000000	8471650	5082990	6298089.6
Injection de gaz a 80 km³/Day	2500000	591008	5082990	20109690
Injection de gaz a 100 km³/Day	2500000	738760	5082990	23562590
Injection de gaz a 120 km³/Day	2500000	886512	5082990	27015490

Tableau VII.3 : Gains de chaque scénario de développement

Scénario	Recette (\$)	Dépenses (\$)	Gains (\$)
Déplétion naturelle	11381080	0	11381080
Injection d'eau a 300 m3/Day	11381080	9082990	2298090
Injection d'eau a 500 m3/Day	11381080	12471650	-1090570
Injection de Gaz a 80 Km3/Day	25192680	13091008	12101672
Injection de Gaz a 100 Km3/Day	28645580	16238760	12406820
Injection de Gaz a 120 Km3/Day	32098480	19386512	12711968

**Figure VII.1 : Recette et Dépenses des Scénarios**

Conclusion :

Les frais de récupération dans notre cas d'étude n'ont pas important à cause de l'existence de gaz et l'eau a l'abandon dans notre réservoir (Aquifère et Chapeau de gaz), Il suffit juste les recyclés et les réinjecter dans les puits injecteurs. A partir de l'étude économique comparative entre les trois modes de récupération et les résultats de pression de fond statique calculé au chapitre précédent (La pression de fond statique lors d'injection de gaz a $120\text{km}^3/\text{jour}$ est 173 Bar). On conclut que la récupération assistée par injection de gaz est plus bénéfique que celle par déplétion naturelle ou par l'injection d'eau.

L'étude entreprise dans le cadre de développement de champs de Hassi R'mel Sud « Niveau A » nous a mené à déduire l'évaluation et l'établissement du futur comportement du bloc selon l'analyse des résultats analytiques et numériques obtenus au bout de ce travail, qui nous ont permis de conclure ce qui suit :

Le gisement étudié possède des réserves importantes.

- 1- Calcul par la méthode volumétrique déterministe :
 - 23.04 million m³ pour l'huile.
 - 59.072 milliard m³ pour gaz.
- 2- Calcul par méthode volumétrique probabiliste (Monte Carlo) :
 - 23.81326×10^6 m³ pour l'huile dans le niveau A.
 - 61.026×10^9 m³ pour le gaz dans le niveau A.
- 3- Calcul par la méthode Bilan Matière :
 - 19.05 million m³ des réserves en huile.

La production actuelle cumulé est de 5.6 million m³, elle est produite par déplétion naturelle (sous l'effet d'un aquifère actif et un chapeau de gaz).

La chute de pression moyenne de gisement est de l'ordre de 100 bar durant la période de production, qui a commencé au 1991, l'analyse des indices de drainage montre que l'énergie principale contribuant au drainage a évolué avec le temps, le gaz dissous a influencé le balayage en premières années car la pression était inférieure a la pression de Bulle. La période entre 1994 et 2003 est marqué par la contribution de gaz cap drive au drainage, de 2003, jusqu'à 2016, l'indice de drainage de water drive atteint un taux de 80% et a été le plus dominant dans le système de drainage.

L'analyse des courbes de déclin montre que la moitié des puits actuellement actifs seront fermes dès la fin de 2025.

On a fait des prévisions des pressions calculées pour des débits constants dans le futur et on a trouvé que l'injection de gaz est la plus souhaitable pour que la pression ne diminue pas brusquement. Car en déplétion naturelle la pression de gisement diminue jusqu'au 120 bar mais sous injection de gaz a un débit de 100 km³/jour la pression s'arrête à 178 bar avec un débit journalier de 300 m³/jour.

Après une approche économique des scénarios de développement proposés, ont conclue que l'injection de gaz devrait apporter des bons résultats.

