

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers*

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

**Ait Djebbara Lylia et Touati Djoumana**

-THEME-

---

**Estimation des réserves par l'utilisation des méthodes volumétrique, bilan matière et courbe de décline dans le champ Rhoude chegga .**

---

Soutenue le : 04 / 06 / 2026 devant la commission d'examen

**Président : Bouladjol Soumia**

M.C.B

Univ.Ouargla

**Examineurs : Touahri Abdeldjebbar**

M.A.A

Univ.Ouargla

**Rppporteur :**

M.A.A

Univ.Ouargla

**Invité :**

Univ.Ouargla

Année universitaire 2025/2026

## Remerciements

Au terme de ce travail et de ces années d'études, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude.

Nous remercions avant tout Allah de nous avoir accordé la force, la patience et la persévérance nécessaires pour mener à bien ce modeste travail.

Nous adressons nos sincères remerciements à nos encadreurs, Monsieur Arbaoui Ali et Monsieur Mahmoud (DP Irara), pour leur encadrement, leur suivi rigoureux ainsi que leurs précieux conseils tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Nous exprimons également notre reconnaissance à Madame Bouladjol Soumia, pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.

Nos remerciements s'adressent aussi à Monsieur Touahri Abdeldjebar, qui a bien voulu examiner notre travail.

Nous tenons également à exprimer notre profonde reconnaissance à la faculté universitaire de l'Université Kasdi Merbah d'Ouargla pour les moyens mis à notre disposition.

Enfin, nous adressons nos remerciements les plus sincères à nos parents, nos frères et sœurs, pour leurs encouragements constants, leurs conseils précieux et leur soutien moral et financier tout au long de notre parcours.

Merci à toutes et à tous.





# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail, fruit de mes efforts et de mon parcours,*

*À mes très chers parents, Ahmed et Achoique, pour leur amour infini, leur patience et leurs sacrifices qui ont éclairé mon chemin et soutenu chacun de mes pas.*

*À ma tante Zineb,  
pour son soutien précieux, ses encouragements et sa présence bienveillante.*

*À mes chers frères, Hafed, Nafe, Nouh et Mouatez, pour leur affection, leur soutien constant et les moments de complicité qui m'ont donné la force d'avancer.*

*À tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.*

*Djoumana*





# *Dédicace*

***Je dédie ce modeste travail à :***

*À mes très chers parents, pour leur amour, leur soutien et leurs sacrifices qui m'ont permis d'arriver jusqu'ici.*

*À mon frère, pour sa présence, son soutien et ses encouragements . aussi à ma grand-mère paix à son âme, qui restera toujours présente dans mon cœur.*

*À ma famille, et particulièrement à mon oncle pour leur présence et leurs encouragements constants.*

*Aussi, je dédie ce travail à A mon **binôme**  
**DJOUMANA** et tous mes chers amis et collègue  
Ahlem, Mohamed et Ahmed.*

*À tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

*Enfin, je dédie ce travail à tous ceux qui croient en la persévérance, le courage et la réussite*

***Lylia***

## Résumé :

L'estimation des réserves constitue une étape fondamentale dans le processus de gestion et de valorisation des réservoirs pétroliers. Une évaluation précise permet de guider les décisions techniques, économiques et stratégiques liées à l'exploitation d'un gisement. À l'inverse, une estimation incorrecte peut entraîner des conséquences financières importantes, notamment en termes de surévaluation des investissements ou de sous-exploitation des ressources.

Ce mémoire porte sur l'étude du champ pétrolier de Rhoude Chegga. L'objectif principal est d'estimer les réserves du champ en appliquant et en comparant trois méthodes d'estimation couramment utilisées dans l'industrie pétrolière : la méthode volumétrique, le bilan matière et l'analyse du déclin de production.

**Les réserves en place** estimées par la **méthode volumétrique** sont de **28 Mm<sup>3</sup>**, tandis que la **méthode du bilan matière** fournit une estimation de **23 Mm<sup>3</sup>**. Et **pour les réserves récupérables**, la **méthode volumétrique** fournit une estimation de **4 Mm<sup>3</sup>**, celle du **bilan matière** donne **3,5 Mm<sup>3</sup>**, tandis que la méthode par **courbe de déclin** indique **2,6 Mm<sup>3</sup>**.

**Mots-clés** : Estimation, Réserves, Volumétrie, Déclin, Dynamique .

## Abstract

Reserve estimation is a fundamental step in the management and development of oil reservoirs. Accurate evaluation helps guide technical, economic, and strategic decisions related to field development. On the other hand, inaccurate estimation can lead to significant financial consequences, such as overinvestment or under exploitation of resources.

This study focuses on the Rhoude Chegga oil field. The main objective is to estimate the field's reserves by applying and comparing three commonly used methods in the petroleum industry: the volumetric method, material balance, and decline curve analysis.

The estimated original oil in place (OOIP) using the volumetric method is 28 Mm<sup>3</sup>, while material balance analysis provides an estimate of 23 Mm<sup>3</sup>. For recoverable reserves, the volumetric method yields an estimate of 4 Mm<sup>3</sup>, material balance analysis gives 3.5 Mm<sup>3</sup>, and decline curve analysis indicates 2.6 Mm<sup>3</sup>.

**Keywords**: Estimation, Reserves, Volumetric, Decline, Dynamic.

## الملخص

تُعدّ تقديرات الاحتياطيات خطوة أساسية في عملية إدارة وتطوير المكامن النفطية. فالتقييم الدقيق يساعد في توجيه القرارات التقنية والاقتصادية والاستراتيجية المتعلقة باستغلال الحقل. في المقابل، يمكن أن يؤدي التقدير غير الصحيح إلى عواقب مالية كبيرة، مثل الإفراط في الاستثمار أو ضعف استغلال الموارد.

تركز هذه المذكرة على دراسة حقل رود شقة النفطي، ويهدف بشكل رئيسي إلى تقدير احتياطيات الحقل من خلال تطبيق ومقارنة ثلاث طرق شائعة الاستخدام في صناعة النفط: الطريقة الحجمية، توازن المادة، وتحليل انخفاض الإنتاج.

الاحتياطيات الموجودة في الموقع والمقدرة بالطريقة الحجمية تبلغ 28 مليون متر مكعب، في حين أن طريقة موازنة المواد تعطي تقديرًا قدره 23 مليون متر مكعب. أما بالنسبة للاحتياطيات القابلة للاستخراج، فإن الطريقة الحجمية تعطي تقديرًا قدره 4 ملايين متر مكعب، وتعطي طريقة موازنة المواد 3.5 ملايين متر مكعب، بينما تشير طريقة منحنى التضائل إلى 2.6 مليون متر مكعب.

**الكلمات المفتاحية:** التقدير، الاحتياطيات، الحجمية، الانخفاض، الديناميكية.

**Sommaire**

|                                    |             |
|------------------------------------|-------------|
| <b>Remerciement .....</b>          | <b>I</b>    |
| <b>Dédicace.....</b>               | <b>II</b>   |
| <b>Résumé .....</b>                | <b>V</b>    |
| <b>Sommaire .....</b>              | <b>VI</b>   |
| <b>Liste des figures .....</b>     | <b>VII</b>  |
| <b>Liste des tableaux .....</b>    | <b>VIII</b> |
| <b>Liste des abréviations.....</b> | <b>IX</b>   |
| <b>Introduction générale.....</b>  | <b>1</b>    |

**Chapitre I : Définition et classification des réserves pétrolières**

|                                                                    |   |
|--------------------------------------------------------------------|---|
| I.1-Introduction .....                                             | 2 |
| I.2-Classification des réserves .....                              | 2 |
| I.3-Définition des réserves selon la classification .....          | 3 |
| I.3.1-Total des hydrocarbures initialement en place .....          | 3 |
| I.4-Catégories de statut des réserves .....                        | 6 |
| I.4.1- Réserves prouvées développées.....                          | 6 |
| I.4.2- Les réserves non développées devraient être récupérées..... | 7 |
| I.5-Classification des réserves suivies par ONGC .....             | 7 |
| I.6-Intervalle des estimations de récupération.....                | 8 |
| Conclusion .....                                                   | 8 |

**Chapitre II : Méthodes d'estimation des réserves**

|                                                                                    |    |
|------------------------------------------------------------------------------------|----|
| II.1-Introduction .....                                                            | 9  |
| II.2-Méthode volumétrique .....                                                    | 9  |
| II.3- Méthode dynamique (bilan matière) : .....                                    | 10 |
| II.3.1-Hypothèses posées pour cette méthode .....                                  | 10 |
| II.4-Analyse de courbe de déclin.....                                              | 12 |
| II.4.1- Historique de l'analyse des courbes de déclin (DCA) .....                  | 12 |
| II.4.2-Estimation des réserves par analyse des courbes de déclin (DCA).....        | 13 |
| II.5 Conditions nécessaires pour appliquer l'analyse du déclin de production ..... | 17 |
| Conclusion .....                                                                   | 17 |

**Chapitre III : Présentation du champ de Rhoude chegga**

|                                                |    |
|------------------------------------------------|----|
| III.1.- Introduction.....                      | 18 |
| III .2-Périmètre du permis d'exploitation..... | 18 |
| III .3-Travaux de recherche .....              | 20 |

## **Sommaire**

---

|                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------|----|
| III .3.1-Puits de découverte .....                                       | 20 |
| III .3.2-Puits de délinéation .....                                      | 21 |
| III.4-Analyse géologique.....                                            | 22 |
| III.4.1- Position des puits .....                                        | 22 |
| III.4.2- Evolution structurale .....                                     | 23 |
| III.4.3-Migration et piégeage des Hydrocarbures .....                    | 23 |
| III.4.4-Zonation et corrélation réservoir .....                          | 24 |
| III.4.5-Propriétés et qualité du Réservoir .....                         | 26 |
| III.4.6-Sédimentologie et continuité du Réservoir .....                  | 26 |
| III.4.7-Incertitudes géologiques .....                                   | 27 |
| Conclusion .....                                                         | 28 |
| <b>Chapitre IV: Etude de cas de champ Rhoude chegga</b>                  |    |
| IV.1-Introduction.....                                                   | 29 |
| IV.2-Historique de développement de champ RDC .....                      | 29 |
| IV.3-Estimation des réserves par la méthode statique(volumétrique) ..... | 30 |
| IV.3.1-Méthode volumétrique déterministe .....                           | 30 |
| IV.3.2-Méthode volumétrique probabiliste .....                           | 32 |
| IV.4-Estimation des réserves par la méthode dynamique (Mbe) : .....      | 33 |
| IV.5-Estimation des réserves par la méthode courbe de déclin .....       | 39 |
| Conclusion.....                                                          | 39 |
| Conclusion général.....                                                  | 40 |
| Bibliographie .....                                                      | 41 |
| Annexe .....                                                             | 42 |

**Liste des figures**

|                                                                                           |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure I.1: Classification du total des hydrocarbures Initialement en place .....         | 2  |
| Figure II.1: Les types de courbe de déclin .....                                          | 14 |
| Figure II.2 : Les courbe de déclin rate/time (exponentiel, harmonique, hyperbolique)..... | 16 |
| Figure III.1: Situation du gisement de Rhourde Chegga .....                               | 18 |
| Figure III.2: Périmètre du permis d'exploitation du gisement de Rhourde Chegga .....      | 19 |
| Figure III.3: Stratigraphie des puits du gisement de Rhourde Chegga .....                 | 26 |
| Figure III.4: Corrélations des unités réservoir de Rhourde Chegga .....                   | 28 |
| Figure IV.1: Les résultats d'estimation des réserves pour le réservoir (T1) par MBL ..... | 33 |
| Figure IV.2 : Subdivision en pattern du réservoir T1 .....                                | 33 |
| Figure IV.3 : Calage de l'historique de pression du réservoir T1.p1 .....                 | 34 |
| Figure IV.4 : Calage de l'historique de pression du réservoir T1.p2 .....                 | 35 |
| Figure IV.5 : Calage de l'historique de pression du réservoir T1.p3 .....                 | 35 |
| Figure IV.6 : Mécanismes de drainage dans le réservoir T1.p1.....                         | 36 |
| Figure IV.7 : Mécanismes de drainage dans le réservoir T1.p2.....                         | 36 |
| Figure IV.8 : Mécanismes de drainage dans le réservoir T1.p3.....                         | 37 |
| Figure IV.9 : Résultats de l'analyse par courbe de déclin de puits RDC16 .....            | 38 |

**Liste des tableaux**

|                                                                                             |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tableau I.1: Total des hydrocarbures initialement en place selon la classification .....    | 3  |
| Tableau I.2: Classification des réserves .....                                              | 4  |
| Tableau I.3: Classification des ressources contingentes .....                               | 5  |
| Tableau II.1: Les équations de courbe de déclin.....                                        | 16 |
| Tableau III.1: Périmètre d'exploitation de Rhourde Chegga " RDC " .....                     | 19 |
| Tableau III.2: Principaux résultats du forage RDC1.....                                     | 21 |
| Tableau III.3: Résultats des forages de délinéation du gisement de Rhourde Chegga .....     | 22 |
| Tableau III.4: Coordonnées des puits .....                                                  | 22 |
| Tableau IV.1: L'état des puits présenter dans le champ RDC.....                             | 29 |
| Tableau IV.2: Les données petro physiques des puits du réservoir T1.....                    | 30 |
| Tableau IV.3: Les valeurs moyennes des paramètres .....                                     | 31 |
| Tableau IV.4 : Les inputs pour réservoir T1 .....                                           | 32 |
| Tableau IV.5: Les inputs pour software MBAL de réservoir T1 .....                           | 33 |
| Tableau IV.6: Les inputs pvt et petro physiques pour software MBAL de réservoir T1..        | 33 |
| Tableau IV.7: Les résultats de prévision de puits RDC16.....                                | 39 |
| Tableau IV.8: Les résultats des puits de réservoir T1 avec l'historique de production ..... | 39 |

**Liste des abréviations**

AAPG: American Association of Petroleum geologists.  
API: American Petroleum Institute gravity  
SPE: Society of Petroleum Engineers  
WPC: World Petroleum Congress  
Bg: Facteur volumétrique d'gaz (vol/vol).  
Bgi: Facteur volumétrique initial d'gaz au  $P_i$  (vol/vol).  
Boi: Facteur volumétrique initial d'huile au  $P_i$  (vol/vol).  
BV: Bulk Volume.  
Bw: Facteur volumétrique d'eau (vol/vol).  
Bwi: Facteur volumétrique initial d'eau au  $P_i$  (vol/vol).  
Ct: Compressibilité totale.  
DCA: Analyse des courbes de décline.  
Eg: Facteur d'expansion de gaz.  
Eo: Facteur d'expansion de l'huile.  
Et: Facteur d'expansion total.  
EUR: Estimated Ultimate Recovery.  
G: Volume d'accumulation de gaz.  
GOR: Gas Oil Ratio.  
RDC: Rhoude Chegga  
Ht: Hauteur moyenne total de la roche (m).  
Hu: Hauteur utile moyenne de la roche (m).  
md: Millie Darcy.  
N: Réserves en place ( $m^3$ ).  
 $\emptyset$ moy: Porosité moyenne de la roche (fraction).  
OOIP: Original Oil In Place  
Pb: Pression de bulle.  
Pg: Pression de gisement.  
 $P_i$ : Pression initial.  
PPH: Puits producteur d'huile.  
PV: Pore volume.  
PVT: Pression volume température.  
Rf: Facteur de récupération.  
Somoy: Saturation moyenne d'huile (fraction).  
STB: Stock tank barrels / Standard barrels.  
VG: Volume de gaz.  
VO: Volume d'huile  
VP: Volume des pores.  
Vr: Volume de roche contenant des hydrocarbures ( $m^3$ ).  
VS: Volume solide.  
VT: Volume total.  
X-COR: Coordonnée X de puits.  
Y-COR: Coordonnée Y de puits.  
 $\phi$ : Porosité.

### **Introduction générale**

L'industrie pétrolière repose en grande partie sur la capacité à estimer de manière fiable les réserves d'hydrocarbures présentes dans un réservoir. Cette étape cruciale conditionne l'ensemble des choix techniques, économiques et stratégiques liés à l'exploitation d'un gisement. En effet, une estimation précise permet d'optimiser le développement du champ, de sécuriser les investissements et de maximiser la récupération des ressources, tandis qu'une évaluation erronée peut engendrer des conséquences financières et opérationnelles majeures.

Dans ce contexte, la diversité des approches d'estimation offre des outils complémentaires permettant de mieux appréhender la complexité des réservoirs pétroliers. Parmi les méthodes les plus utilisées figurent la méthode volumétrique, le bilan matière et l'analyse du déclin de production. Chacune de ces méthodes repose sur des principes et des données spécifiques, et leur croisement permet souvent d'obtenir une vision plus complète et cohérente de la réalité du réservoir.

Le présent mémoire s'inscrit dans cette problématique. Il s'intéresse particulièrement au champ pétrolier de Rhoude Chegga (RDC). Ce travail a pour objectif d'appliquer et de comparer les trois méthodes susmentionnées afin d'estimer les réserves du champ et d'évaluer la fiabilité et la cohérence des résultats obtenus.

Pour atteindre cet objectif, le mémoire est structuré en quatre chapitres principaux :

- Le premier chapitre est consacré à la définition et à la classification des réserves pétrolières selon les normes internationales.
- Le deuxième chapitre offre un rappel théorique détaillé des trois méthodes d'estimation.
- Le troisième chapitre présente le champ de Rhoude Chegga, son contexte géologique et ses caractéristiques de production.
- Enfin, le quatrième chapitre constitue une étude de cas appliquée au champ RDC, où les trois approches sont mises en œuvre et analysées de manière comparative.

Ce travail vise ainsi à illustrer l'importance d'une approche méthodologique rigoureuse et intégrée pour l'estimation des réserves dans une perspective de gestion optimale des ressources pétrolières.

# *Chapitre I*

## *Définition et classification des réserves pétrolières*

## I.1-Introduction :

Avec cette expansion mondiale de l'industrie pétrolière sont venues des avancées technologiques continues, offrant de meilleurs outils et techniques pour analyser les réservoirs et les fluides de réservoir, ainsi qu'une meilleure compréhension de l'influence de la géologie des réservoirs sur leur performance.

- L'estimation des réserves ne se limite pas à un calcul périodique et réglementaire des actifs d'une entreprise.
- C'est un élément essentiel de la planification des investissements et de la gestion des ressources pour tout opérateur avisé.
- Elle commence par l'identification d'un prospect forable et se poursuit tout au long de son développement et de sa mise en production.

## I.2-Classification des réserves

- Dans les années 1930, l'API a tenté de normaliser la classification. Depuis lors, l'évolution de la technologie a intensifié le besoin d'une nomenclature améliorée pour assurer la cohérence entre les professionnels travaillant avec la terminologie des réserves.
- La SPE et le WPC ont élaboré un ensemble de définitions de réserves remarquablement similaires, qui ont été introduites en 1987.