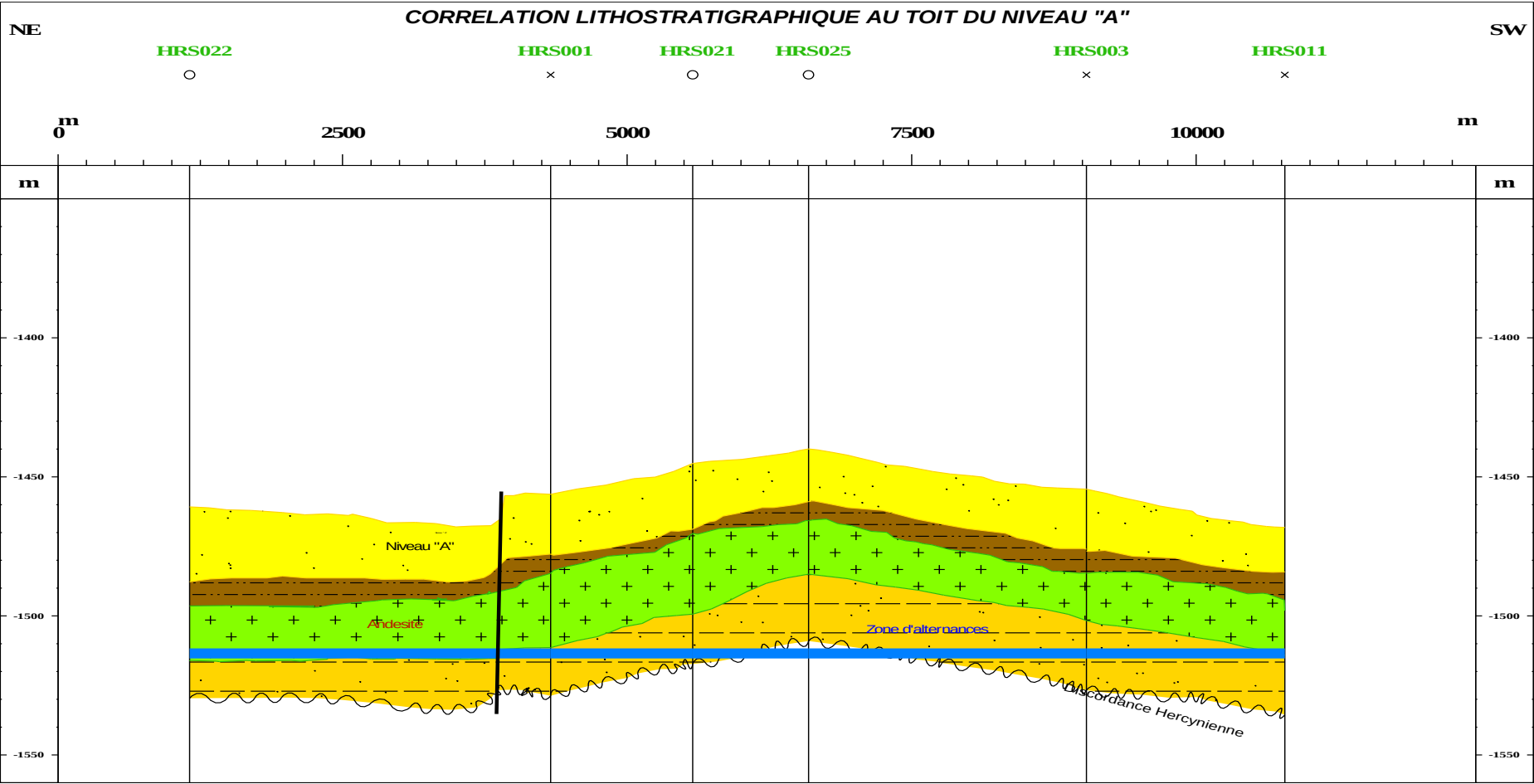
Pour améliorer la production et éviter le déclin rapide de la production, et dans le but d'atteindre l'objectif de développement de la zone étudiée, on propose d'optimiser les débits d'injection et de production pour retarder les percées de gaz et de l'eau, et pour ne pas perdre un grand volume de fluide injecté sans rentabilité. Après certain temps d'injection, convertir les puits en percée en puits injecteurs ou les fermer et augmenter les débits d'injection après que la pression d'injection en tête arrive à son maximum.

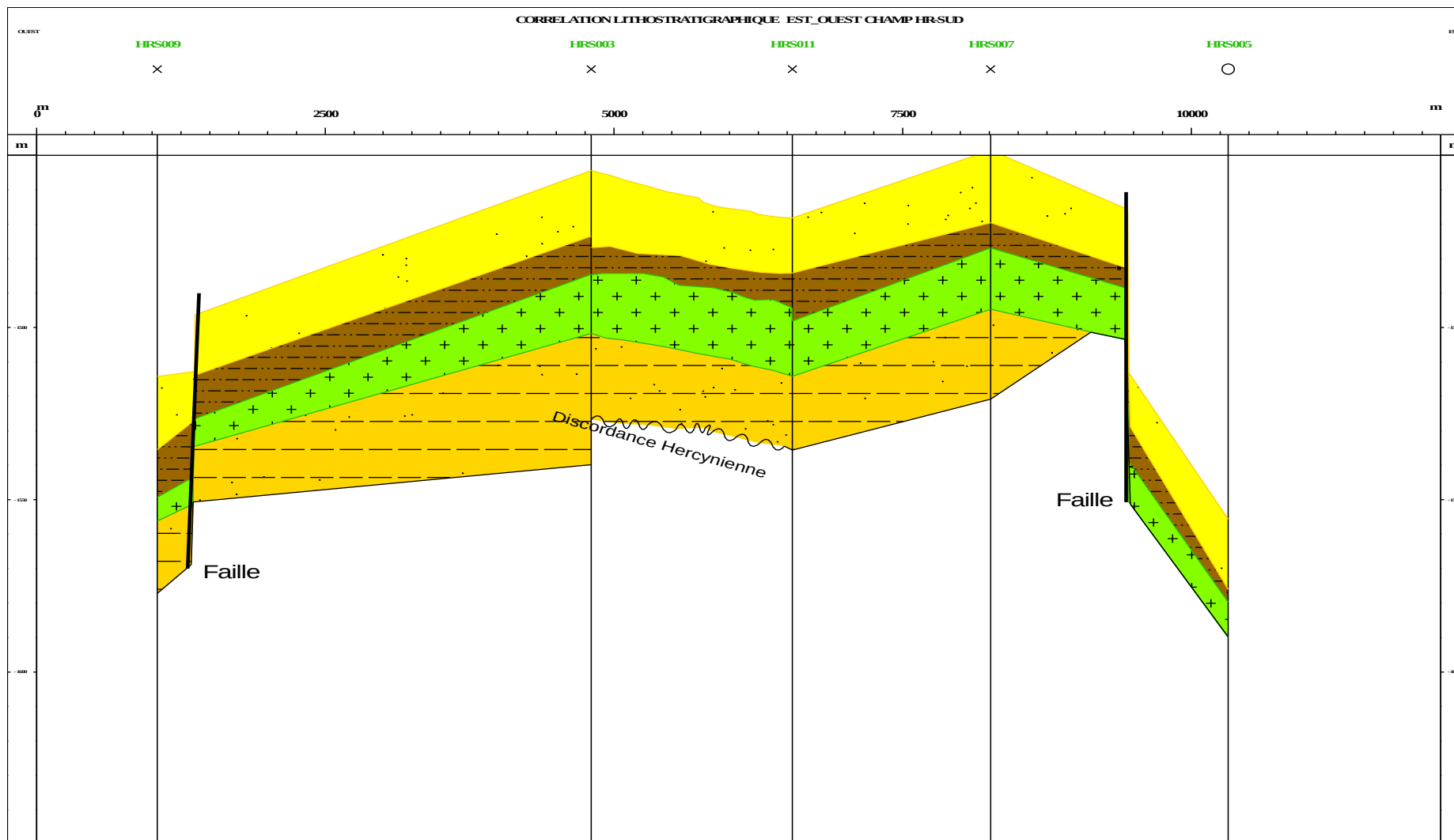
Mettre à jour le modèle avec l'utilisation des résultats des nouveaux forages, pour bien identifier les caractéristiques pétrophysiques, et pour avoir une étude de simulation assez fiable.