En 1993, la Société pétrolière de l'ICM a publié une monographie contenant un rapport sur les définitions de réserves. [1]

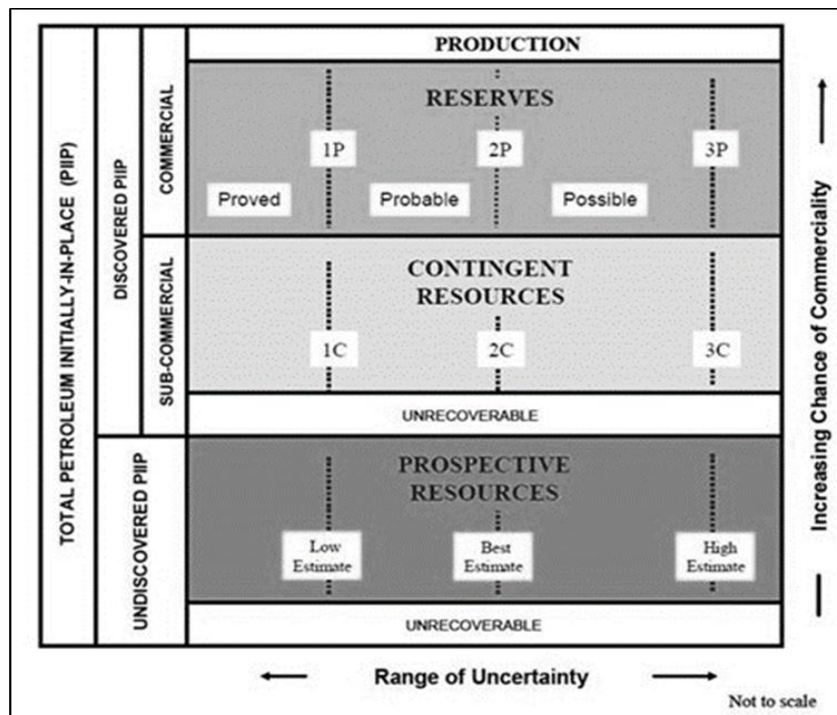


Figure I.1 : Classification du total des hydrocarbures initialement en place[6]

•En 2000, SPE, WPC et AAPG ont conjointement approuvé et publié « Classification des ressources pétrolières et Définitions ».

La Société pétrolière a publié « Définitions et Directives pour l'estimation et la classification des réserves de pétrole et de gaz » en 2002. [1]

### **I.3-Définition des réserves selon la classification**

#### **I-3.1. Total des hydrocarbures Initialement en place :**

C'est la quantité d'hydrocarbures que l'on estime exister initialement dans des accumulations naturelles, plus les quantités de ces accumulations qui restent à découvrir à une date donnée. Il peut être subdivisé en :

1. Hydrocarbures découverts initialement en place
2. Pétrole non découvert à l'état initial [2]

**Tableau I.1 : Total des hydrocarbures initialement en place selon la classification[7]**

| Total des hydrocarbures Initialement en place |                                                |                 |
|-----------------------------------------------|------------------------------------------------|-----------------|
| Pétrole non découvert à<br>l'état initial     | Hydrocarbures découverts initialement en place |                 |
|                                               | Commerciales                                   | Sous-commercial |

##### **I.3.1.1- Pétrole-Initialement En Place découvert :**

•Il s'agit de la quantité de pétrole que l'on estime contenue dans une accumulation connue, plus les quantités déjà produites.

•Le pétrole découvert initialement en place peut être subdivisé en catégories commerciales et non commerciales, la portion potentiellement récupérable estimée étant classée comme : [2]

##### **a) Réserves (commerciales) :**

Ces quantités de pétrole et de gaz devraient être économiquement récupérables à partir des ressources découvertes. La définition de l'économique pour une accumulation variera en fonction des conditions locales de prix, de coûts et de circonstances des opérations et est laissée à la discrétion du pays ou de la société concernée. Ces quantités ne doivent pas être classées comme réserves à moins qu'il y a des expectations que l'accumulation doit être développée et mise en production dans un délai raisonnable (Conditions techniques). Dans certaines circonstances, les réserves peuvent être affectées à des accumulations connues, même si le développement peut ne pas avoir lieu avant un certain temps. Par exemple, les champs peuvent être consacrés à un contrat d'approvisionnement à long terme et ne seront développés que lorsqu'ils seront nécessaires pour satisfaire à ce contrat (Réserves pour les générations futures).

[2]

Il se divise en 03 types : [2]

**Tableau I.2 : Classification des réserves[2]**

| Les Réserves    |                                               |                                               |
|-----------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| <b>prouvées</b> | <b>Prouvé Plus Probable<br/>Plus Possible</b> | <b>Prouvé Plus Probable Plus<br/>Possible</b> |

#### **a.1) Réserves prouvées**

les réserves prouvées sont les quantités de pétrole qui, par analyse de données géologiques et techniques, peuvent être estimées avec une certitude raisonnable comme étant commercialement récupérables, à partir d'une date donnée, à partir de réservoirs connus et dans les conditions économiques, les méthodes d'exploitation et les réglementations gouvernementales actuelles. Les réserves prouvées peuvent être classées comme développées ou non développées.

-Si des méthodes déterministes sont utilisées, l'expression "certitude raisonnable" est censée exprimer un degré élevé de confiance que les quantités seront récupérées. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, il devrait y avoir au moins 90 % de probabilité que les quantités réellement récupérées soient égales ou supérieures à l'estimation. [3]

#### **a.2) Prouvées Plus Probables**

Les réserves probables sont celles **Réserves Non Prouvées\*** dont l'analyse des données géologiques et d'ingénierie suggère qu'elles sont plus susceptibles d'être récupérables. Dans ce contexte, lorsque des méthodes probabilistes sont utilisées, il devrait y avoir au moins 50 % de probabilité que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à la somme des réserves estimées prouvées plus probables. [3]

#### **a.3) Prouvé Plus Probable Plus Possible**

Les réserves possibles sont ces réserves non prouvées dont l'analyse des données géologiques et techniques suggère qu'elles sont moins susceptibles d'être récupérables que les réserves probables. Dans ce contexte, lorsque des méthodes probabilistes sont utilisées, il devrait y avoir au moins une probabilité de 10 % que les quantités réellement récupérées soient égales ou supérieures à la somme des réserves estimées prouvées plus probables plus possibles. [3]

#### **b) Ressources contingentes (Sous-commercial)**

•Les ressources conditionnelles sont définies comme les quantités de pétrole et de gaz estimées à une date donnée comme étant potentiellement récupérables à partir d'accumulations connues mais qui ne sont pas actuellement économiques. Les ressources conditionnelles comprennent,

par exemple, les accumulations pour lesquelles il n'existe actuellement aucun marché viable. [3]

Elles peuvent être classées en trois types : [3]

**Tableau I.3 : Classification des ressources contingentes[3]**

| Ressources contingentes |                      |                  |
|-------------------------|----------------------|------------------|
| Estimation basse        | Meilleure estimation | Estimation haute |

**b.1) Estimation basse :**

Il s'agit d'une estimation considérée comme prudente de la quantité qui sera effectivement extraite de l'accumulation. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, ce terme reflète un niveau de confiance P90. [3]

**b.2) Meilleure estimation :**

Il s'agit de l'estimation considérée comme la meilleure de la quantité qui sera effectivement extraite de l'accumulation. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, ce terme est une mesure de la tendance centrale de la distribution d'incertitude (le plus probable/mode, P50/médiane ou moyenne arithmétique/moyenne). [3]

**b.3) Estimation haute :**

Il s'agit d'une estimation considérée comme optimiste de la quantité qui sera effectivement extraite de l'accumulation. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, ce terme reflète un niveau de confiance P10. [3]

**c). Non récupérable**

Les ressources non récupérables, découvertes ou non découvertes, ne sont ni techniquement possibles ni économiques à produire. Elles représentent des quantités de pétrole qui se trouvent dans le réservoir après l'arrêt de la production commerciale, et dans des accumulations connues et inconnues qui ne sont pas considérées comme récupérables en raison du manque de processus de récupération techniques et économiques. [3]

**I.3.1.2- Pétrole Initialement En Place Non Découvert**

Les ressources non découvertes sont définies comme les quantités de pétrole et de gaz estimées à une date donnée comme étant contenues dans des accumulations qui n'ont pas encore été découvertes. La portion potentiellement récupérable estimée des ressources non découvertes est classée comme ressources prospectives.

**a). Ressources prospectives**

**I. Estimation basse**

II. Meilleure estimation

III. Estimation haute

b). Irrécupérables [2]

**a) Ressources potentielles**

Les ressources potentielles sont définies comme les quantités de pétrole et de gaz estimées à une date donnée comme potentiellement récupérables à partir d'accumulations non découvertes. Elles sont techniquement viables et économiques à récupérer. [3]

**a.1) Estimation basse :**

Il s'agit d'une estimation prudente de la quantité qui sera réellement extraite de l'accumulation. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, ce terme reflète un niveau de confiance P90. [2]

**a.2) Estimation la plus probable :**

Il s'agit de la meilleure estimation de la quantité qui sera réellement extraite de l'accumulation. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, ce terme est une mesure de la tendance centrale de la distribution d'incertitude (le plus probable/mode, P50/médiane, ou la moyenne arithmétique/moyenne). [2]

**a.3) Estimation haute :**

Il s'agit d'une estimation optimiste de la quantité qui sera réellement extraite de l'accumulation. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, ce terme reflète un niveau de confiance P10. [2]

**b). Irrécupérable**

Les ressources irrécupérables, qu'elles soient découvertes ou non, ne sont ni techniquement possibles ni économiquement viables à produire. Elles représentent les quantités de pétrole qui se trouvent dans le réservoir après l'arrêt de la production commerciale, ainsi que dans les accumulations connues et inconnues qui ne sont pas jugées récupérables en raison du manque de procédés de récupération techniques et économiques. [2]

## **I.4-Catégories de statut des réserves**

Les catégories de statut des réserves définissent le statut de développement et de production des puits et des réservoirs. [3]

**I.4.1- Réserves prouvées développées :**

Les réserves prouvées développées sont les réserves que l'on s'attend à extraire des puits existants, y compris les réserves derrière le tubage. Les réserves de récupération améliorée ne sont considérées comme développées qu'une fois que l'équipement nécessaire a été installé, ou

lorsque les coûts pour le faire sont relativement mineurs. Les réserves prouvées développées peuvent être sous-catégorisées en réserves productrices ou non productrices. [3]

**a) Production :**

Les réserves classées dans la sous-catégorie « production » sont celles que l'on s'attend à récupérer à partir des intervalles de complétion qui sont ouverts et en production au moment de l'estimation. Les réserves de récupération améliorée ne sont considérées comme étant en production qu'une fois que le projet de récupération améliorée est en exploitation. [3]

**b) Non productrices :**

Les réserves classées comme non productrices comprennent les réserves fermées et les réserves derrière le tubage. Les réserves fermées sont celles dont on prévoit la récupération à partir de (a) intervalles de complétion ouverts au moment de l'estimation mais qui n'ont pas commencé à produire, (b) puits qui ont été fermés en raison des conditions du marché ou des raccordements de pipeline ou (c) puits qui ne sont pas capables de produire pour des raisons mécaniques. [3]

**I.4.2- Les réserves non développées devraient être récupérées :**

(a) à partir de nouveaux puits sur des zones non forées,  
(b) par approfondissement de puits existants vers un réservoir différent,  
(c) lorsque des dépenses relativement importantes sont nécessaires pour  
(I) recompléter un puits existant ou (II) installer des installations de production ou de transport pour des projets de récupération primaire ou améliorée. [3]

**I.5-Classification des réserves suivie par ONGC :**

- L'expertise professionnelle de l'ONGC a été imprégnée par les systèmes, approches et réglementations suivis dans l'ancienne URSS. Par conséquent, la classification des réserves suivie dans l'URSS a été adoptée avec des modifications adaptées à l'environnement indien.
- Les réserves ont été classées en : Réserves géologiques (volumes en place d'hydrocarbures) et réserves récupérables. Les réserves ont été divisées en catégories A, B, C1, C2 et Z - solde [1].
- Après des changements globaux dans l'industrie pétrolière, l'ONGC a adopté une classification similaire à celle recommandée par la SPE, la WPC et l'AAPG.5-Périodicité des estimations : [1]

1. Avant le forage du puits exploratoire
2. Pendant et après le forage d'évaluation et de délimitation
3. Après que les données de production d'essai deviennent disponibles
4. Avant l'optimisation de la stratégie de développement

5. Pendant la production
6. Lorsque la production est en déclin
7. À l'épuisement

**I.6-Intervalle des estimations de récupération :**

• **Récupération ultime estimée** : La récupération ultime estimée (EUR) est une approximation de la quantité de pétrole ou de gaz qui est potentiellement récupérable ou qui a déjà été récupérée d'une réserve ou d'un puits. [4]

• **Production cumulative** : Le total de la quantité de pétrole et de gaz récupérés d'un réservoir à un moment donné de la vie du champ. La production cumulative peut être référencée à un puits, un champ ou un bassin. [4]

**Conclusion :**

La classification des réserves pétrolières joue un rôle important dans la bonne gestion des ressources et dans la prise de décisions techniques et économiques dans l'industrie pétrolière. Elle permet de faire la différence entre les volumes d'hydrocarbures en place, ceux qui peuvent être récupérés, et ceux qui restent incertains ou non exploitables pour le moment. Grâce au travail de normalisation réalisé par des organisations comme la SPE, le WPC et l'AAPG, une terminologie claire et partagée a été mise en place. Cela permet une meilleure communication entre les professionnels et aide à planifier les projets de manière plus fiable. Cette classification est donc un outil fondamental pour évaluer et développer les gisements de pétrole.

# *Chapitre II*

## *Méthodes d'estimation des réserves*

## II.1-Introduction :

L'estimation des réserves pétrolières constitue une étape fondamentale dans le processus d'évaluation, de développement et de gestion d'un gisement. Afin d'obtenir des résultats fiables et adaptés à chaque phase de vie du réservoir, plusieurs méthodes sont mises en œuvre, en fonction du type et de la disponibilité des données. Parmi les approches les plus utilisées figurent la **méthode volumétrique**, le **bilan de matière** et la **méthode des courbes de déclin**. Chacune de ces techniques présente des spécificités et des domaines d'application bien définis, allant des phases initiales d'exploration aux stades plus avancés de production, permettant ainsi une estimation progressive et cohérente des réserves exploitables

## II.2-Méthode volumétrique :

L'estimation des réserves par la méthode volumétrique est basée sur l'interprétation des données géologique et petro physiques. Elle permet de donner les réserves en place statique (n'est pas touchée par la différence de pression), elle utilise dans la plupart des cas dans la phase de développement de gisement. [5]

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

$$N = V_r * (H_U/H_t) * \phi_{moy} * (1 - S_{wmoy})/B_{oi} \quad \dots\dots\dots (II.1)$$

**N** : Réserves en place (m3).

**H<sub>u</sub>** : Hauteur utile moyenne de la roche(m).

**H<sub>t</sub>** : Hauteur moyenne total de la roche (m).

**V<sub>r</sub>** : Volume de roche contenant des hydrocarbures (m3).

**Ø<sub>moy</sub>** : Porosité moyenne de la roche (fraction).

**S<sub>omoy</sub>** : Saturation moyenne d'huile (fraction).

**Boi** : Facteur volumétrique initial d'huile (vol/vol).[5]

-La porosité moyenne est calculée en prenant la moyenne pondérée à la hauteur utile : [5]

$$\phi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_{ui}}{\sum_{i=1}^n h_{ui}} \quad \dots\dots\dots (II.2)$$

-La saturation moyenne d'huile est calculée comme suit : [5]

$$S_{omoy} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{oi} \phi_i h_{ui}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_{ui}} \quad \dots\dots\dots (II.3)$$

**Les réserves récupérables :**

Réserves en place = réserve récupérable \* Fr

**II.3-Méthode dynamique (bilan matière) :**

L'équation de bilan matériel (MBE) est depuis longtemps reconnue comme l'un des outils fondamentaux des ingénieurs réservoirs pour interpréter et prédire la performance des réservoirs. Lorsqu'elle est correctement appliquée, l'équation de bilan matériel peut être utilisée pour :

- Estimer les volumes initiaux d'hydrocarbures en place
- Prédire la performance future du réservoir
- Prédire la récupération ultime des hydrocarbures sous différents types de mécanismes d'entraînement primaire . [6]

Cette méthode n'est applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques. Elle est appelée méthode dynamique par ce qu'elle s'intéresse uniquement aux déplacements des fluides donc où il y a présence d'une différence de pression, elle permet de donner les quantités dynamiques. [6]

**II.3.1-Hypothèses posées pour cette méthode :**

Les suppositions misent en évidence sont :

- On considère que le réservoir est un système fermé permettant ainsi d'estimer une pression moyenne sur toute la superficie du gisement. La température de gisement est constante ou varie légèrement d'une façon à être négligeable. [6]
- Le réservoir a un volume constant exceptant l'effet des compressibilités qui sont prises en compte dans l'équation. Les propriétés pétro physiques doivent être exprimées avec une certaine précision en utilisant le modèle black-oil. [6]

Principe de cette technique est basé sur le principe de la chute de pression, en supposant que l'espace poreux reste constant et pas de migration des hydrocarbures dans des zones autres que le réservoir en considération. [6]

L'équation de bilan matière est basée sur le principe suivant :

**Quantité produite + quantité restante = quantité originale en place [6]**

Après la mise en production du gisement, la pression va diminuer créant un changement de volume de chaque phase :

**. Les volumes poreux occupés initialement à  $P_i$  :**

-Le volume d'huile initiale :

$$\text{Volume d'huile initiale} = NB_{oi} \dots \dots \dots (II.4)$$

Où :

**N** = volume initial de pétrole en place, STB

**Boi** = facteur de formation volumique du pétrole à la pression initiale du réservoir pi, bbl/STB [11]

$$\text{-Volume de gaz initial} = GB_{gi} = m NB_{oi} \dots \dots \dots (II.5)$$

où : **m** est un paramètre sans dimension, défini comme le rapport du volume du chapeau de gaz au volume de la zone pétrolifère. [11]

$$m = \frac{\text{Volume initiale de gaz cap}}{\text{Volume initial de pétrole en place}} = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$$

-Les volumes poreux occupés à la pression P :

$$\text{Volume d'huile restant à une pression P} = (N - N_p)B_o \dots \dots \dots (II.6)$$

où :

**Np** = production cumulée de pétrole, STB

**Bo** = facteur de formation volumique du pétrole à la pression du réservoir p, bbl/STB. [7]

$$\text{-Diminution de volume d'huile} = NB_{oi} - (N - N_p)B_o \dots \dots \dots (II.7) [7]$$

$$\text{-Volume poreux occupé par le gaz du gaz cap à P} = \left[ \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g \dots \dots \dots (II.8)$$

Avec :

**Bgi** = facteur de formation volumique du gaz à la pression initiale du réservoir, bbl/scf

**Bg** = facteur de formation volumique du gaz à la pression actuelle du réservoir, bbl/scf. [7]

-Volume poreux occupé par le gaz libéré dans le réservoir :

Volume du gaz libéré de la solution = [Volume initial de gaz en solution] - [Volume de gaz produit] - [Volume de gaz restant en solution] [11]

$$\text{Volume du gaz libéré de la solution} = [NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p)R_s]B_g \dots \dots \dots (II.9)$$

où :

**Np** = production cumulée de pétrole, STB

**Rp** = rapport gaz-pétrole produit cumulé net, scf/STB

**Rs** = facteur de solubilité actuel du gaz, scf/STB

**Bg** = facteur de formation volumique du gaz à la pression actuelle, bbl/scf

**Rsi** = solubilité du gaz à la pression initiale du réservoir, scf/STB [11]

$$\text{-Volume poreux occupée par les entrées d'eau nettes} = W_e - W_p B_w \dots \dots \dots (II.10)$$

où :

**We**=intrusion cumulative d'eau, bbl

**Wp**= production cumulée d'eau, STB

**Bw** = facteur de formation volumique de l'eau, bbl/STB [7]

-Changement en volume due à l'expansion de la roche et de l'eau

$$\text{Interstitialle} = \mathbf{NB}_{\text{oi}}(\mathbf{1} + \mathbf{m}) \left( \frac{\mathbf{S}_{\text{wi}} \mathbf{C}_{\text{w}} + \mathbf{C}_{\text{f}}}{\mathbf{1} - \mathbf{S}_{\text{wi}}} \right) \Delta \mathbf{P} \dots \dots \dots (\text{II. 11}) \quad [7]$$

$$\text{-Volume poreux occupé par le gaz et l'eau injectés} = G_{inj}B_{gi} + W_{inj}B_w \dots \dots \text{(II. 12)}$$

- **Doublet et Blasingame (1995)** ont établi une base théorique pour combiner l'écoulement transitoire et l'écoulement en régime de frontière dans la solution transitoire de pression de l'équation de diffusivité. [8]

#### **II.4.2-Estimation de réserve par analyse des courbes de déclin (DCA)**

Les courbes de déclin sont l'une des méthodes d'analyse de données les plus couramment utilisées pour l'évaluation des réserves de gaz et la prévision de la production future. Cette technique repose sur l'hypothèse que les tendances de production passées et leurs facteurs de contrôle se poursuivront dans le futur et pourront donc être extrapolées et décrites par une expression mathématique. L'extrapolation d'une "tendance" dans le but d'estimer la performance future doit respecter la condition que les facteurs ayant causé les changements dans la performance passée, comme la diminution du taux de production, agiront de la même manière dans le futur. Ces courbes de déclin sont caractérisées par trois facteurs :

- Taux de production initial, ou le taux à un moment particulier
- Courbure du déclin
- Taux de déclin [9]

Ces facteurs sont une fonction complexe de nombreux paramètres au sein du réservoir, du puits et des installations de surface. [9]

Ikoku (1984) a présenté un traitement complet et rigoureux de l'analyse des courbes de déclin de production. Il a souligné que trois conditions doivent être prises en compte dans l'analyse des courbes de déclin de production : [9]

1. Certaines conditions doivent être réunies avant de pouvoir analyser une courbe de déclin de production avec un certain degré de fiabilité. La production doit avoir été stable pendant la période analysée ; c'est-à-dire qu'un puits en production doit avoir été produit avec une taille de gorge constante ou une pression de tête constante, et un puits de pompage doit avoir été pompé ou produit avec un niveau de fluide constant. Cela signifie que le puits doit avoir été produit à sa capacité sous un ensemble donné de conditions. Le déclin de production observé doit refléter la productivité du réservoir et ne pas être le résultat d'une cause externe, telle qu'un changement des conditions de production, des dommages au puits, des contrôles de production ou une défaillance des équipements. [9]
2. Des conditions de réservoir stables doivent également être présentes pour extrapoler les courbes de déclin avec un certain degré de fiabilité. Cette condition sera normalement remplie tant que le mécanisme de production n'est pas modifié. Cependant, lorsqu'une action est entreprise pour améliorer la récupération du gaz, telle que le forage de puits additionnels, l'injection de fluides, la fracturation ou l'acidification, l'analyse de la courbe de déclin peut être

utilisée pour estimer la performance du puits ou du réservoir en l'absence de changement et la comparer à la performance réelle après modification. Cette comparaison nous permettra de déterminer le succès technique et économique de nos efforts. [9]

3. L'analyse des courbes de déclin de production est utilisée dans l'évaluation de nouveaux investissements et dans l'audit des dépenses précédentes. Elle est également associée au dimensionnement des équipements et installations, tels que les pipelines, les usines et les installations de traitement. L'analyse économique comprend également la détermination des réserves pour un puits, un bail ou un champ. Il s'agit d'une méthode indépendante d'estimation des réserves, dont les résultats peuvent être comparés aux estimations volumétriques ou de bilan matériel. [9]

Arps (1945) a proposé que la "courbure" de la courbe de production par rapport au temps puisse être exprimée mathématiquement par une équation de la famille hyperbolique. Arps a reconnu trois types de comportements de déclin :

- Déclin exponentiel
- Déclin harmonique
- Déclin hyperbolique[9]

Chaque type de courbe de déclin présente une courbure différente, comme montré dans la Figure II.1 : [9]

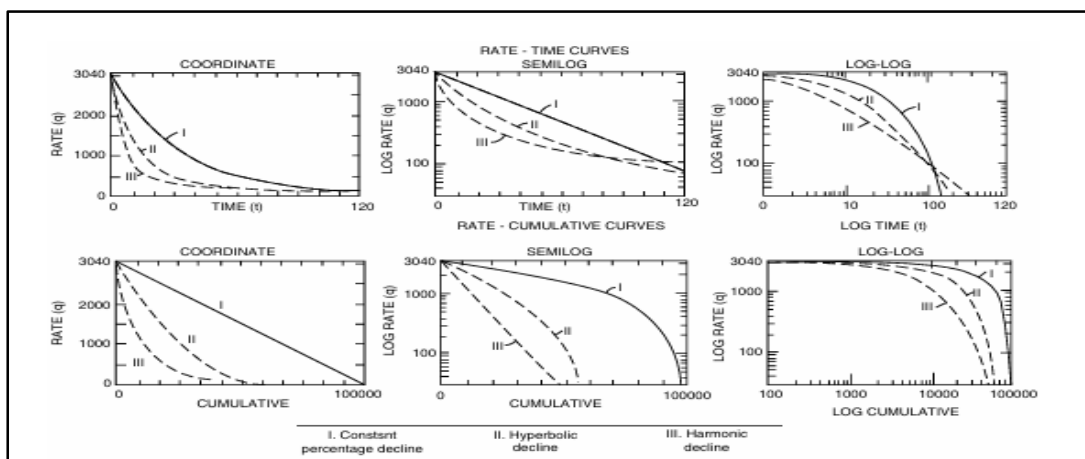


**Figure II.1 : Les types de courbe de déclin[9]**

Cette figure illustre la forme caractéristique de chaque type de déclin lorsque le taux de production est tracé en fonction du temps ou de la production cumulée sur des échelles cartésienne, semi-logarithmique et log-logarithmique. [9]

Les principales caractéristiques de ces courbes de déclin peuvent être utilisées pour sélectionner le modèle de déclin du taux de production approprié pour décrire la relation taux-temps du système d'hydrocarbures : [9]

Pour un

lorsque le  $D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$   
une échelle

**déclin exponentiel :** Une relation linéaire en résultera  
taux de production en fonction du temps est tracé sur  
semi-logarithmique, ainsi que lorsque le taux de  
production est tracé en fonction de la production cumulative sur une échelle cartésienne. [9]

• **Pour un déclin harmonique :** La relation entre le taux et la production cumulative est une droite sur une échelle semi-logarithmique ; tous les autres types de courbes de déclin présentent une certaine courbure. Il existe plusieurs techniques de décalage conçues pour redresser la courbe obtenue en traçant le taux de production en fonction du temps sur une échelle log-logarithmique. [9]

• **Pour un déclin hyperbolique :** Aucune des échelles de tracé ci-dessus, c'est-à-dire cartésienne, semi-logarithmique ou log-logarithmique, ne produira une relation linéaire pour un déclin hyperbolique. Cependant, si le taux de production est tracé en fonction du temps sur du papier log-logarithmique, la courbe résultante peut être redressée à l'aide de techniques de décalage. [12]

Pratiquement toute analyse de courbes de déclin conventionnelle repose sur des relations empiriques entre le taux de production et le temps, données par Arps (1945) comme suit : [9]

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \quad \dots \dots (II. 14)$$

où :

- $q_t$  = débit de gaz à l'instant  $t$ , en MMscf/jour
- $q_i$  = débit de gaz initial, en MMscf/jour
- $t$  = temps, en jours
- $D_i$  = taux de déclin initial, en jour<sup>-1</sup>
  - $b$  = exposant de la courbe de déclin d'Arps[9]

La description mathématique de ces courbes de déclin de production est grandement simplifiée par l'utilisation du taux de déclin instantané (nominal),  $D$ . [9]

Ce taux de déclin est défini comme le taux de variation du logarithme naturel du débit de production, c'est-à-dire  $\ln(q)$ , par rapport au temps  $t$  soit :

... .... (II. 15)

L'équation (II. 13) décrit les variations instantanées de la pente de la courbure,  $\frac{dq}{dt}$ , en fonction de la variation du débit de production,  $q$ , au cours du temps. [9]

Ce type d'analyse de courbe de déclin peut être appliqué à **des puits individuels ou à l'ensemble du réservoir**. [9]

Ainsi, l'équation d'Arps peut être commodément exprimée sous les trois formes suivantes : [12]

**Tableau II.1 : Equations de courbe de déclin[9]**

| Case        | b           | Rate-Time Relationship                  |
|-------------|-------------|-----------------------------------------|
| Exponential | $b = 0$     | $q_t = q_i \exp(-D_i t)$                |
| Hyperbolic  | $0 < b < 1$ | $q_t = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{1/b}}$ |
| Harmonic    | $b = 1$     | $q_t = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$         |

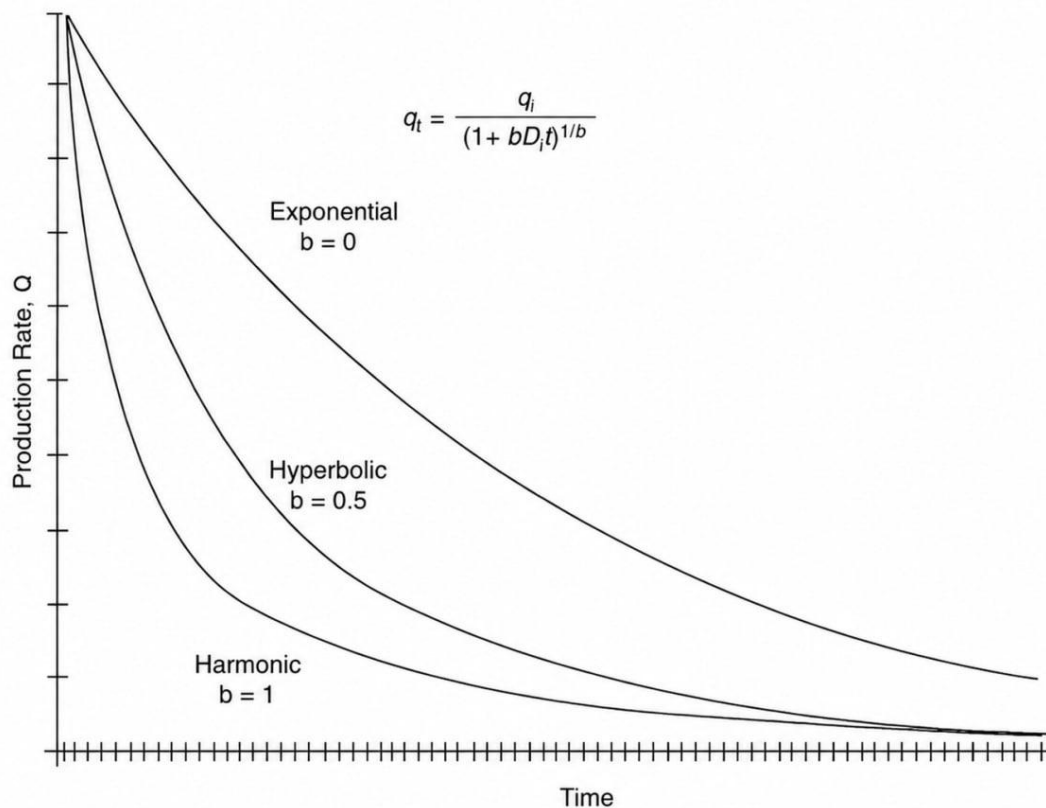


**Figure II.2: Les courbe de déclin rate/time (exponentiel, harmonique, hyperbolique) [9]**

La **Figure II.2** illustre la forme générale des trois courbes pour différentes valeurs possibles de **b**. Ces relations mathématiques peuvent être appliquées aussi bien aux réservoirs de gaz qu'aux réservoirs de pétrole. [9]

Cependant, ces trois formes d'équations de déclin ne sont **applicables que lorsque** le puits ou le réservoir est en régime d'écoulement pseudo-stationnaire (semi-stationnaire), c'est-à-dire **en régime d'écoulement dominé par les limites**. [9]

### **II.5 Conditions nécessaires pour appliquer l'analyse du déclin de production :**

1. Le puits doit drainer une zone constante, c'est-à-dire qu'il doit être en régime d'écoulement dominé par les limites.
2. Le puits doit produire à ou près de sa capacité maximale.
3. La pression de fond de puits doit être constante. [9]

Ces trois conditions doivent être **obligatoirement remplies** avant d'appliquer une méthode d'analyse du déclin de production pour décrire la performance d'un réservoir. [9]

### **Conclusion :**

Les trois méthodes – volumétrique, bilan de matière, et courbe de déclin – sont complémentaires et adaptées à différents moments de la vie d'un gisement.

En combinant ces trois approches, il est possible de réduire les incertitudes et d'obtenir une vision plus réaliste du potentiel du réservoir, ce qui aide à mieux planifier les opérations et à optimiser la récupération des hydrocarbures

# *Chapitre III*

*Présentation du champ de Rhoude  
chegga*

### III.1.- Introduction :

Le champ de Rhourde Chegga est situé dans la région de Beressof sur le bloc 433, sis à Touggourt dans la wilaya d'Ouargla, à 600 Km au sud d'Alger. Il a été découvert 1985 et mis en production en 1989 Par le puits RDC1. [10]

Le champ contient trois réservoirs productifs qui sont :

- 1- l'unité 1 d'âge Triasique (**T1**)
- 2- les grès de la série inférieure d'âge Triasique (**GRDC**)
- 3- Les Quartzites de Hamra d'âge Ordovicien (**QH**)

La pression du gisement initiale dans les trois réservoirs est de l'ordre de 540 Kg/cm<sup>2</sup>, avec une température de 115°C pour les réservoirs (T1 et QH), et 118°C pour le réservoir GRDC.

Le contact initial huile-eau a été rencontré dans les cotes suivantes :

- Grés de RDC : à 3631m (ODT).
- T1 : à 3547m.
- QH : situé entre l'ODT (RDC4) à 3651 m et le WUT (RDC2) à 3846 m. [10]

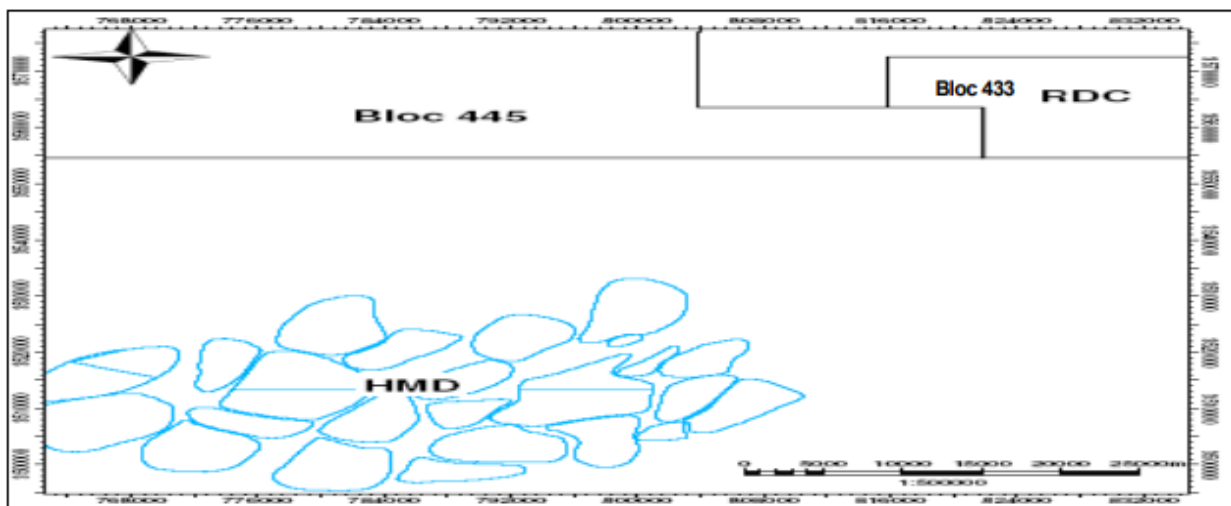


Figure III.1 : Situation du gisement de Rhourde Chegga. [10]

### III.2-Périmètre du permis d'exploitation

La structure de Rhourde Chegga a été cartée avant 1979 et répertoriée dans l'inventaire des pièges du 'Bloc 433' dans le prospect 16. Elle est supposée favorable pour l'accumulation des hydrocarbures dans les réservoirs du Trias et du Cambro-Ordovicien. [10]

Le gisement de Rhourde Chegga (RDC) a été découvert en 1984 par l'association entre SONATRACH et la compagnie yougoslave NAFTA-GAS, suite aux travaux de recherche sur le 'Bloc 433', situé à une trentaine de kilomètres au Nord Est de la zone 9 de Hassi Messaoud. [10]

Le périmètre du Permis d'Exploitation du champ de Rhourde Chegga proposé et dénommé

("Périmètre de Rhourde Chegga ") est défini par les limites du gisement, le tableau 1.1 indique les coordonnées des points définissant ce périmètre. [10]

La superficie couverte par le Permis d'Exploitation est de 171.75Km<sup>2</sup>.