Bibliographie

- [1] – Martinez, A. et al, “Petroleum Reserve Classification System,” Review and Forecast Paper No. 5, Presented at the 15th World Petroleum Congress, Beijing, China, 1997.
- [2] – “SPE/WPC Reserves Definitions Approved’. (May 1997) 527, JPT.
- [3]: Ahmed Tarek (2010), “Analysis of Decline and Type Curves” [Reservoir Engineering; Fourth Edition; p:1235-1263] Elsevier, USA.
- [4]: Fetkovich, M.J. (June 1980), « Decline Curve Analysis Using Type Curves » JPT 1065-1077
- [5]: Blasingame, T.A., McCrory, T.C. and Lee, W.J.: « Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable Flow rate Systems », paper SPE 21513 presented at the 1991 SPE Gas Technology Symposium, Houston, TX, January 23-24
- [6]: Ahmed Tarek (2010), “Oil Recovery Mechanisms and the Material Balance Equation” [Reservoir Engineering; Fourth Edition; p:733-809] Elsevier, USA.
- [7] – Enspm- formation industrie « écoulement polyphasique »
- [8] – Enspm – formation industrie « régime de drainage »
- [9] – " Jean-Marie Luijkx. Enspm – Hassi R'mel juin 2000, formation industrie en réservoir engineering « pétro physique »
- [10] – Petroleum engineering Handbook for practicing engineer vol1, " M.A. MIAN ".
- [11] – " AICHA HAMEL " : thèse présentée à : L'U.F.R. des sciences et techniques de l'université de France COMTE,
- [12] – Cours de production « Récupération assistée » tome 6, " M. LATIL "
- [13] – Economics of water Flooding, L.L. Brundred (Brundred Enterprises) | Latham L. Brudred Jr. (Brundred Enterprises), SPE-459-G.
- [14] – Water Control, Juin 2015, Schlumberger, Bill Bailey et Mark Crabtree, Juin 2015
- [15] – Techniques d'exploitation pétrolière : « le gisement », "R.Cossé" Editions technip.

-La corrélation litho stratigraphique au toit du niveau « A »





Les coordonnées des puits

puits	X (m)	Y (m)	Zs (m)	Zt (m)	Toit (m)	Mur (m)	GOC (m)	WOC (m)	Ht (m)	Hu (m)
HRS008	546250.09	218255.99	657.53	661.93	2171.548	2184.95	-	2177.03	19.5	4.7
HRS013	542130.17	215259.98	705.39	-	2200.961	2213.00	-	2207.97	21.5	7.0
HRS014	548049.83	222499.93	640.69	645.42	2132.99	2139.54			6.5	4
HRS015	540650.37	216500.35	717.93	722.68	2204.01	2225.04	2214.06	2219.55	21	4.7
HRS017	541449.08	213199.61	717.40	723.60	2209.95	2229.01	-	2223.06	13.7	12
HRS020	547799.93	221399.71	657.53	661.93	2150.974	2165.45	-		14.5	2
HRS022									24.8	23
HR162	547429.62	220449.9	644.08	680.68	2166.97	2186.94	-	2185.56	22	13.3

Les données Pétrophysiques de chaque puits :