La zone du permis d'exploitation de Rhourde Chegga est délimitée par des méridiens géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport au méridien international d'origine, et par des parallèles géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport à l'équateur. [10]

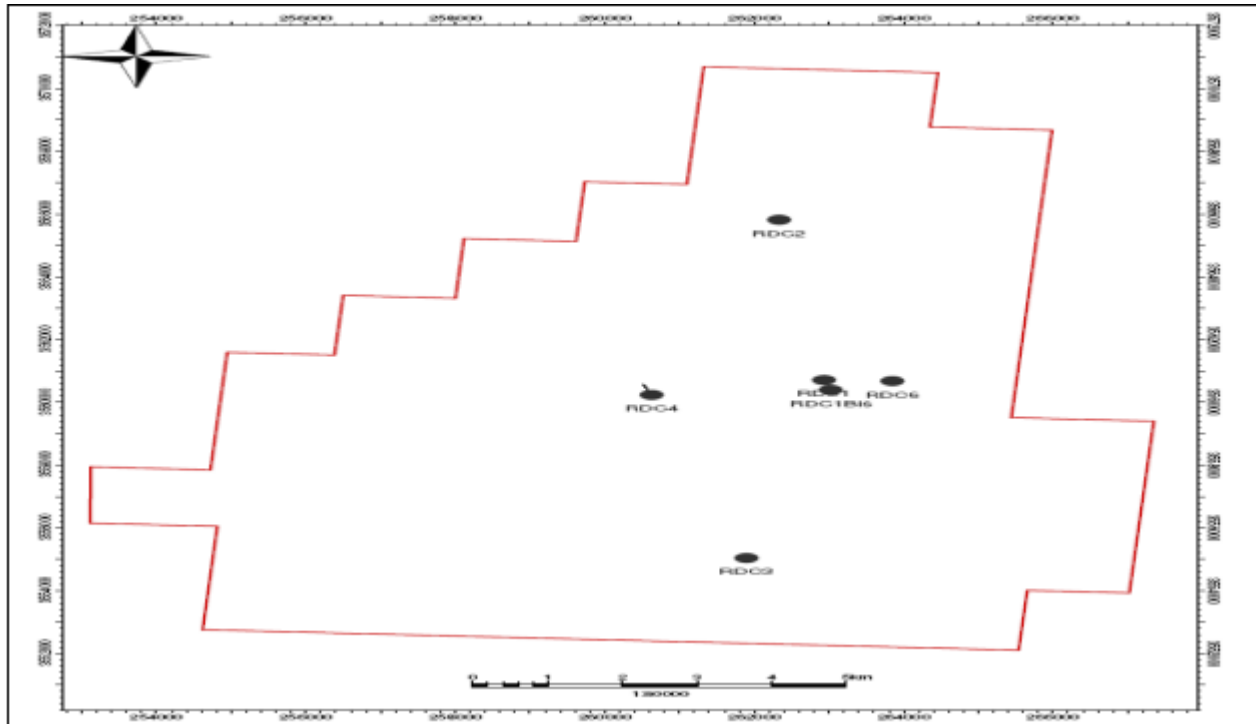


Figure III.2 : Périmètre du permis d'exploitation du gisement de Rhourde Chegga[10]

Tableau III.1. : Périmètre d'exploitation de Rhourde Chegga " RDC " [10]

| Point | ( UTM_Fuseau-31 - Meters ) |             | ( UTM_Fuseau-32 - Meters ) |             | Geographic Coordinates |                   |
|-------|----------------------------|-------------|----------------------------|-------------|------------------------|-------------------|
|       | X coor (m)                 | Y coor (m)  | X coor(m)                  | Y coor (m)  | Longitude              | Latitude          |
| 1     | 826650.875                 | 3573152.750 | 261323.027                 | 3570692.418 | 6° 28' 0.0000" E       | 32° 15' 0.0000" N |
| 2     | 829793.437                 | 3573254.750 | 264464.381                 | 3570618.661 | 6° 30' 0.0000" E       | 32° 15' 0.0000" N |
| 3     | 829853.750                 | 3571406.000 | 264421.333                 | 3568770.534 | 6° 30' 0.0000" E       | 32° 14' 0.0000" N |
| 4     | 831425.312                 | 3571457.250 | 265992.286                 | 3568734.073 | 6° 31' 0.0000" E       | 32° 14' 0.0000" N |
| 5     | 831728.000                 | 3562213.000 | 265778.781                 | 3559493.564 | 6° 31' 0.0000" E       | 32° 09' 0.0000" N |
| 6     | 833301.062                 | 3562264.500 | 267351.161                 | 3559457.398 | 6° 32' 0.0000" E       | 32° 09' 0.0000" N |
| 7     | 833483.187                 | 3556718.000 | 267224.314                 | 3553913.202 | 6° 32' 0.0000" E       | 32° 06' 0.0000" N |
| 8     | 831909.250                 | 3556666.500 | 265651.132                 | 3553949.355 | 6° 31' 0.0000" E       | 32° 06' 0.0000" N |
| 9     | 831969.625                 | 3554817.500 | 265608.546                 | 3552101.120 | 6° 31' 0.0000" E       | 32° 05' 0.0000" N |
| 10    | 820950.625                 | 3554464.000 | 254593.550                 | 3552361.035 | 6° 24' 0.0000" E       | 32° 05' 0.0000" N |
| 11    | 820833.937                 | 3558161.500 | 254682.759                 | 3556057.352 | 6° 24' 0.0000" E       | 32° 07' 0.0000" N |

|    |            |             |            |             |                  |                   |
|----|------------|-------------|------------|-------------|------------------|-------------------|
| 12 | 819260.375 | 3558111.750 | 253109.610 | 3556095.287 | 6° 23' 0.0000" E | 32° 07' 0.0000" N |
| 13 | 819202.250 | 3559960.500 | 253154.437 | 3557943.478 | 6° 23' 0.0000" E | 32° 08' 0.0000" N |
| 14 | 820775.500 | 3560010.250 | 254727.271 | 3557905.519 | 6° 24' 0.0000" E | 32° 08' 0.0000" N |
| 15 | 820658.625 | 3563707.750 | 254816.633 | 3561601.837 | 6° 24' 0.0000" E | 32° 10' 0.0000" N |
| 16 | 822231.250 | 3563757.500 | 256388.785 | 3561563.835 | 6° 25' 0.0000" E | 32° 10' 0.0000" N |
| 17 | 822172.500 | 3565606.250 | 256433.289 | 3563411.964 | 6° 25' 0.0000" E | 32° 11' 0.0000" N |
| 18 | 823744.875 | 3565656.500 | 258005.056 | 3563374.445 | 6° 26' 0.0000" E | 32° 11' 0.0000" N |
| 19 | 823685.812 | 3567505.250 | 258049.246 | 3565222.554 | 6° 26' 0.0000" E | 32° 12' 0.0000" N |
| 20 | 825257.937 | 3567555.500 | 259620.760 | 3565185.007 | 6° 27' 0.0000" E | 32° 12' 0.0000" N |
| 21 | 825198.500 | 3569404.500 | 259664.586 | 3567033.349 | 6° 27' 0.0000" E | 32° 13' 0.0000" N |
| 22 | 826770.312 | 3569455.000 | 261235.798 | 3566996.026 | 6° 28' 0.0000" E | 32° 13' 0.0000" N |

### III .3-Évolution des travaux d'exploration

Le champ de Rhourde Chegga est situé à environ 25 km au NE de Hassi Messaoud le long d'un trend structural N30°, reconnu notamment par les forages de ONJ-76, OBS-1, HML-1. Cet axe structural positif se prolonge vers le nord par la structure de RDC et est bordé sur son flanc oriental par une faille de même orientation et d'apparence continue. [11]

La structure de RDC, mal définie par les anciennes données sismiques 2D a été reconnue par six (09) forages, est située entre RDC-1 et la faille principale. Les puits RDC-1 à 4 ont mis en évidence plusieurs réservoirs à hydrocarbures :

- Le Trias T1 et T2, avec des grès développés sur RDC-1, 2 et 4 et dégradés à RDC-3, ils ont été testés positivement à RDC-1 (faibles débits d'huile et de gaz) ; il s'agit d'un réservoir secondaire.
- Les grès de la série inférieure du Trias, encore appelé Grès de Rhourde Chegga et séparés des précédents par un épais intervalle andésitique (60 m à RDC-1), ils sont productifs à RDC-1 ou ils présentent de bonnes caractéristiques et sont très dégradés à RDC-2, RDC-4 et RDC-6 ; ils sont absents à RDC-3.
- Les Quartzites de Hamra, productrices d'huile à RDC-4 et RDC-9 ou sont directement sous la Discordance Hercynienne, en contact avec le Trias ; structuralement beaucoup plus basses, elles sont aquifères dans les autres puits. [11]

La distribution des fluides rencontrés suggère la possibilité d'une accumulation unique de part et d'autre de la Discordance e Hercynienne, dans les grès de la série inférieure, très discontinus dans ce secteur du bassin et dans le biseau des Quartzites de Hamra, tronquées sous la Discordance Hercynienne. [11]

#### III .3.1-Puits de découverte

Le puits de découverte RDC1 a été implanté en 1983 à l'intersection des profils sismiques '83TGT 10' et '83TGT 11'. L'objectif de ce forage d'exploration du secteur Nord Est de Hassi Messaoud est de reconnaître la structure et les fluides des réservoirs :

- Du TAG : unités T2, T1 ainsi que l'unité 'Grès de RDC' à la base de la Série Inférieure,
- Du Cambro-Ordovicien : unités Ri et Ra, l'Ordovicien était considéré comme objectif secondaire compte tenu de l'incertitude liée à l'importance de l'érosion de la phase Hercynienne. [10]

Le puits RDC1 foré entre août 1984 et juillet 1985 a été réalisé selon le programme de complétion suivant :

- Phase 17 "1/2 avec pose du tubage 13" 3/8 à 470 m
- Phase 12" 1/4 avec pose du tubage 9" 5/8 à 2402 m
- Phase 8"1/2 avec pose du tubage 7" à 3470 m
- Phase 6" avec pose du Liner 4" 1/2 à 3825 m
- Arrêt à 3895 m. [10]

La phase 8"1/2 a connu des problèmes mécaniques, ce qui a conduit au forage de RDC1 en 2 étapes :

- La première étape exécutée par Nafta-Gas a duré 330 jours. La descente du tubage 7" avec pose du sabot prévue à 3523 m a rencontré des difficultés causées par les pertes de boue au niveau du Lias 'Horizon B' et par l'instabilité des argiles fluentes. Le tubage a finalement été posé à 3480 m après augmentation progressive de la densité de la boue et pose de 4 bouchons de ciment. Le forage jugé improductif a été abandonné.
- La deuxième étape qui a duré 90 jours a été exécutée par Sonatrach qui a procédé au re-forage des bouchons de ciment puis à l'enregistrement des diagraphies et des tests de puits. [10]

Les principaux résultats de RDC1 sont résumés dans le tableau III.2

**Tableau III.2 : Principaux résultats du forage RDC1.[10]**

| Réservoir            |                      | Profondeur | Pression de Gisement    | Débit d'huile | GOR     |
|----------------------|----------------------|------------|-------------------------|---------------|---------|
|                      |                      | (m)        | (Kg / cm <sup>2</sup> ) | (m3/h)        | (m3/m3) |
| Trias Argilo-Gréseux | Grès du T1           | 3648       | 548                     | 4             | -       |
|                      | Grès Série inférieur | 3753       | 540                     | 27            | 242     |
| Ordovicien           | Quartzites de Hamra  | 3885       | 551                     | Aquifère      | -       |

### III .3.2-Puits de délinéation

Après le puits de découverte RDC1, un programme de 3 forages de délinéation a été établi, avec les objectifs suivants :

- la définition de la géométrie des réservoirs du Trias T1 et Série Inférieure,
- la présence d'hydrocarbures,
- l'évaluation des réserves en place. [10]

Les puits de délinéation dont les résultats sont résumés dans le tableau III.3 ont été implantés à la même période, en 1985 et 1986. Ces puits étaient prévus pour être mis en production en même temps.

La découverte d'huile au niveau de l'Ordovicien Quartzites de Hamra a été mise en évidence qu'à partir du forage du puits RDC-4. [10]

**Tableau III.3: Résultats des forages de délinéation du gisement de Rhourde Chegga [10]**

| Puits | Date de forage       | Réservoirs                                                |                  |                                                            |
|-------|----------------------|-----------------------------------------------------------|------------------|------------------------------------------------------------|
|       |                      | Trias Argilo-Gréseux                                      |                  | Ordovicien                                                 |
|       |                      | T1                                                        | Série Inférieure | Quartzites de Hamra                                        |
| RDC2  | De 09/1985 à 04/1986 | 3 m <sup>3</sup> de gaz et d'huile en circulation inverse | Réservoir absent | Aquifère                                                   |
| RDC3  | De 11/1985 à 11/1986 | Réservoir degrade                                         | Réservoir absent | Aquifère                                                   |
| *RDC4 | De 06/1986 à 11/1986 | 3.7 m <sup>3</sup> de gaz, d'huile et de boue             | Faible épaisseur | 9.7 m <sup>3</sup> /h oil et 1793 m <sup>3</sup> /h de gaz |

### III.4-Analyse géologique

- III.4.1- Position des puits

Les coordonnées des puits en UTM 32 sont présentées dans le tableau III.4

**Tableau III.4: Coordonnées des puits [12]**

| Puits | X                           | Y               |
|-------|-----------------------------|-----------------|
| RDC1  | 06°29'09"00000 <sup>E</sup> | 39°09'22"00000N |
| RDC10 | 06°28'17"21990 <sup>E</sup> | 32°11'49"32370N |
| RDC11 | 06°27'37"58520 <sup>E</sup> | 32°09'29"98980N |
| RDC12 | 06°27'15"20203E             | 32°10'05"05264N |
| RDC13 | 06°30'29"60480E             | 32°09'01"79070N |
| RDC14 | 06°28'50"46102E             | 32°10'30"45953N |
| RDC15 | 06°28'14"08529E             | 32°10'43"78735N |
| RDC16 | 06°28'35"11514E             | 32°08'49"54202N |
| RDC17 | 06°27'15"49303E             | 32°10'52"81143N |
| RDC18 | 06°28'03"98169E             | 32°10'09"43608N |
| RDC19 | 06°26'16"90720E             | 32°11'03"62692N |
| RDC1B | 06°27'49"81395E             | 32°11'07"17164N |
| RDC2  | 06°28'34"06000E             | 32°06'29"24000N |
| RDC20 | 06°26'24"36767E             | 32°09'21"36672N |
| RDC21 | 06°25'48"88187E             | 32°10'31"90722N |
| RDC22 | 06°26'50"52957E             | 32°10'27"24782N |
| RDC23 | 06°27'36"80192E             | 32°10'40"45081N |
| RDC24 | 06°26'49"88378E             | 32°11'07"13488N |
| RDC25 | 06°28'09"58594E             | 32°09'44"29551N |
| RDC26 | 06°26'00"38000E             | 32°09'45"40000N |

|       |                 |                 |
|-------|-----------------|-----------------|
| RDC27 | 06°27'49"81395E | 32°11'07"17164N |
| RDC28 | 06°26'28"56935E | 32°11'44"33117N |
| RDC29 | 06°27'18"29361E | 32°11'38"28933N |
| RDC3  | 06°28'34"06000E | 32°06'29"24000N |
| RDC30 | 06°26'24"94741E | 32°10'03"14823N |
| RDC31 | 06°25'34"11000E | 32°09'09"16000N |
| RDC4  | 06°27'40"93000E | 32°09'16"76000N |
| RDC6  | 06°26'24"94741E | 32°10'03"14823N |
| RDC8  | 06°25'34"11000E | 32°09'09"16000N |
| RDC9  | 06°26'16"90720E | 32°11'03"62692N |

#### III.4.2- Evolution structurale :

L'image structurale actuelle du gisement de Rhourde Chegga est le résultat de phases tectoniques majeures dont la plus importante est la phase Hercynienne. [13]

La structure anticlinale du gisement de Rhourde Chegga est traversée par des réseaux de failles dont les directions principales sont Nord-Sud et Nord Est – Sud-Ouest. [13]

Le gisement présente une structure complexe associée à une faille majeure qui limite le gisement à l'Est, réactivée au cours de l'Aptien. Au Trias, elle apparaît composée de plusieurs culminations avec un pli principal Nord-Sud reconnu par RDC1 et RDC6 sur périclinal nord, 3 dans un ensellement sud, 2 sur un anticlinal secondaire associé à la faille Nord Est – Sud-ouest. RDC4 à l'ouest étant en dehors de cette structure. [13]

A l'Ordovicien, le haut structural partiellement érodé sous la Discordance Hercynienne s'étend vers le Nord-Ouest de RDC4. Les Quartzites de Hamra limitées par des failles NE-SO et ONO-ESE culminent à des profondeurs comprises entre - 3580 m et - 3700 m. [13]

Les phases de distension du Trias sont à l'origine du volcanisme 'syn. Rift'.

#### III.4.3-Migration et piégeage des Hydrocarbures

Les différentes études géochimiques et géodynamiques dans les bassins de la plate-forme saharienne ont conduit à des explications sur la genèse, l'expulsion et la migration des hydrocarbures de la roche mère constituée par les argiles noires du Silurien vers les différentes accumulations et réservoirs d'hydrocarbures. [13]

La richesse des argiles siluriennes en matière organique et la géodynamique qu'a connu le bassin de l'Oued Mya à savoir la forte subsidence qu'a connu ce dernier durant la phase hercynienne, ont constitué en grande partie des conditions favorables et majeures à la maturation de la matière organique, à la genèse des hydrocarbures ainsi qu'à leur expulsion du bassin de Oued Mya vers les différentes accumulations d'huile situées sur l'axe Amguid-El Biod-Hassi Messaoud où se trouvent alignées sur un trend Nord-Sud toutes les structures (Rhourde Chagga-d'EL-Agreb-EL-Gassi ). Ceci

renforce l'hypothèse d'une migration d'huile sur une longue distance suivant cette orientation. [13]

Plusieurs arguments militent en faveur de cette hypothèse à commencer par la position structurale favorable de cet axe méridionale Nord – Sud qui est associé à une importante densité d'accidents et de réseaux de failles le long de cette direction. Ces accidents sont bien les voies de migration des hydrocarbures de la roche mère silurienne vers les différents réservoirs. [13]

Les cartes en isobathes au toit de la Discordance Hercynienne permettent de distinguer un ensemble de structures alignées en trend qui présentent l'ensemble des pièges et des réservoirs contenant l'ensemble des accumulations du bassin Amguid – Hassi Messaoud. [13]

L'acheminement des hydrocarbures de la zone Nord où la formation du silurien argileux à graptolites est bien préservée, présente la caractéristique de roche mère principale. Cette préservation est confirmée par la reconnaissance des argiles siluriennes dans les forages de BAT-1(91m) et RDC-2(32m). [13]

Ces argiles ont assuré la genèse de ces hydrocarbures et par conséquent, le remplissage des grès du Trias présents au Nord de Hassi- Messaoud dans les puits de RDC-1 et de BAT –1. Ces grès Triasiques ont servi de voies préférentielles pour le drainage des huiles de la roche mère silurienne jusqu'aux réservoirs Cambro- Ordoviciens. [13]

Un déversement du trop-plein de Hassi Messaoud par le Spill-point (point de décharge) s'observe en direction des structures méridionales. Les différents accidents, les grès du Cambrien et la zone des alternances (grès de MD-28) de par leurs bonnes perméabilités, constituaient les principales voies de migration en direction des structures d'El-Gassi, de Zotti et celle d'El-Agreb. En ce qui concerne l'alimentation des structures situées dans la partie Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud tel que le champ d'El Gassi et ses structures satellites ou champs périphériques, les voies de migration et d'alimentation se sont faites suivant une direction Est-Ouest toujours à travers les grès Cambriens et à travers les accidents et les failles majeures qui ont pu jouer en faveur du drainage des hydrocarbures. [13]

#### **III.4.4-Zonation et corrélation réservoir**

Le Trias de Rhourde Chegga dont l'épaisseur varie de 320 m à l'Ouest jusqu'à plus de 400 vers l'Est, est situé à des profondeurs comprises entre 3330 et 3460 m MD. Le gisement est limité à l'Est par une faille majeure. [11]

La série est composée de haut en bas, par les formations de :

**a) Trias** : qui est constitué par les unités suivantes :

- Le S4, également dénommé G20, au sommet de la série, composé d'une centaine de mètres de sel.
- Le Trias Argileux, épais d'une trentaine de mètres.

• Le Trias Argilo-Gréseux (TAG), constitue l'unité principale du Trias qui renferme les réservoirs gréseux. Le TAG dont l'épaisseur totale est de l'ordre de 200 m est composé par les 3 formations suivantes :

✓ Le 'T2', unité supérieure du TAG, est composé par un niveau argilo-dolomitique continu de 10 m d'épaisseur qui constitue un repère stratigraphique régional, reposant sur 60 m à 80 m d'argiles renfermant quelques niveaux gréseux.

✓ Le 'T1', unité intermédiaire du TAG de 25 m à 30 m d'épaisseur, présente des variations de faciès verticales et latérales. Le 'T1' est généralement composé de 10 m à 15 m de grès propres fins à moyens à la base, pouvant passer verticalement et latéralement à des grès plus argileux ou des argiles.

✓ La 'Série Inférieure', unité de base du Trias, reposant en discordance sur le Paléozoïque est composée par :

- Un intervalle sommital représenté par quelques mètres d'argiles à intercalation de bancs dolomitiques
- Un complexe volcano-sédimentaire de 50 à 80 m d'épaisseur
- Un niveau de base dénommé 'Grès de RDC', réservoir principal du Trias, d'épaisseur et de faciès extrêmement variables : les forages ont traversé un maximum de 20 m de grès propres productifs à RDC1 et RDC1B, et respectivement 10 m, 3m et 2 m de grès fins argileux à RDC6, RDC8 et RDC2 ; les 'Grès de RDC' sont absents à RDC3. [11]

#### **b) Paléozoïque**

L'Ordovicien a été affecté par l'érosion qui a atteint les Quartzites de Hamra surmontées par les grès d'Ouargla. Le Silurien est préservé au Nord et au Sud du gisement. [11]

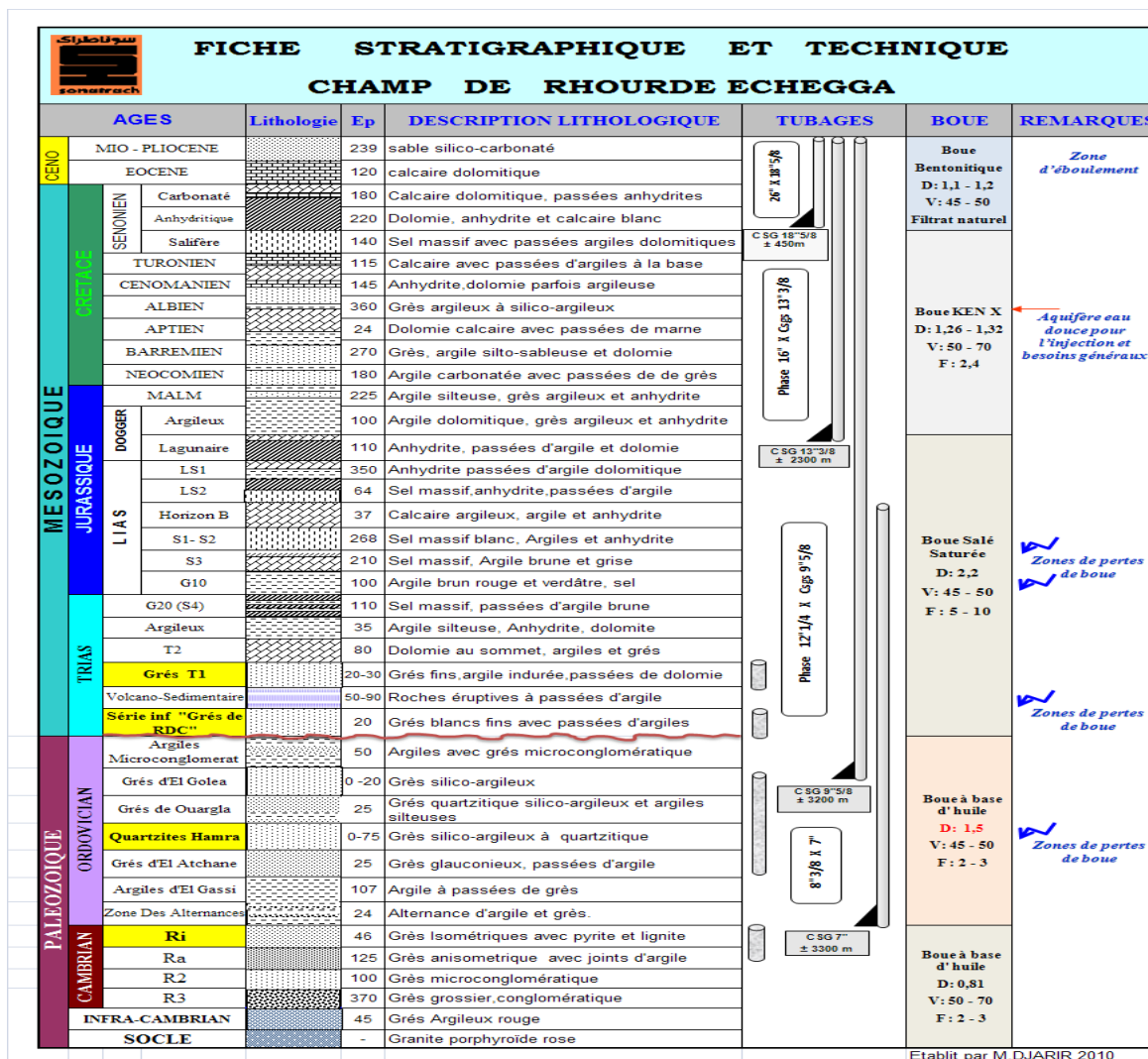


Figure III.3: Stratigraphie des puits du gisement de Rhourde Chegga[11]

### III.4.5-Propriétés et qualité du Réservoir

La matrice des grès du Trias T1 et T2 est développée sur RDC1, RDC2 et RDC4 et dégradée à RDC-3. Les grès de la Série Inférieure productifs à RDC-1 et RDC1bis où ils présentent de bonnes caractéristiques, sont très dégradés à RDC2 et RDC4 et RDC-6 ; et sont absents à RDC-3. [13]

Les Quartzites de Hamra productrices d'huile à RDC4 et RDC9 où elles sont directement sous la Discordance Hercynienne, en contact avec le Trias, sont structurellement beaucoup plus basses et aquifères sur les autres puits. [13]

### III.4.6-Sédimentologie et continuité du Réservoir

La séquence sédimentaire du Trias est constituée par des dépôts volcano-détritiques et fluvio-lacustres à la base qui passent au sommet à des formations évaporitiques s'étalant jusqu'au Dogger.

La série triasique de Rhourde Chegga s'inscrit dans un cycle majeur et présente trois grands

termes. Un premier d'âge Carnien sl, rétrogradant, bien préservé. Un second, Carnien supérieur, rétrogradant correspond

au Trias carbonaté. Enfin, un troisième, progradant, regroupant les formations argilo-évaporitiques. [13]

Les unités T1 et T2 latéralement continues sont caractérisées par d'importantes variations latérales de faciès. Les intervalles gréseux de ces unités présentent un caractère discontinu lié à l'architecture de l'environnement fluvio-lacustre de dépôt sédimentaire ; les grès sont présents dans des chenaux étroits alors que les argiles et les carbonates occupent les plaines d'inondations et les deltas lacustres. [13]

Les grès de base de la Série Inférieure (Grès de RDC) sont contenus dans un chenal de moins de 2 km de largeur orienté N-S à NNW-SSE. [13]

Les Quartzites de Hamra sont présents à l'échelle du gisement, à des profondeurs extrêmement variables. La partie la plus haute des Quartzites de Hamra occupe l'Ouest du gisement où les formations supérieures de l'Ordovicien et du Silurien présentes au Nord et traversées par le puits RDC2, ont été érodées au cours de la phase Hercynienne. [13]

Les grès de l'Ordovicien inférieur correspondent à l'intervalle des Quartzites de Hamra, surmontées par les Grès de Ouargla. Les descriptions de carottes montrent les faciès suivants :

❖ **RDC-1 (Carotte 1, de 3886 à 3891,5m, Quartzites de Hamra) :** Il s'agit de grès fins, bien classés, à porosité moyenne, avec rares copeaux argilo-silteux et à rares Tigillites. Les carottes sont fortement affectées par du diskings.

❖ **RDC-2 (Carotte 21, de 3951 à 3969m, Carotte 22, de 3979,5 à 3982m, Grès de Ouargla) :** Les, sédiments sont dominés par des grès très fins alternant avec des argiles micacées sombres. [13]

Les grès sont fortement silicifiés et ne présentent pas de porosité.

**Carotte 22, de 3982 à 3985,5m ; Carottes 23, 24 et 25, de 3988 à 4015m, Quartzites de Hamra :**

Les grès sont fins, bien triés, homogènes, avec une forte bioturbation sous la forme de Tigillites. La porosité est faible à moyenne.

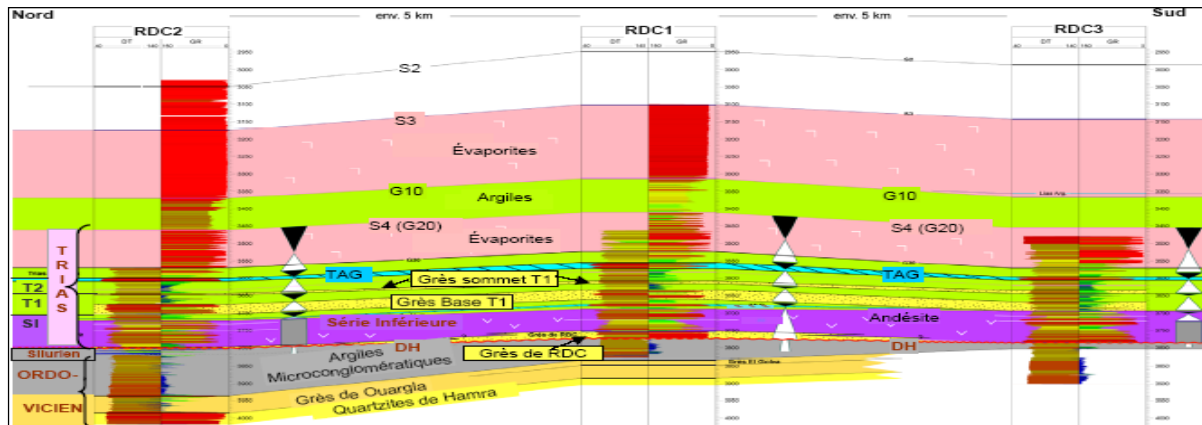
❖ **RDC-4 (Carottes 9 à 12, de 3795,4 à 3854,5m, Quartzites de Hamra) :**

Les grès sont fins, homogènes, à stratifications obliques arquées au sommet, et présentent de rares passées à Tigillites. Les porosités sont faibles à moyennes. Le contact avec le Trias a été observé dans la première carotte, à 3795,4 m. [13]

### **III.4.7-INCERTITUDES GEOLOGIQUES :**

Le toit des Quartzites de Hamra de la partie Ouest du gisement constitue une incertitude majeure sur la structure. L'érosion partielle du Paléozoïque, avec le Trias qui repose sur une surface

Le réservoir Ordovicien des Quartzites de Hamra est tronqué d'est en ouest sous la Discordance Hercynienne, et est prospectif sur une surface limitée. Il s'agit d'un réservoir compact et fracturé. L'accumulation ne peut pas être définie de manière complète vers l'ouest ou la sismique 3D ne couvre pas l'extension occidentale du biseau. **[10]**



Le champ Rhourde Chegga il se compose de trois réservoirs principale qui sont le réservoir Triasique (T1), les Grés de la série inférieur du Trias (GRDC), et les Quartzite de Hamra (QH), exploite successivement dans les années 2011, 1989, 2009 ; ces réservoirs à des structures différentes,

- ✓ Les unités **T1** et **T2** latéralement continues sont caractérisées par d'importantes variations latérales de faciès. Les intervalles gréseux de ces unités présentent un caractère discontinu lié à l'architecture de l'environnement fluvio-lacustre de dépôt sédimentaire ; les grès sont présents dans des chenaux étroits alors que les argiles et les carbonates occupent les plaines d'inondations et les deltas lacustres. **[13]**
- ✓ Les grès de base de la Série Inférieure (**Grès de RDC**) sont contenus dans un chenal de moins de 2 km de largeur orienté N-S à NNW-SSE. **[13]**
- ✓ Les Quartzites de Hamra (**QH**) sont présents à l'échelle du gisement, à des profondeurs extrêmement variables. La partie la plus haute des Quartzites de Hamra occupe l'Ouest du gisement où les formations supérieures de l'Ordovicien et du Silurien présentes au Nord et traversées par le puits RDC2, ont été érodées au cours de la phase Hercynienne. **[13]**

# *Chapitre IV*

## *Etude de cas de champs* *Rhoude Chegga*

### IV.1. Introduction :

Après la collecte des données du réservoir nous présentons dans ce chapitre les résultats pratiques de l'estimation des réserves par la méthode volumétrique et par l'équation bilan matière et par la courbe de déclin effectuée sur le réservoir du champ RDC (T1).

L'objectif de l'estimation des réserves est de connaître les différentes quantités d'hydrocarbures en place et les quantités récupérables pour le réservoir (T1).

### IV.2. Historique de développement de champs RDC :

**Tableau IV.1 : L'état des puits présenter dans le champ RDC.[12]**

| [Puits] | [Catégorie]       | [Réservoir] | [Production Mode] | [DFF]      |
|---------|-------------------|-------------|-------------------|------------|
| RDC1    | Abandon définitif | GRDC        | Shut-in           | 21/07/1985 |
| RDC10   | Sans intérêt      |             | Shut-in           | 19/05/2010 |
| RDC11   | PPH               | QH          | GL                | 20/12/2012 |
| RDC12   | PPH               | QH          | GL                | 11/05/2013 |
| RDC13   | Sans intérêt      |             | Shut-in           | 30/08/2013 |
| RDC14   | PPH               | GRDC        | GL                | 17/03/2014 |
| RDC15   | PPH               | GO+QH       | GL                | 28/09/2014 |
| RDC16   | PPH               | T1          | GL                | 24/04/2015 |
| RDC17   | PPH               | T1          | GL                | 24/11/2015 |
| RDC18   | PPH               | QH          | GL                | 06/01/2012 |
| RDC19   | PPH               | T1          | GL                | 14/10/2016 |
| RDC1B   | PPH               | GRDC        | Natural Depletion | 20/04/1991 |
| RDC2    | Sans intérêt      |             | Shut-in           | 13/04/1986 |
| RDC20   | PPH               | GRDC        | Natural Depletion | 20/10/2016 |
| RDC21   | PPH               | T1          | GL                | 31/03/2017 |
| RDC22   | PPH               | GRDC+QH     | GL                | 24/08/2017 |
| RDC23   | PPH               | T1          | GL                | 24/03/2018 |
| RDC24   | PPH               | QH          | Natural Depletion | 19/05/2018 |
| RDC25   | PPH               | T1          | GL                | 18/08/2018 |
| RDC26   | PPH               | QH          | Natural Depletion | 20/10/2018 |
| RDC27   | PPH               | T1          | GL                | 03/01/2019 |
| RDC28   | PPH               | GRDC+QH     | GL                | 08/03/2020 |
| RDC29   | PPH               | GRDC+QH     | GL                | 10/02/2020 |
| RDC3    | Sans intérêt      |             | Shut-in           | 03/11/1986 |
| RDC30   | PPH               | T1          | GL                | 16/03/2020 |
| RDC31   | Abandon définitif |             | Shut-in           | 09/10/2021 |
| RDC4    | Abandon définitif | QH          | Shut-in           | 17/11/1986 |
| RDC6    | PPH               | T1          | GL                | 03/01/1994 |
| RDC8    | PPH               | T1          | GL                | 21/04/2008 |
| RDC9    | PPH               | QH          | Natural Depletion | 29/09/2008 |

### IV.3. Estimation des réserves par la Méthode statique (volumétrique) :

#### IV.3.1. Méthode volumétrique déterministe :

Le volume d'huile en place dans les conditions standards est donné par :

$$N = V_r * (H_U / H_t) * \phi_{moy} * (1 - S_{wmoy}) / B_{oi}$$

**N** : Réserves en place (m<sup>3</sup>).

**H<sub>u</sub>** : Hauteur utile moyenne de la roche (m).

**H<sub>t</sub>** : Hauteur moyenne total de la roche (m).

**V<sub>r</sub>** : Volume de roche contenant des hydrocarbures (m<sup>3</sup>).

**Ø<sub>moy</sub>** : Porosité moyenne de la roche (fraction).

**S<sub>omoy</sub>** : Saturation moyenne d'huile (fraction).

**B<sub>oi</sub>** : Facteur volumétrique initial d'huile (vol/vol). [5]

-Les valeurs moyennes des paramètres H<sub>u</sub>, S<sub>w</sub>, et Φ sont calculées pour chaque puits par la méthode de moyenne pondéré comme suit : [5]

$$S_{wmoy} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi} \cdot h_{ui} \cdot \phi_i}{\sum_{i=1}^n h_{ui} \cdot \phi_i}$$

$$\phi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ui} \cdot \phi_i}{\sum_{i=1}^n h_{ui}}$$

$$H_{umoy} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ui} \cdot H_{ti}}{\sum_{i=1}^n H_{ti}}$$

Les données petro physiques du réservoir T1 :

**Tableau IV.2 : les données petro physiques des puits du réservoir T1[12]**

| T1    |           |      |      |        |            |       |
|-------|-----------|------|------|--------|------------|-------|
|       | Réservoir | Ø    | Ht   | Hu     | NTG(hu/ht) | Sw    |
| RDC1  | GRDC      |      | 31   |        |            |       |
| RDC10 |           |      | 25   |        |            |       |
| RDC11 | QH        | 0,09 | 26   | 10,97  | 0,42       | 0,32  |
| RDC12 | QH        |      | 38,5 |        |            |       |
| RDC13 |           |      |      |        |            |       |
| RDC14 | GRDC      | 0,96 | 17   |        |            | 0,351 |
| RDC15 | GO+QH     |      | 24   |        |            |       |
| RDC16 | T1        | 0,12 | 24   | 14,551 | 0,61       | 0,219 |
| RDC17 | T1        |      | 29   |        |            |       |
| RDC18 | QH        |      |      |        |            |       |
| RDC19 | T1        |      |      |        |            |       |

|       |         |       |      |        |      |        |
|-------|---------|-------|------|--------|------|--------|
| RDC1B | GRDC    | 0,133 | 28   |        |      | 0,313  |
| RDC2  |         |       | 29   |        |      | 0,2445 |
| RDC20 | GRDC    |       |      |        |      |        |
| RDC21 | T1      | 0,097 | 29   | 4,115  | 0,14 | 0,3    |
| RDC22 | GRDC+QH |       |      |        |      |        |
| RDC23 | T1      | 0,08  | 29,5 | 10,973 | 0,37 | 0,2    |
| RDC24 | QH      |       |      |        |      |        |
| RDC25 | T1      | 0,112 | 30   | 10,36  | 0,35 | 0,257  |
| RDC26 | QH      | 0,082 | 20   | 20     | 1,00 | 0,406  |
| RDC27 | T1      | 0,121 | 31   | 21,6   | 0,70 | 0,204  |
| RDC28 | GRDC+QH | 0,102 | 10   | 8,866  | 0,89 | 0,278  |
| RDC29 | GRDC+QH | 0,074 | 28   | 22,971 | 0,82 | 0,321  |
| RDC3  |         | 0,071 | 36   |        |      |        |
| RDC30 | T1      | 0,089 | 29   | 17,221 | 0,59 | 0,243  |
| RDC31 |         | 0,057 | 26   | 24     | 0,92 | 0,832  |
| RDC4  | QH      | 0,079 | 27   |        |      | 0,303  |
| RDC6  | T1      | 0,037 | 30   | 15     | 0,50 | 0,464  |
| RDC8  | T1      | 0,09  | 26   |        |      | 0,26   |
| RDC9  | QH      | 0,11  | 28   |        |      | 0,19   |

On pend :

- Area = 3,50E+07 m<sup>2</sup>
- Boi = 1.68

On calcule les valeur moyenne des paramètres :

**Tableau IV.3 : Les valeur moyenne des paramètres [12]**

| Ømoy  | Swmoy | NTG moy (hu/ht) | Vr (m <sup>3</sup> ) |
|-------|-------|-----------------|----------------------|
| 0.086 | 0.327 | 0.61            | 1.35E+09             |

La Résultats :

$$\text{OOIP} = 28370555.39 \text{ m}^3$$

**Calcule des réserves récupérables :**

. le facteur de récupération du réservoir ( T1 ) est : 15%

Avec :

- Réserves récupérables = réserves en place \* FR

**Les résultats :**

|                            |             |
|----------------------------|-------------|
| OOIP(sm <sup>3</sup> )     | 28370555.39 |
| TR                         | 15%         |
| RESERVES(sm <sup>3</sup> ) | 4255583.295 |

**IV.3.2. Méthode volumétrique probabiliste :****Software utilisé (Mbal) :**

Mbal est un outil de modélisation dynamique 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

- Decline curve analyses.
- Matériel balance.
- Monte Carlo.
- Réservoir allocation. [14]

Pour calculer les réserves statiques, nous adoptons la simulation Monte-Carlo.