HRS022					
depth	phi%	kh md	logk	hi*phi	h*ki
2177,25	4,07	3,9	0,591064607	8861,4075	8491,275
2177,5	5,38	18,12	1,258158193	11714,95	39456,3
2177,75	4,45	1,43	0,155336037	9690,9875	3114,1825
2178	6,27	1,98	0,29666519	13656,06	4312,44
2178,25	22,8	329,36	2,517670854	49664,1	717428,42
2178,5	25,05	501,52	2,700288257	54571,425	1092561,32
2178,75	23,56	291,93	2,465278727	51331,35	636042,4875
2179	22,37	224,56	2,3513324	48744,23	489316,24
2179,25	24,41	434,15	2,637639805	53195,4925	946121,3875
2179,5	21,29	151,72	2,181042834	46401,555	330673,74
2180	5,96	5,18	0,71432976	12992,8	11292,4
2180,25	3,86	1,12	0,049218023	8415,765	2441,88
2180,5	25,8	1145,26	3,058904093	56256,9	2497239,43
2180,75	25,92	1250,05	3,096927384	56525,04	2726046,538
2181,5	24,96	1631,81	3,21266959	54450,24	3559793,515
2181,75	25,91	995,55	2,998063077	56529,1425	2172041,213
2182,25	26,6	2604,9	3,415791056	58047,85	5684543,025
2182,5	27,96	5379,47	3,73073949	61022,7	11740693,28
2183,25	27,15	3368,41	3,527424948	59275,2375	7354081,133
2183,5	28,86	6287,7	3,798491812	63015,81	13729192,95
2183,75	27,95	5449,34	3,736343906	61035,8125	11899996,23
2184,75	28,18	3098,94	3,491213168	61566,255	6770409,165
2185	27,66	4331,52	3,636640324	60437,1	9464371,2
2185,25	26,86	3083,97	3,489110145	58695,815	6739245,443
2185,5	27,07	2904,32	3,463044466	59161,485	6347391,36
2185,75	27,62	4366,46	3,640129486	60370,415	9543989,945
2186	28,24	3098,94	3,491213168	61732,64	6774282,84
2186,75	27,96	2200,69	3,34255887	61141,53	4812358,858
2188,25	24,96	718,59	2,856481169	54618,72	1572454,568
2188,5	28,56	2185,72	3,339594526	62503,56	4783448,22
2188,75	27,35	1250,05	3,096927384	59862,3125	2736046,938
2189	27,53	2574,96	3,410770487	60263,17	5636587,44
2189,25	27,92	2545,02	3,4056912	61123,86	5571685,035
2189,75	28,46	3098,94	3,491213168	62320,285	6785903,865
2190,25	29,33	2545,02	3,4056912	64240,0325	5574230,055
2190,75	27,98	2589,93	3,413288026	61297,185	5673889,148
2191	8,24	7,25	0,860338007	18053,84	15884,75

HRS020					
depth	phi%	kh md	logk	hi*phi	hi*ki
<i>2157,1</i>	<i>29,31</i>	<i>2462,52</i>	<i>3,391379766</i>	<i>63224,601</i>	<i>5311901,892</i>
<i>2157,5</i>	<i>27,43</i>	<i>1717,01</i>	<i>3,234772825</i>	<i>59180,225</i>	<i>3704449,075</i>
<i>2159,4</i>	<i>25,37</i>	<i>3990,03</i>	<i>3,600976161</i>	<i>54783,978</i>	<i>8616070,782</i>
<i>2159,7</i>	<i>27,57</i>	<i>4532,54</i>	<i>3,656341645</i>	<i>59542,929</i>	<i>9788926,638</i>
<i>2160,25</i>	<i>24,41</i>	<i>2452,52</i>	<i>3,389612558</i>	<i>52731,7025</i>	<i>5298056,33</i>
<i>2160,9</i>	<i>24,78</i>	<i>3920,03</i>	<i>3,593289391</i>	<i>53547,102</i>	<i>8470792,827</i>
<i>2161,75</i>	<i>24,01</i>	<i>3727,53</i>	<i>3,571421147</i>	<i>51903,6175</i>	<i>8057987,978</i>
<i>2162,4</i>	<i>7,39</i>	<i>31,5</i>	<i>1,498310554</i>	<i>15980,136</i>	<i>68115,6</i>
<i>2186,4</i>	<i>2,31</i>	<i>3,74</i>	<i>0,572871602</i>	<i>5050,584</i>	<i>8177,136</i>
<i>2187,4</i>	<i>2,61</i>	<i>5,63</i>	<i>0,750508395</i>	<i>5709,114</i>	<i>12315,062</i>