Les résultats de cette méthode peuvent nous donner un cas « très probable », ainsi qu'une distribution statistique pour comprendre le risque ou l'incertitude impliqués.

Les inputs nécessaires pour cette méthode sont présentés dans les tableaux suivants :

**Tableau IV.4 : Les inputs pour réservoir T1**

| Distributions                                                                             |              |         |         |             |         |                    |             |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------|---------|-------------|---------|--------------------|-------------|
| Done            Cancel            Help            Calc            Reset            Report |              |         |         |             |         |                    |             |
| Statistics                                                                                |              |         |         | Reservoir   |         | Method             |             |
| Number of Cases                                                                           |              | 500     |         | Temperature | 118     | deg C              |             |
| Histogramme Steps                                                                         |              | 20      |         | Pressure    | 580     | Kg/cm2 a           |             |
| ◆ Bulk Volume x N/G Ratio<br>> Area x Net Thickness                                       |              |         |         |             |         |                    |             |
| Distribution type                                                                         |              |         |         |             |         |                    |             |
|                                                                                           | Distribution | Minimum | Maximum | Mode        | Average | Standard Deviation |             |
| Bulk Volume                                                                               | Uniform      | 3,9e+7  | 1,35e+9 |             |         |                    | Mm3         |
| N/G Ratio                                                                                 | Uniform      | 0,14    | 1       |             |         |                    | fraction    |
| Porosity                                                                                  | Uniform      | 0,037   | 0,96    |             |         |                    | fraction    |
| Oil Saturation                                                                            | Uniform      | 0,168   | 0,81    |             |         |                    | fraction    |
| Solution GOR                                                                              | Fixed Value  | 226,9   |         |             |         |                    | Sm3/Sm3     |
| Oil Gravity                                                                               | Fixed Value  | 42,3    |         |             |         |                    | API         |
| Gas Gravity                                                                               | Fixed Value  | 0,54    |         |             |         |                    | sp. gravity |

**Résultat :**

Les résultats d'estimation des réserves pour le réservoir (T1) est comme suit :

| Summary of Results     |              |              |
|------------------------|--------------|--------------|
|                        |              |              |
|                        |              |              |
|                        | Oil in Place | Gas in Place |
|                        | MScM3        | MScM3        |
| Mean Reward            | 1,75902e+7   | 3,99111e+9   |
| Standard Deviation     | 1,28899e+7   | 2,92464e+9   |
| 90 Percent Probability | 5,27836e+6   | 1,19763e+9   |
| 50 Percent Probability | 1,39346e+7   | 3,16167e+9   |
| 10 Percent Probability | 3,6278e+7    | 8,23123e+9   |

Figure IV.1: Les résultats d'estimation des réserves pour le réservoir (T1) par MBL

#### IV.4. Estimation des réserves par la Méthode dynamique (Mbe) :

Dans cette étude :

- L'aquifère a un effet négligeable.
- on divise le réservoir ( T1 ) en 3 patterns selon :
- la pression de gisement
  - Localisation géologique des puits

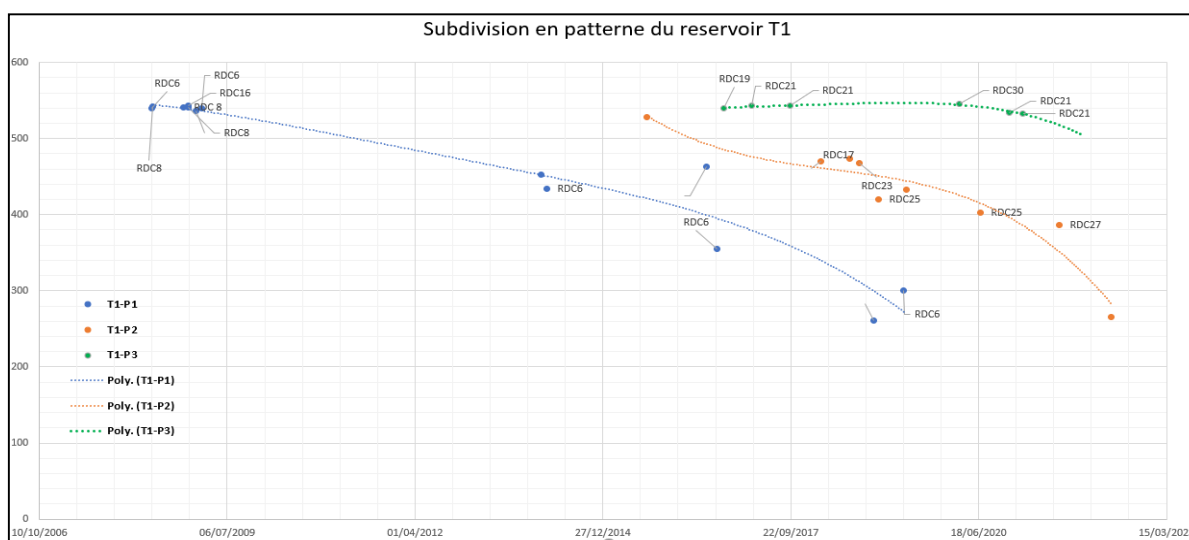


Figure IV.2 : Subdivision en pattern du réservoir T1

Les inputs de l'initialisation :

Tableau IV.5: Les inputs pour software MBAL de réservoir T1

| Formation GOR<br>( $\text{sm}^3/\text{sm}^3$ ) | Oil gravity<br>( $\text{Api}$ ) | Gas gravity (sp<br>gravity) | Water salinity<br>(ppm) | Température<br>( $^{\circ}\text{C}$ ) |
|------------------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|-------------------------|---------------------------------------|
| 226.9                                          | 42.3                            | 0.54                        | 200000                  | 118                                   |

**Les paramètres pvt et petro physiques :**

**Tableau IV.6: Les inputs pvt et petro physiques pour software MBAL de réservoir T1**

| oil FVF<br>(RB/STB) | Gas FVF<br>(ft <sup>3</sup> /scf) | Oil<br>vescosity<br>(cp) | Gas<br>vescosity<br>(cp) | Porosity<br>(fraction) | Water<br>saturation<br>(fraction) |
|---------------------|-----------------------------------|--------------------------|--------------------------|------------------------|-----------------------------------|
| 1.86                | 0.007                             | 0.2                      | 0.0197                   | 0.086                  | 0.15                              |

**Réservoir T1- p1 :**

| Initial pressure (kg/cm <sup>2</sup> ) | Start of production (date) |
|----------------------------------------|----------------------------|
| 541.77                                 | 15/07/2011                 |

**Réservoir T1- p2 :**

| Initial pressure (kg/cm <sup>2</sup> ) | Start of production (date) |
|----------------------------------------|----------------------------|
| 527.61                                 | 15/05/2016                 |

**Réservoir T1- p3 :**

| Initial pressure (kg/cm <sup>2</sup> ) | Start of production (date) |
|----------------------------------------|----------------------------|
| 542.82                                 | 15/06/2020                 |

-Les données de l'historique de production se trouvent dans l'annexe A.

**Résultat :**

Après le calage de l'historique de pression, et des paramètres PVT ; les résultats de chaque paterne de réservoir T1 sont comme suit :

**a) Calage de l'historique:**

**a.1.Reservoir T1-p1 :**

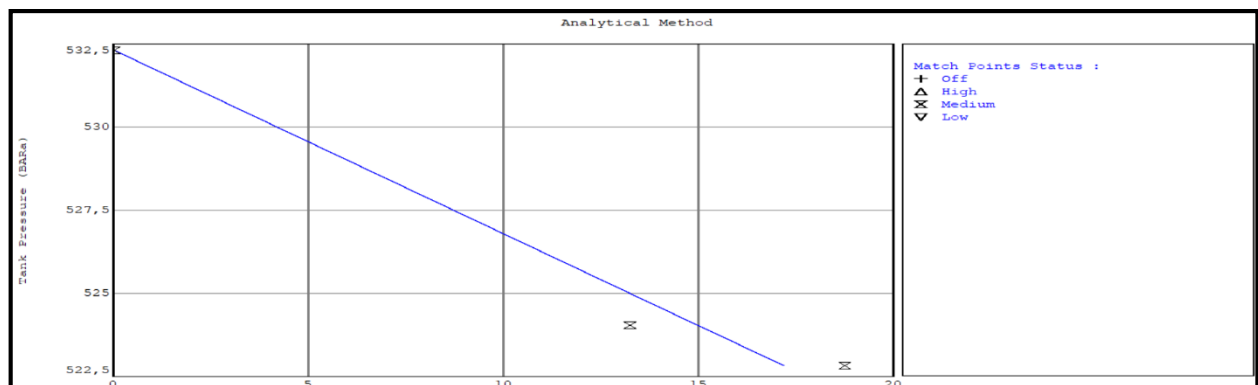


**Figure IV.3 : Calage de l'historique de pression du réservoir T1.p1**

## a.2.Reservoir T1-p2 :

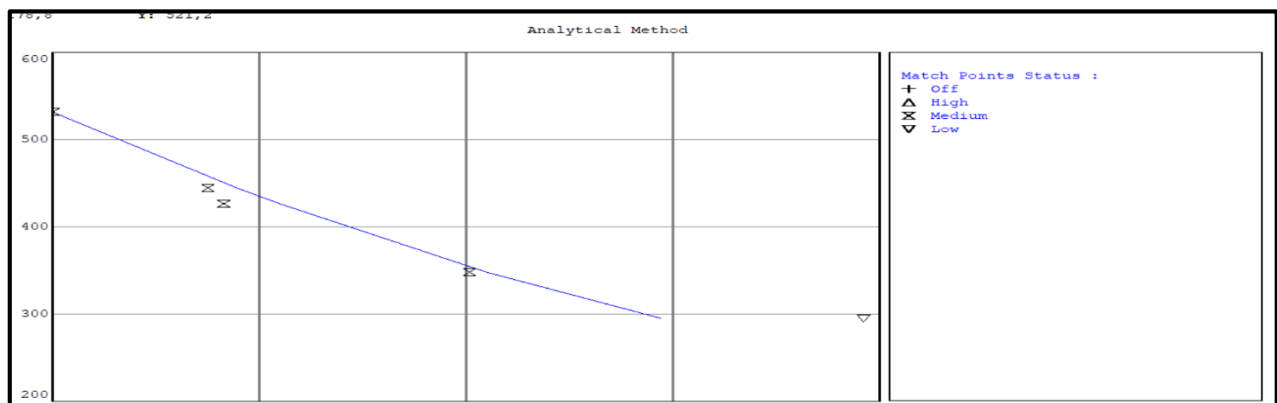


Figure IV.4 : Calage de l'historique de pression du réservoir T1.p2

## a.2.Reservoir T1-p3 :

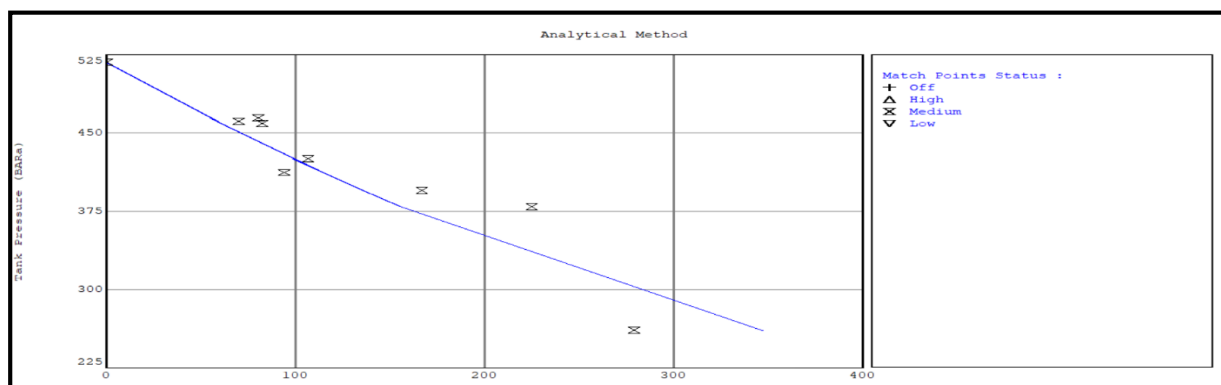
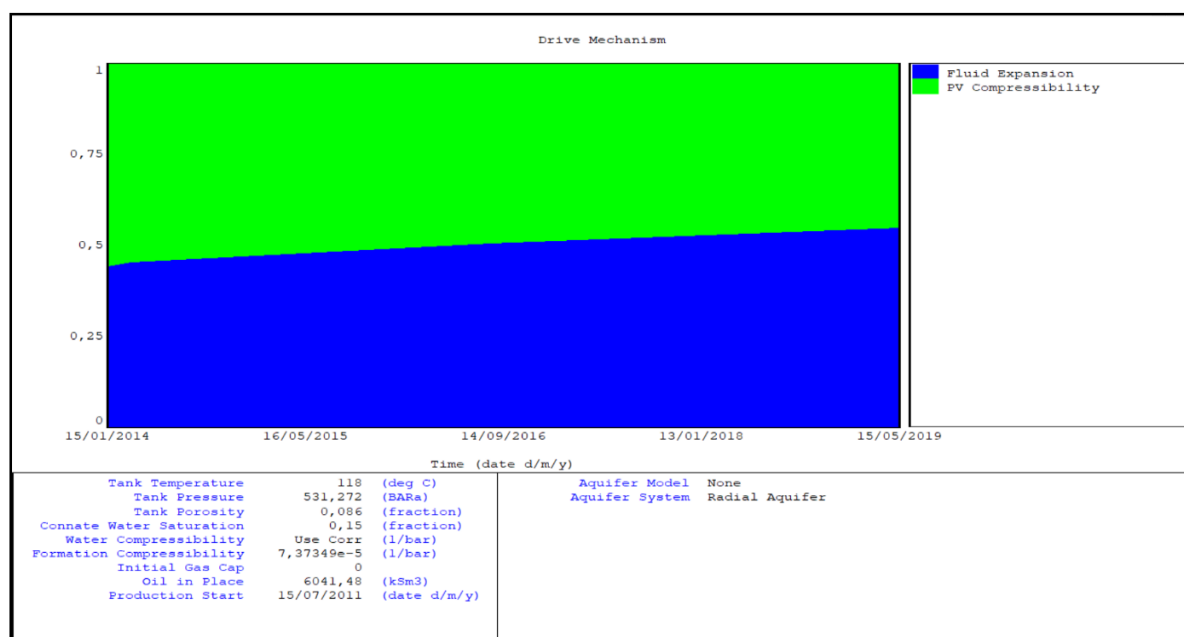
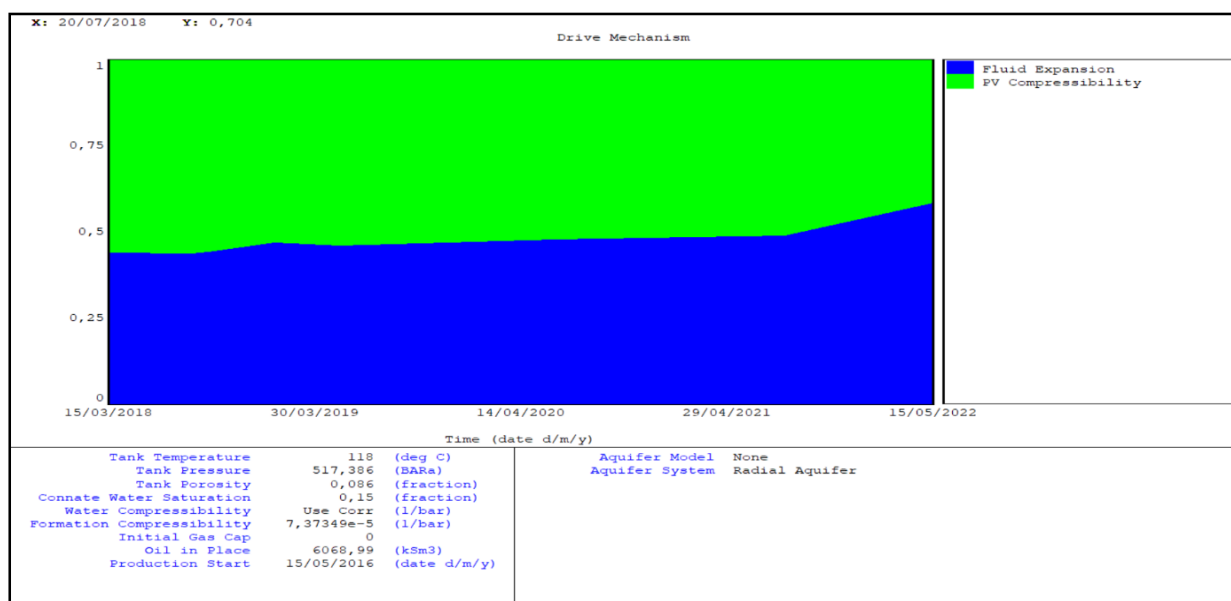
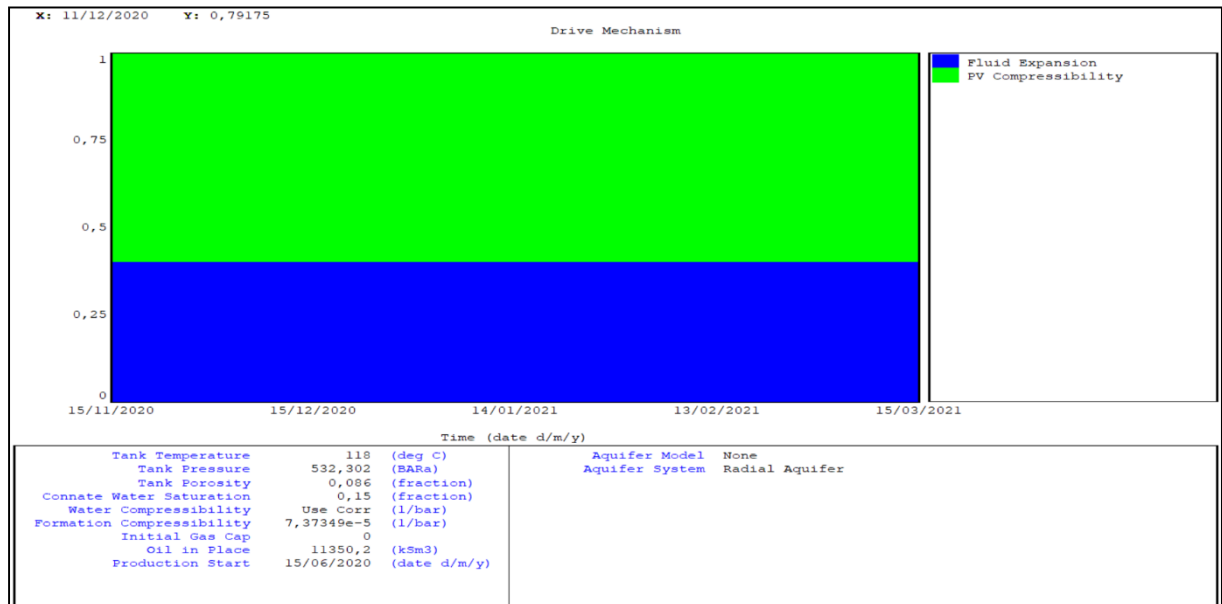


Figure IV.5 : Calage de l'historique de pression du réservoir T1.p3

-Après la régression ces graphes montre un match parfait entre la pression simulée et la pression mesurée (historique de pression) ce qui donne des résultats précis.

**b) Mécanisme de drainage :****b.1.reservoir T1.p1 :****Figure IV.6 : Mécanismes de drainage dans le réservoir T1.p1****b.1.reservoir T1.p2 :****Figure IV.7 : Mécanismes de drainage dans le réservoir T1.p2**

**b.1.reservoir T1.p3 :****Figure IV.8 : Mécanismes de drainage dans le réservoir T1.p3**

- Les figure ci-dessus nous montre que les mécanismes de drainage au niveau du réservoir T1 est la compressibilité des pores, et l'expansion des fluides en place.

**Résultat de L'estimation par MBAL donne :**

|                                  | T1      |         |         |
|----------------------------------|---------|---------|---------|
|                                  | P1      | P2      | P3      |
| OOIP (kSm <sup>3</sup> )         | 6041.48 | 6068.99 | 11350.2 |
| OGIP (kSm <sup>3</sup> )         | 0       | 0       | 0       |
| Water influx (kSm <sup>3</sup> ) | 0       | 0       | 0       |

**OOIP dans le réservoir T1 : 23 460670 m<sup>3</sup>**

**Calcule des réserves récupérables:**

Le facteur de récupération du réservoir (T1) est : 15%

Avec :

- Réserves récupérables = Réserves en place \* FR

**Les résultats :**

|                            |           |
|----------------------------|-----------|
| OOIP(sm <sup>3</sup> )     | 23460670  |
| FR                         | 15%       |
| RESERVES(sm <sup>3</sup> ) | 3519100,5 |

#### IV.5. Estimation des réserves par la Méthode courbe de déclin :

Pour estimer les réserves du réservoir (T1) par la méthode de courbe de déclin on utilise le logiciel OFM

Le logiciel OFM permet de transformer les données en décisions pouvant améliorer la performance des champs pétroliers et gaziers tout au long de leur cycle de vie. Un accès rapide aux informations importantes signifie que toutes les réponses sont centralisées en un seul endroit pour les gestionnaires, les ingénieurs pétroliers et les géo scientifiques. [15]

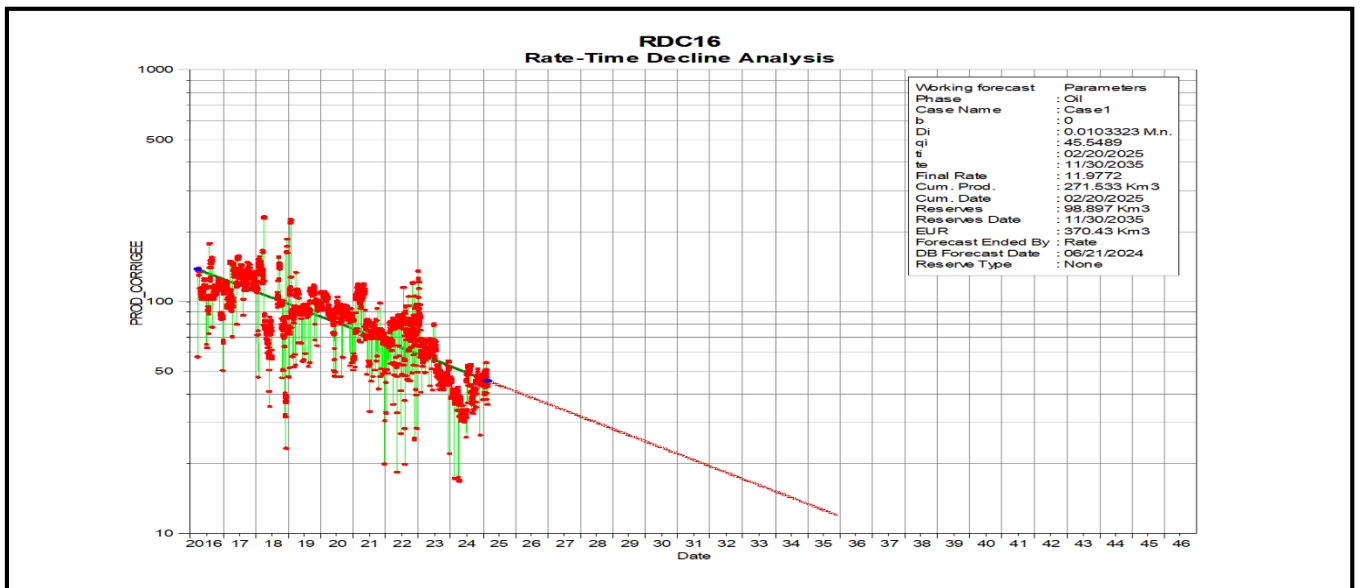


Figure IV.9 : Résultats de l'analyse par courbe de déclin de puits RDC16

##### Résultats de l'analyse par courbe de déclin :

- ♣ La ligne vert foncé limitée par les deux points bleus représente la régression de l'historique du débit huile.
- ♣ Le nuage de point rouge représente les données de production d'huile.
- ♣ La ligne vert clair relie le nuage de point.
- ♣ La ligne rouge représente le forecast.

##### Paramètres de la légende :

- **Final rate (economic limit)** : débit d'abandon, dans cette étude on a pris (11.9772 m<sup>3</sup>/h).
- **Réserves** : Sont les volumes d'huile qui vont être récupérées dans le futur (Forecast).
- **EUR** : expected ultimate recovery : sont les réserves récupérable (EUR= cumul d'huile + réserves).

-Résultats de prévision :

- b = 0 C'est un modèle exponentiel
- Di = 0.0103323 M.n avec qi = 45.5489 m<sup>3</sup>/j @ 20/02/2025.
- Le cumul de production = 271.533 Km<sup>3</sup> @ 20/02/2025.
- Les réserves restent à récupérer sont estimées à 98.897 Km<sup>3</sup>.
- Les réserves totales à récupérer EUR est de 370.43 Km<sup>3</sup> @ 30/11/2035 (après 10 ans).

**Tableau IV.7 : Résultats de prévision de puits RDC16.**

| Working forecast  | Parameters                |
|-------------------|---------------------------|
| Phase             | : Oil                     |
| Case Name         | : Case1                   |
| b                 | : 0                       |
| Di                | : 0.0103323 M.n.          |
| qi                | : 45.5489                 |
| ti                | : 02/20/2025              |
| te                | : 11/30/2035              |
| Final Rate        | : 11.9772                 |
| Cum. Prod.        | : 271.533 Km <sup>3</sup> |
| Cum. Date         | : 02/20/2025              |
| Reserves          | : 98.897 Km <sup>3</sup>  |
| Reserves Date     | : 11/30/2035              |
| EUR               | : 370.43 Km <sup>3</sup>  |
| Forecast Ended By | : Rate                    |
| DB Forecast Date  | : 06/21/2024              |
| Reserve Type      | : None                    |

- Les résultats des autres puits de réservoir T1 sont résumé dans le tableau suivant :

**Tableau IV.8 : Les résultats des puits de réservoir T1 avec l'historique de production**

| Puits | Réserves(ksm <sup>3</sup> ) | Cumul ((ksm <sup>3</sup> ) | EUR(ksm <sup>3</sup> ) | Best Fit Name | réservoir |
|-------|-----------------------------|----------------------------|------------------------|---------------|-----------|
| RDC16 | 98                          | 272                        | 370                    | exp           | t1        |
| RDC17 | 176                         | 183                        | 359                    | hyp           | t1        |
| RDC19 | 57                          | 61                         | 118                    | hyp           | t1        |
| RDC21 | 15                          | 13                         | 28                     | harm          | t1        |
| RDC23 | 68                          | 47                         | 115                    | exp           | t1        |
| RDC25 | 416                         | 179                        | 595                    | hyp           | t1        |
| RDC27 | 170                         | 79                         | 249                    | exp           | t1        |
| RDC30 | 206                         | 89                         | 295                    | hyp           | t1        |
| RDC6  | 45                          | 210                        | 255                    | exp           | t1        |
| RDC8  | 54                          | 170                        | 224                    | exp           | t1        |

Pour calcule les réserves récupérables totale on fait la somme des valeurs EUR .

Avec: EUR = cumul d'huile + réserve .

Donc

$$\text{Reserve total} = 2608000 \text{ m}^3$$

**Conclusion :**

L'estimation des **réserves initiales en place** et des **réserves récupérables** à l'aide de différentes méthodes montre une certaine cohérence globale, tout en mettant en évidence des écarts notables liés aux hypothèses et données propres à chaque approche.

**Les réserves en place** estimées par la **méthode volumétrique** sont de **28 Mm<sup>3</sup>**, tandis

que la **méthode du bilan matière** fournit une estimation légèrement inférieure de **23 Mm<sup>3</sup>**. Cette différence peut s'expliquer par le caractère théorique et souvent optimiste de la méthode volumétrique, qui repose sur des paramètres géologiques et pétro physiques estimés en début de développement du gisement, contrairement au bilan matière, qui utilise des données dynamiques plus réalistes issues de l'exploitation.

Concernant **les réserves récupérables**, la **méthode volumétrique** fournit une estimation de **4 Mm<sup>3</sup>**, celle du **bilan matière** donne **3,5 Mm<sup>3</sup>**, tandis que la méthode par **courbe de déclin** indique **2,6 Mm<sup>3</sup>**. Cette diminution progressive des valeurs reflète le niveau d'incertitude associé à chaque méthode. La méthode volumétrique repose sur des hypothèses théoriques de récupération, le bilan matière utilise des données réelles du réservoir, et la méthode de déclin est basée sur les tendances de production, souvent affectées par les conditions opérationnelles et économiques.

### **Conclusion général**

L'estimation des réserves constitue une étape clé dans la valorisation et la gestion efficace des gisements pétroliers. À travers l'étude du champ de Rhoude Chegga, ce mémoire a permis d'explorer et d'appliquer trois méthodes d'évaluation – volumétrique, bilan matière et analyse du déclin – en vue de déterminer les réserves du réservoir étudié (T1).

Les résultats obtenus ont montré que chaque méthode, bien qu'ayant ses avantages et ses limites, apporte une contribution significative à la compréhension du potentiel du champ. La méthode volumétrique, basée sur les caractéristiques statiques du réservoir, fournit une estimation initiale utile en phase précoce du développement. Le bilan matière, plus dynamique, permet d'affiner cette estimation à partir des données de production et de pression. Quant à l'analyse du déclin, elle donne une projection réaliste de la performance future du réservoir à partir des tendances observées.

La comparaison des résultats issus des trois approches met en lumière l'importance d'une intégration multidisciplinaire dans l'évaluation des réserves. Elle démontre également que la combinaison de plusieurs méthodes permet de mieux cerner l'incertitude liée aux estimations et de prendre des décisions plus éclairées en matière d'exploitation.

**Bibliographie**

- [1] <https://www.spe.org/industry/docs/Guidelines-Evaluation-Reserves-Resources-2001.pdf>. 02/2025.
- [2] definitions of oil and gas resources and reserves : un extrait de le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (Cowley, Gillespie & Associates petroleum consultants)
- [3] [https://www.researchgate.net/publication/301838399\\_PETROLEUM\\_RESERVES\\_AND\\_RESOURCES.02/2025.page\(29,33\)](https://www.researchgate.net/publication/301838399_PETROLEUM_RESERVES_AND_RESOURCES.02/2025.page(29,33))
- [4] Mat Arifin Ismail Manager, Exploration and Appraisal Projects, PETRONAS Exploration, Petroleum Management Unit. Kuala Lumpur arifini@petronas.com.my. [https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/unfc/IntWs\\_UNFC\\_Bangkok\\_Feb2012/CCOP/6b\\_Malaysia\\_PETRONAS\\_def\\_guide.pdf](https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/unfc/IntWs_UNFC_Bangkok_Feb2012/CCOP/6b_Malaysia_PETRONAS_def_guide.pdf), 04/2025
- [5] R. Cossé, *Basics of Reservoir Engineering*. Paris, France: Editions Technip, 1993.
- [6] T. Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*, 3rd ed. Burlington, MA, USA: Gulf Professional Publishing, 2006.
- [7] Tarek Ahmed, "Reservoir Engineering Handbook "second Edition, Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier, 10 janvier 2002.
- [8] [http://petrowiki.org/Production\\_forecasting\\_decline\\_curve\\_analysis](http://petrowiki.org/Production_forecasting_decline_curve_analysis). 14/04/2025
- [9] Tarek Ahmed, "Reservoir Engineering Handbook "Fourth edition, Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier, 2010.
- [10] Sonatrach, Annexe f, " plan de développement et d'exploitation du gisement", Sonatrach AMT/PED, 2011.
- [11] Sonatrach, "Demande de permis d'exploitation du champ de Rhourde Chegga". Sonatrach AMT/PED, mai 2005.
- [12] Sonatrach, "data Bank", AMT/DP/HMD, 2024-2025.
- [13]. Mahmoud.A, Etude et développement du champ Rhourde Chegga RDC (Projet professionnel de fin de formation d'ingénieur spécialisé en Réservoir Engineering, École de Boumerdes, (2018).
- [14] Petroleum Experts Limited, "MBAL/IPM User manual ", Petex House, 10 Logie Mill Edinburgh, Scotlan EH7 4HG, March 2009.
- [15] OFM well and reservoir analysis software | SLB. 25/03/2025

| T1-P1      |                  |                |                |                           |
|------------|------------------|----------------|----------------|---------------------------|
| Date       | Pressure(kg/cm2) | Cum Oil (Ksm3) | Cum Gas (ksm3) | Monthly Water Prod (ksm3) |
| 15/07/2011 | 541,77           | 0,89           | 201,35         | 0,0                       |
| 15/07/2012 |                  | 4,45           | 1009,95        | 0,0                       |
| 15/08/2012 |                  | 9,80           | 2222,84        | 0,0                       |
| 15/09/2012 |                  | 13,74          | 3116,66        | 0,0                       |
| 15/10/2012 |                  | 17,08          | 3874,39        | 0,0                       |
| 15/11/2012 |                  | 20,91          | 4744,84        | 0,0                       |
| 15/12/2012 |                  | 26,71          | 6061,44        | 0,0                       |
| 15/01/2013 |                  | 30,44          | 6906,85        | 0,0                       |
| 15/02/2013 |                  | 33,06          | 7500,53        | 0,0                       |
| 15/03/2013 |                  | 36,68          | 8323,76        | 0,0                       |
| 15/04/2013 |                  | 40,20          | 9121,81        | 0,0                       |
| 15/05/2013 |                  | 43,95          | 9972,37        | 0,0                       |
| 15/06/2013 |                  | 48,37          | 10976,13       | 0,0                       |
| 15/07/2013 |                  | 53,00          | 12026,83       | 0,0                       |
| 15/08/2013 |                  | 57,32          | 13007,04       | 0,0                       |
| 15/09/2013 |                  | 61,41          | 13933,83       | 0,0                       |
| 15/10/2013 |                  | 65,04          | 14757,09       | 0,0                       |
| 15/11/2013 |                  | 69,50          | 15769,13       | 0,0                       |
| 15/12/2013 |                  | 73,80          | 16744,27       | 0,0                       |
| 15/01/2014 | 453              | 75,06          | 17031,31       | 0,0                       |
| 15/02/2014 |                  | 78,73          | 17863,75       | 0,0                       |
| 15/03/2014 | 434,4            | 82,65          | 18754,24       | 0,0                       |
| 15/04/2014 |                  | 86,48          | 19621,50       | 0,0                       |
| 15/05/2014 |                  | 90,40          | 20512,79       | 0,0                       |
| 15/06/2014 |                  | 94,27          | 21388,97       | 0,0                       |
| 15/07/2014 |                  | 98,12          | 22263,50       | 0,0                       |
| 15/08/2014 |                  | 101,53         | 23038,17       | 0,0                       |
| 15/09/2014 |                  | 105,11         | 23849,45       | 0,0                       |
| 15/10/2014 |                  | 108,92         | 24714,51       | 0,0                       |
| 15/11/2014 |                  | 112,78         | 25590,34       | 0,0                       |
| 15/12/2014 |                  | 116,15         | 26353,84       | 0,0                       |
| 15/01/2015 |                  | 119,28         | 27064,22       | 0,0                       |
| 15/02/2015 |                  | 122,47         | 27787,71       | 0,0                       |
| 15/03/2015 |                  | 127,01         | 28819,66       | 0,0                       |
| 15/04/2015 |                  | 131,12         | 29750,60       | 0,0                       |
| 15/05/2015 |                  | 135,65         | 30779,76       | 0,0                       |
| 15/06/2015 |                  | 139,85         | 31731,76       | 0,0                       |
| 15/07/2015 |                  | 143,39         | 32535,47       | 0,0                       |
| 15/08/2015 |                  | 146,66         | 33276,53       | 0,0                       |
| 15/09/2015 |                  | 150,23         | 34086,77       | 0,0                       |
| 15/10/2015 |                  | 153,84         | 34905,44       | 0,0                       |
| 15/11/2015 |                  | 157,17         | 35661,65       | 0,0                       |
| 15/12/2015 |                  | 160,17         | 36342,01       | 0,0                       |
| 15/01/2016 |                  | 163,07         | 36999,81       | 0,0                       |
| 15/02/2016 |                  | 165,86         | 37634,31       | 0,0                       |
| 15/03/2016 |                  | 171,00         | 38798,91       | 0,0                       |

|            |        |        |          |     |
|------------|--------|--------|----------|-----|
| 15/04/2016 |        | 177,58 | 40292,46 | 0,0 |
| 15/05/2016 |        | 184,11 | 41773,80 | 0,0 |
| 15/06/2016 | 463,34 | 189,74 | 43052,99 | 0,0 |
| 15/07/2016 |        | 195,38 | 44331,06 | 0,0 |
| 15/08/2016 | 354,7  | 201,70 | 45765,57 | 0,0 |
| 15/09/2016 |        | 208,21 | 47242,55 | 0,0 |
| 15/10/2016 |        | 214,01 | 48559,90 | 0,0 |
| 15/11/2016 |        | 221,59 | 50278,26 | 0,0 |
| 15/12/2016 |        | 228,07 | 51748,00 | 0,0 |
| 15/01/2017 |        | 235,41 | 53414,33 | 0,0 |
| 15/02/2017 |        | 241,56 | 54809,56 | 0,0 |
| 15/03/2017 |        | 248,31 | 56341,68 | 0,0 |
| 15/04/2017 |        | 255,03 | 57866,62 | 0,0 |
| 15/05/2017 |        | 262,61 | 59585,92 | 0,0 |
| 15/06/2017 |        | 270,37 | 61347,20 | 0,0 |
| 15/07/2017 |        | 278,45 | 63180,38 | 0,0 |
| 15/08/2017 |        | 285,61 | 64804,55 | 0,0 |
| 15/09/2017 |        | 292,58 | 66386,80 | 0,0 |
| 15/10/2017 |        | 300,11 | 68094,85 | 0,0 |
| 15/11/2017 |        | 306,84 | 69621,74 | 0,0 |
| 15/12/2017 |        | 313,89 | 71221,04 | 0,0 |
| 15/01/2018 |        | 320,91 | 72813,98 | 0,0 |
| 15/02/2018 |        | 328,21 | 74469,95 | 0,0 |
| 15/03/2018 |        | 335,33 | 76085,36 | 0,0 |
| 15/04/2018 |        | 342,17 | 77639,25 | 0,0 |
| 15/05/2018 |        | 348,03 | 78967,56 | 0,0 |
| 15/06/2018 |        | 353,48 | 80205,59 | 0,0 |
| 15/07/2018 |        | 358,21 | 81277,38 | 0,0 |
| 15/08/2018 |        | 361,83 | 82099,34 | 0,0 |
| 15/09/2018 |        | 365,96 | 83035,51 | 0,0 |
| 15/10/2018 |        | 369,52 | 83844,14 | 0,0 |
| 15/11/2018 |        | 371,79 | 84360,12 | 0,0 |
| 15/12/2018 | 261,12 | 375,10 | 85110,53 | 0,0 |
| 15/01/2019 |        | 379,28 | 86058,81 | 0,0 |
| 15/02/2019 |        | 382,27 | 86736,92 | 0,0 |
| 15/03/2019 |        | 385,72 | 87520,25 | 0,0 |
| 15/04/2019 |        | 389,48 | 88372,66 | 0,0 |
| 15/05/2019 | 300,75 | 392,36 | 89027,36 | 0,0 |
| 15/06/2019 |        | 395,66 | 89775,72 | 0,0 |
| 15/07/2019 |        | 400,26 | 90819,08 | 0,0 |
| 15/08/2019 |        | 404,27 | 91727,79 | 0,0 |
| 15/09/2019 |        | 409,73 | 92966,83 | 0,0 |
| 15/10/2019 |        | 415,38 | 94250,14 | 0,0 |
| 15/11/2019 |        | 420,25 | 95355,00 | 0,0 |
| 15/12/2019 |        | 425,37 | 96516,14 | 0,0 |
| 15/01/2020 |        | 430,53 | 97687,67 | 0,0 |