HRS014					
depth	phi%	kh md	logk	hi*phi	hi* ki
<i>2045,75</i>	<i>2,2</i>	<i>2,9</i>	<i>0,462397998</i>	<i>4500,65</i>	<i>5932,675</i>
<i>2047</i>	<i>2,6</i>	<i>1,4</i>	<i>0,146128036</i>	<i>5322,2</i>	<i>2865,8</i>
<i>2047,75</i>	<i>2,7</i>	<i>7,9</i>	<i>0,897627091</i>	<i>5528,925</i>	<i>16177,225</i>
<i>2048,25</i>	<i>5,2</i>	<i>106,4</i>	<i>2,026941628</i>	<i>10650,9</i>	<i>217933,8</i>
<i>2048,5</i>	<i>2,5</i>	<i>6,1</i>	<i>0,785329835</i>	<i>5121,25</i>	<i>12495,85</i>
<i>2050</i>	<i>5</i>	<i>1,5</i>	<i>0,176091259</i>	<i>10250</i>	<i>3075</i>
<i>2145,5</i>	<i>12,8</i>	<i>1,1</i>	<i>0,041392685</i>	<i>27462,4</i>	<i>2360,05</i>
<i>2147</i>	<i>16,7</i>	<i>4</i>	<i>0,602059991</i>	<i>35854,9</i>	<i>8588</i>
<i>2149</i>	<i>11,4</i>	<i>1,3</i>	<i>0,113943352</i>	<i>24498,6</i>	<i>2793,7</i>

HR162					
depth	phi%	kh md	logk	phi* hi	ki*hi
<i>2199,25</i>	<i>10,2</i>	<i>999,25</i>	<i>2,999674157</i>	<i>22432,35</i>	<i>2197600,563</i>
<i>2232,2</i>	<i>12,7</i>	<i>15,5</i>	<i>1,190331698</i>	<i>28348,94</i>	<i>34599,1</i>
<i>2233,3</i>	<i>18</i>	<i>4,5</i>	<i>0,653212514</i>	<i>40199,4</i>	<i>10049,85</i>
<i>2235,65</i>	<i>8,2</i>	<i>2,6</i>	<i>0,4149</i>	<i>18332,33</i>	<i>5812,69</i>
<i>2236,7</i>	<i>10,8</i>	<i>10,6</i>	<i>1,0253</i>	<i>24156,36</i>	<i>23709,02</i>
<i>2254,35</i>	<i>13,8</i>	<i>2,6</i>	<i>0,4149</i>	<i>31110,03</i>	<i>5861,31</i>

HRS017					
Depth	phi%	kh md	logk	phi*hi	ki*hi
2220,25	8,8	10,09	1,003891166	19538,2	22402,3225
2220,5	6,45	16,82	1,225825991	14322,225	37348,81
2221,5	5,99	1,15	0,06069784	13306,785	2554,725
2221,75	25,78	1615,98	3,208435981	57276,715	3590303,565
2222	25,09	1906,28	3,280186691	55749,98	4235754,16
2222,25	25,65	1606,31	3,205829363	57000,7125	3569622,398
2222,75	25,13	5418,87	3,733908732	55857,7075	12044793,29
2223	14,97	1045,07	3,019145381	33278,31	2323190,61
2223,25	22,08	1557,92	3,192545153	49089,36	3463645,64
2223,5	5,43	2,11	0,324282455	12073,605	4691,585
2224	18,24	24,19	1,383635868	40565,76	53798,56
2227,25	20,07	48,38	1,684665864	44700,9075	107754,355
2227,5	20,9	188,69	2,275748884	46554,75	420306,975
2227,75	14,3	64,83	1,811776022	31856,825	144425,0325
2228	18,27	161,6	2,208441356	40705,56	360044,8
2228,25	10,81	18,39	1,264581729	24087,3825	40977,5175
2228,5	20,5	91,93	1,96345726	45684,25	204866,005
2228,75	22,2	187,73	2,27353368	49478,25	418403,2375
2229	18,63	52,25	1,718086295	41526,27	116465,25
2229,25	5,12	42,58	1,629205657	11413,76	94921,465
2229,75	10,68	16,45	1,216165902	23813,73	36679,3875