|            |        |           |     |
|------------|--------|-----------|-----|
| 15/02/2020 | 435,65 | 98849,12  | 0,0 |
| 15/03/2020 | 441,11 | 100086,87 | 0,0 |
| 15/04/2020 | 445,91 | 101176,57 | 0,0 |
| 15/05/2020 | 450,62 | 102246,05 | 0,0 |
| 15/06/2020 | 453,92 | 102994,03 | 0,0 |
| 15/07/2020 | 458,27 | 103981,05 | 0,0 |
| 15/08/2020 | 462,89 | 105028,63 | 0,0 |
| 15/09/2020 | 467,13 | 105991,62 | 0,0 |
| 15/10/2020 | 471,26 | 106928,02 | 0,0 |
| 15/11/2020 | 474,94 | 107764,63 | 0,0 |
| 15/12/2020 | 478,95 | 108672,68 | 0,0 |
| 15/01/2021 | 482,06 | 109380,12 | 0,0 |
| 15/02/2021 | 486,13 | 110302,32 | 0,0 |
| 15/03/2021 | 489,89 | 111157,05 | 0,0 |
| 15/04/2021 | 494,79 | 112267,07 | 0,0 |
| 15/05/2021 | 499,18 | 113264,86 | 0,0 |
| 15/06/2021 | 502,27 | 113965,46 | 0,0 |
| 15/07/2021 | 505,55 | 114709,44 | 0,0 |
| 15/08/2021 | 509,14 | 115522,88 | 0,0 |
| 15/09/2021 | 512,61 | 116310,34 | 0,0 |
| 15/10/2021 | 516,08 | 117098,70 | 0,0 |
| 15/11/2021 | 518,96 | 117751,93 | 0,0 |
| 15/12/2021 | 521,93 | 118425,49 | 0,0 |
| 15/01/2022 | 525,00 | 119121,54 | 0,0 |
| 15/02/2022 | 527,75 | 119745,71 | 0,0 |
| 15/03/2022 | 530,96 | 120474,64 | 0,0 |
| 15/04/2022 | 534,33 | 121238,45 | 0,0 |
| 15/05/2022 | 537,78 | 122021,72 | 0,0 |
| 15/06/2022 | 541,34 | 122830,70 | 0,0 |
| 15/07/2022 | 545,05 | 123670,74 | 0,0 |
| 15/08/2022 | 548,36 | 124423,98 | 0,0 |
| 15/09/2022 | 551,00 | 125021,11 | 0,0 |
| 15/10/2022 | 554,07 | 125718,12 | 0,0 |
| 15/11/2022 | 558,47 | 126717,63 | 0,0 |
| 15/12/2022 | 563,73 | 127910,37 | 0,0 |
| 15/01/2023 | 568,95 | 129095,33 | 0,0 |
| 15/02/2023 | 573,09 | 130033,69 | 0,0 |
| 15/03/2023 | 577,76 | 131093,66 | 0,0 |
| 15/04/2023 | 582,30 | 132124,41 | 0,0 |
| 15/05/2023 | 586,67 | 133114,50 | 0,0 |
| 15/06/2023 | 591,10 | 134119,78 | 0,0 |
| 15/07/2023 | 595,11 | 135031,55 | 0,0 |
| 15/08/2023 | 598,69 | 135841,77 | 0,0 |
| 15/09/2023 | 601,98 | 136590,16 | 0,0 |
| 15/10/2023 | 605,37 | 137359,57 | 0,0 |
| 15/11/2023 | 608,67 | 138108,21 | 0,0 |

|            |        |           |     |
|------------|--------|-----------|-----|
| 15/12/2023 | 612,08 | 138880,61 | 0,0 |
| 15/01/2024 | 614,85 | 139509,52 | 0,0 |
| 15/02/2024 | 617,14 | 140030,13 | 0,0 |
| 15/03/2024 | 619,19 | 140493,49 | 0,0 |
| 15/04/2024 | 621,70 | 141063,38 | 0,0 |
| 15/05/2024 | 625,12 | 141839,58 | 0,0 |
| 15/06/2024 | 629,03 | 142726,50 | 0,0 |
| 15/07/2024 | 633,26 | 143685,82 | 0,0 |
| 15/08/2024 | 636,31 | 144379,39 | 0,0 |
| 15/09/2024 | 639,18 | 145029,10 | 0,0 |
| 15/10/2024 | 642,18 | 145710,49 | 0,0 |
| 15/11/2024 | 645,21 | 146397,87 | 0,0 |
| 15/12/2024 | 648,28 | 147095,39 | 0,0 |
| 15/01/2025 | 651,19 | 147755,54 | 0,0 |

| T1-P2      |                   |                |                |                           |
|------------|-------------------|----------------|----------------|---------------------------|
| Date       | Pressure (kg/cm2) | Cum Oil (Ksm3) | Cum Gas (ksm3) | Monthly Water Prod (ksm3) |
| 15/05/2016 | 527,61            | 3,23           | 733,39         | 0,00                      |
| 15/06/2016 |                   | 7,46           | 1693,03        | 0,00                      |
| 15/07/2016 |                   | 11,44          | 2596,14        | 0,00                      |
| 15/08/2016 |                   | 15,20          | 3448,00        | 0,00                      |
| 15/09/2016 |                   | 18,15          | 4117,46        | 0,00                      |
| 15/10/2016 |                   | 21,39          | 4852,64        | 0,00                      |
| 15/11/2016 |                   | 25,04          | 5680,90        | 0,00                      |
| 15/12/2016 |                   | 26,33          | 5975,03        | 0,00                      |
| 15/01/2017 |                   | 31,19          | 7075,89        | 0,00                      |
| 15/02/2017 |                   | 34,34          | 7792,47        | 0,00                      |
| 15/03/2017 |                   | 37,36          | 8475,96        | 0,00                      |
| 15/04/2017 |                   | 39,88          | 9047,93        | 0,00                      |
| 15/05/2017 |                   | 42,76          | 9702,58        | 0,00                      |
| 15/06/2017 |                   | 47,20          | 10709,16       | 0,00                      |
| 15/07/2017 |                   | 49,53          | 11238,44       | 0,00                      |
| 15/08/2017 |                   | 52,61          | 11937,97       | 0,00                      |
| 15/09/2017 |                   | 54,91          | 12459,02       | 0,00                      |
| 15/10/2017 |                   | 57,34          | 13009,68       | 0,00                      |
| 15/11/2017 |                   | 59,57          | 13516,54       | 0,00                      |
| 15/12/2017 |                   | 62,06          | 14080,31       | 0,00                      |
| 15/01/2018 |                   | 64,74          | 14688,39       | 0,00                      |
| 15/02/2018 |                   | 68,24          | 15483,29       | 0,00                      |
| 15/03/2018 | 470,00            | 69,81          | 15839,60       | 0,00                      |
| 15/04/2018 |                   | 71,69          | 16265,62       | 0,00                      |
| 15/05/2018 |                   | 73,73          | 16730,25       | 0,00                      |
| 15/06/2018 |                   | 75,86          | 17212,09       | 0,00                      |
| 15/07/2018 |                   | 78,02          | 17702,26       | 0,00                      |
| 15/08/2018 | 473,28            | 80,24          | 18205,39       | 0,00                      |
| 15/09/2018 | 467,65            | 82,25          | 18662,91       | 0,00                      |
| 15/10/2018 |                   | 84,05          | 19071,66       | 0,00                      |
| 15/11/2018 |                   | 87,18          | 19780,44       | 0,00                      |
| 15/12/2018 |                   | 90,44          | 20520,67       | 0,00                      |
| 15/01/2019 | 420,00            | 93,84          | 21292,01       | 0,00                      |
| 15/02/2019 |                   | 97,11          | 22034,31       | 0,00                      |
| 15/03/2019 |                   | 100,75         | 22860,39       | 0,00                      |
| 15/04/2019 |                   | 103,87         | 23567,46       | 0,00                      |
| 15/05/2019 | 433,41            | 106,51         | 24167,65       | 0,00                      |
| 15/06/2019 |                   | 109,25         | 24789,74       | 0,00                      |
| 15/07/2019 |                   | 112,19         | 25456,05       | 0,00                      |
| 15/08/2019 |                   | 114,68         | 26019,86       | 0,00                      |
| 15/09/2019 |                   | 119,80         | 27182,42       | 0,00                      |
| 15/10/2019 |                   | 125,52         | 28481,25       | 0,00                      |
| 15/11/2019 |                   | 131,66         | 29873,01       | 0,00                      |
| 15/12/2019 |                   | 137,47         | 31191,34       | 0,00                      |

|            |        |        |          |      |
|------------|--------|--------|----------|------|
| 15/01/2020 |        | 142,78 | 32396,79 | 0,00 |
| 15/02/2020 |        | 147,59 | 33487,41 | 0,00 |
| 15/03/2020 |        | 152,57 | 34618,82 | 0,00 |
| 15/04/2020 |        | 157,31 | 35694,02 | 0,00 |
| 15/05/2020 |        | 162,04 | 36766,82 | 0,00 |
| 15/06/2020 | 402,66 | 166,69 | 37821,07 | 0,00 |
| 15/07/2020 |        | 171,23 | 38851,32 | 0,00 |
| 15/08/2020 |        | 175,79 | 39887,49 | 0,00 |
| 15/09/2020 |        | 180,67 | 40994,20 | 0,00 |
| 15/10/2020 |        | 185,17 | 42015,85 | 0,00 |
| 15/11/2020 |        | 189,29 | 42950,14 | 0,00 |
| 15/12/2020 |        | 193,53 | 43911,10 | 0,00 |
| 15/01/2021 |        | 197,76 | 44872,77 | 0,00 |
| 15/02/2021 |        | 201,35 | 45686,44 | 0,00 |
| 15/03/2021 |        | 205,64 | 46659,27 | 0,00 |
| 15/04/2021 |        | 209,78 | 47598,31 | 0,00 |
| 15/05/2021 |        | 213,45 | 48431,42 | 0,00 |
| 15/06/2021 |        | 216,65 | 49158,45 | 0,00 |
| 15/07/2021 |        | 220,64 | 50064,11 | 0,00 |
| 15/08/2021 | 386,70 | 224,84 | 51015,10 | 0,00 |
| 15/09/2021 |        | 229,20 | 52005,33 | 0,00 |
| 15/10/2021 |        | 236,12 | 53576,10 | 0,00 |
| 15/11/2021 |        | 242,84 | 55101,02 | 0,00 |
| 15/12/2021 |        | 249,55 | 56622,04 | 0,00 |
| 15/01/2022 |        | 256,09 | 58107,47 | 0,00 |
| 15/02/2022 |        | 261,92 | 59429,18 | 0,00 |
| 15/03/2022 |        | 268,36 | 60891,41 | 0,00 |
| 15/04/2022 |        | 273,70 | 62103,39 | 0,00 |
| 15/05/2022 | 266,02 | 278,99 | 63303,05 | 0,00 |
| 15/06/2022 |        | 285,54 | 64789,92 | 0,00 |
| 15/07/2022 |        | 292,31 | 66325,78 | 0,00 |
| 15/08/2022 |        | 297,72 | 67551,57 | 0,00 |
| 15/09/2022 |        | 302,66 | 68674,00 | 0,00 |
| 15/10/2022 |        | 307,48 | 69766,25 | 0,00 |
| 15/11/2022 |        | 313,06 | 71033,57 | 0,00 |
| 15/12/2022 |        | 320,28 | 72672,46 | 0,00 |
| 15/01/2023 |        | 327,91 | 74403,84 | 0,00 |
| 15/02/2023 |        | 334,26 | 75842,70 | 0,00 |
| 15/03/2023 |        | 341,26 | 77432,97 | 0,00 |
| 15/04/2023 |        | 348,34 | 79037,55 | 0,00 |
| 15/05/2023 |        | 355,09 | 80568,87 | 0,00 |
| 15/06/2023 |        | 360,08 | 81701,69 | 0,00 |
| 15/07/2023 |        | 364,11 | 82616,82 | 0,00 |
| 15/08/2023 |        | 367,45 | 83374,26 | 0,00 |
| 15/09/2023 |        | 370,27 | 84014,94 | 0,00 |
| 15/10/2023 |        | 373,01 | 84635,33 | 0,00 |

|            |        |           |      |
|------------|--------|-----------|------|
| 15/11/2023 | 375,72 | 85250,93  | 0,00 |
| 15/12/2023 | 380,00 | 86221,97  | 0,00 |
| 15/01/2024 | 385,16 | 87393,05  | 0,00 |
| 15/02/2024 | 389,83 | 88452,32  | 0,00 |
| 15/03/2024 | 393,90 | 89376,08  | 0,00 |
| 15/04/2024 | 398,69 | 90462,13  | 0,00 |
| 15/05/2024 | 404,29 | 91733,97  | 0,00 |
| 15/06/2024 | 409,35 | 92880,41  | 0,00 |
| 15/07/2024 | 415,17 | 94201,95  | 0,00 |
| 15/08/2024 | 423,40 | 96069,93  | 0,00 |
| 15/09/2024 | 433,11 | 98271,94  | 0,00 |
| 15/10/2024 | 442,29 | 100355,37 | 0,00 |
| 15/11/2024 | 452,42 | 102653,54 | 0,00 |
| 15/12/2024 | 460,84 | 104564,61 | 0,00 |
| 15/01/2025 | 468,20 | 106235,45 | 0,00 |

| T1-P3      |                   |                |                |                           |
|------------|-------------------|----------------|----------------|---------------------------|
| Date       | Pressure (kg/cm2) | Cum Oil (Ksm3) | Cum Gas (ksm3) | Monthly Water Prod (ksm3) |
| 15/06/2020 | 542,82            | 2,00           | 453,19         | 0,00                      |
| 15/07/2020 |                   | 4,20           | 952,31         | 0,00                      |
| 15/08/2020 |                   | 6,28           | 1425,27        | 0,00                      |
| 15/09/2020 |                   | 8,47           | 1920,98        | 0,00                      |
| 15/10/2020 |                   | 10,79          | 2448,36        | 0,00                      |
| 15/11/2020 | 534,40            | 13,25          | 3005,99        | 0,00                      |
| 15/12/2020 |                   | 15,24          | 3458,29        | 0,00                      |
| 15/01/2021 |                   | 16,49          | 3740,90        | 0,00                      |
| 15/02/2021 |                   | 17,56          | 3984,60        | 0,00                      |
| 15/03/2021 | 533,16            | 18,76          | 4257,60        | 0,00                      |
| 15/04/2021 |                   | 20,12          | 4565,94        | 0,00                      |
| 15/05/2021 |                   | 21,30          | 4832,33        | 0,00                      |
| 15/06/2021 |                   | 22,80          | 5172,34        | 0,00                      |
| 15/07/2021 |                   | 24,77          | 5620,99        | 0,00                      |
| 15/08/2021 |                   | 26,97          | 6119,36        | 0,00                      |
| 15/09/2021 |                   | 28,67          | 6505,41        | 0,00                      |
| 15/10/2021 |                   | 30,12          | 6833,75        | 0,00                      |
| 15/11/2021 |                   | 31,61          | 7171,57        | 0,00                      |
| 15/12/2021 |                   | 34,44          | 7814,01        | 0,00                      |
| 15/01/2022 |                   | 36,38          | 8255,69        | 0,00                      |
| 15/02/2022 |                   | 37,95          | 8611,79        | 0,00                      |
| 15/03/2022 |                   | 39,68          | 9004,16        | 0,00                      |
| 15/04/2022 |                   | 41,29          | 9368,92        | 0,00                      |
| 15/05/2022 |                   | 42,64          | 9675,29        | 0,00                      |
| 15/06/2022 |                   | 43,96          | 9974,95        | 0,00                      |
| 15/07/2022 |                   | 45,40          | 10300,17       | 0,00                      |
| 15/08/2022 |                   | 46,78          | 10613,66       | 0,00                      |
| 15/09/2022 |                   | 48,14          | 10923,09       | 0,00                      |
| 15/10/2022 |                   | 50,10          | 11366,89       | 0,00                      |
| 15/11/2022 |                   | 52,07          | 11814,91       | 0,00                      |
| 15/12/2022 |                   | 54,42          | 12348,34       | 0,00                      |
| 15/01/2023 |                   | 57,29          | 12999,53       | 0,00                      |
| 15/02/2023 |                   | 60,01          | 13617,12       | 0,00                      |
| 15/03/2023 |                   | 63,08          | 14313,67       | 0,00                      |
| 15/04/2023 |                   | 65,94          | 14962,55       | 0,00                      |
| 15/05/2023 |                   | 68,33          | 15505,10       | 0,00                      |
| 15/06/2023 |                   | 70,54          | 16005,92       | 0,00                      |
| 15/07/2023 |                   | 72,58          | 16468,45       | 0,00                      |
| 15/08/2023 |                   | 74,79          | 16970,32       | 0,00                      |
| 15/09/2023 |                   | 76,56          | 17371,40       | 0,00                      |
| 15/10/2023 |                   | 78,38          | 17783,60       | 0,00                      |
| 15/11/2023 |                   | 80,18          | 18193,72       | 0,00                      |
| 15/12/2023 |                   | 82,00          | 18606,58       | 0,00                      |
| 15/01/2024 |                   | 83,59          | 18965,88       | 0,00                      |

|            |        |          |      |
|------------|--------|----------|------|
| 15/02/2024 | 84,80  | 19240,51 | 0,00 |
| 15/03/2024 | 86,60  | 19650,47 | 0,00 |
| 15/04/2024 | 88,87  | 20164,73 | 0,00 |
| 15/05/2024 | 91,26  | 20707,34 | 0,00 |
| 15/06/2024 | 93,54  | 21224,69 | 0,00 |
| 15/07/2024 | 95,81  | 21738,35 | 0,00 |
| 15/08/2024 | 97,87  | 22206,32 | 0,00 |
| 15/09/2024 | 99,88  | 22661,83 | 0,00 |
| 15/10/2024 | 102,11 | 23169,58 | 0,00 |
| 15/11/2024 | 104,40 | 23687,53 | 0,00 |
| 15/12/2024 | 106,75 | 24220,87 | 0,00 |
| 15/01/2025 | 109,00 | 24732,87 | 0,00 |

