

N° Série : ...../2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de  
l'Univers

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Profficennalle**

Présenté Par :

**Boukhris Boudjama, Brahim Sabar, Tarmoune Mohamed Ismail**

-THEME-

---

**Réévaluation des réserves des hydrocarbures en place par l'utilisation la  
méthode du MBAL**

---

Soutenue le :08 / 07 / 2022 devant la commission d'examen

**Jury :**

Président :	Dr. KADRI Ahmed Yacine		Univ. Ouargla
Rapporteur :	Dr. DJEBBA Fayçal	MCB	Univ. Ouargla
Examineur :	Dr. FROUHT Rachid		Univ. Ouargla

Année Universitaire 2021/2022

# Remerciements

*Je remercie tout d'abord mon Dieu  
qui m'a donné la force et la puissance  
pour terminer ce modeste travail.*

*Tous mes remerciements à mon  
encadreur Dr. DJEBBA Fayçal qui  
m'a guidé à réaliser ce travail, pour son  
suivi et ses orientations, et le Jury Dr KADRI Ahmed Yacine et  
Dr FROUHA Rachid*

*Mes sincères remerciements à tous le  
personnel de Département de Production des Hydrocarbures et Mr  
BENFARDI Khaled et SALHI Bachir et BRAHMI Med*

*Enfin, à tous ceux qui ont  
contribué de près ou de loin à  
l'élaboration de ce travail. Qu'ils  
trouvent ici l'expression de mes  
reconnaisances les plus sincères*

# *Dédicace*

*J'ai le plaisir de dédier ce modeste travail*

*À ma chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui  
n'a*

*jamais cessé de prier pour moi.*

*À ma chère femme et mes enfants.*

*Et À toute ma famille.*

*À tous mes amis*

*À Tous ceux que j'aime et je respecte*

***BOUKHARIS Boudjema***

# *Dédicace*

*J'ai le plaisir de dédier ce modeste travail*

*A ma chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui  
n'a*

*jamais cessé de prier pour moi.*

*A ma chère femme et mes enfants.*

*Et À toute ma famille.*

*A tous mes amis*

*A Tous ceux que j'aime et je respecte*

*TRMOUNE Mohamed Ismail*

# *Dédicace*

*J'ai le plaisir de dédier ce modeste travail*

*À ma chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui  
n'a*

*jamais cessé de prier pour moi.*

*Et À toute ma famille.*

*À tous mes amis*

*À Tous ceux que j'aime et je respecte*

***BRAHMI Saber***

## Résumé

Un gisement est découvert et qu'un bon nombre de puits ont été forés, l'estimation des réserves en place repose sur l'interprétation fine des diagraphies, les mesures pétrophysiques, l'analyse PVT, la réinterprétation géophysique et éventuellement géologique. Toute exploitation d'un gisement est directement liée à la quantité de pétrole ou de gaz contenue dans le réservoir **OOIP** : original oil in place, **OGIP** : original gaz in place.

Le but principal de ce travail est la caractérisation et l'évaluation quantitative du réserves de la zone 3C dans le c, La méthode utilisée pour estimation de ces réserves en place (**OOIP**) est la méthode de volumétrie et la méthode de calcul matériels de balances MBAL.les rélutats obtenues dans les réserves de la zone 3c par méthode **volumétrique** est **239M m<sup>3</sup>** et Logicial **MBAL** est environs **233M m<sup>3</sup>**.

**Les Mots-clés** : Estimation, Réserves, Volumétrie, MBAL, **OGIP**, **OOIP**, PVT, Zone 3C.

### Abstract:

A deposit is discovered and a good number of wells have been drilled, the estimate of the reserves in place is based on the fine interpretation of the logs, the petrophysical measurements, the PVT analysis, the geophysical and possibly geological reinterpretation. Any exploitation of a deposit is directly linked to the quantity of oil or gas contained in the reservoir **OOIP**: original oil in place, **OGIP**: original gas in place.

The main purpose of this work is the characterization and the quantitative evaluation of the reserves of the 3C zone in the c, The method used to estimate these reserves in place (**OOIP**) is the method of volumetrics and the method of calculation materials of balances MBAL.

The results obtained in the reserves of zone 3c by **volumetric method** is **239M m<sup>3</sup>** and **Software MBAL** is about **233M m<sup>3</sup>**.

**Keywords**: Estimate, Reserves, Volumetric, MBAL, **OGIP**, **OOIP**, PVT, Zone 3C.

### ملخص:

تم اكتشاف وديعة وحفر عدد كبير من الآبار ويستند تقدير الاحتياطيات في المكان إلى التفسير التفصيلي للسجلات ، والقياسات البتروفيزيائية ، وتحليل PVT ، وإعادة التفسير الجيوفيزيائي وربما الجيولوجي. يرتبط أي استغلال للودائع بشكل مباشر بكمية النفط أو الغاز الموجودة في المكمن

**OOIP**: الزيت الأصلي في مكانه ، **OGIP**: الغاز الأصلي في المكان.

الغرض الرئيسي من هذا العمل هو التوصيف والتقييم الكمي لاحتياطيات منطقة C3 ، والطريقة المستخدمة لتقدير هذه الاحتياطيات في مكانها (**OOIP**) هي طريقة القياس الحجمي وطريقة حساب مواد الأرصد **MBAL** النتائج التي تم الحصول عليها في احتياطيات المنطقة C 3 **بالطريقة الحجمية** هي 239 مليون م<sup>3</sup> والبرمجيات **MBAL** حوالي 233 مليون م<sup>3</sup>. الكلمات الرئيسية تقدير ، احتياطيات ، حجمي ، **MBAL** ، **OGIP** ، **OOIP** ، **PVT** ، منطقة C3.

## Listes des abréviations

AAPG: American Association of Petroleum geologists.  
API: American Petroleum Institute gravity  
B<sub>g</sub>: Facteur volumétrique d'gaz (vol/vol).  
B<sub>gi</sub>: Facteur volumétrique initial d'gaz au P<sub>i</sub> (vol/vol).  
B<sub>oi</sub>: Facteur volumétrique initial d'huile au P<sub>i</sub> (vol/vol).  
BV: Bulk Volume.  
B<sub>w</sub>: Facteur volumétrique d'eau (vol/vol).  
B<sub>wi</sub>: Facteur volumétrique initial d'eau au P<sub>i</sub> (vol/vol).  
CFPA : Compagnie française des pétroles algériens  
C<sub>t</sub>: compressibilité totale.  
D (1/ID/2/3/4/5): drains.  
DDI : indice de déplétion.  
éco : économique.  
E<sub>g</sub> : le facteur d'expansion de gaz.  
EIA: Energy Information Administration  
E<sub>o</sub> : le facteur d'expansion de l'huile.  
E<sub>t</sub> : le facteur d'expansion total.  
G : volume d'accumulation de gaz.  
Gb: Giga barils.  
G<sub>i</sub> : volume cumulée de gaz injectée.  
GL : gas lift  
GOC: Gas Oil Contact.  
GOR: Gas Oil Ratio.  
G<sub>p</sub> : volume de production de gaz cumulée.  
HCPV: hydrocarbon in pore volume.  
HMD : Hassi messaoud.  
H<sub>t</sub> : Hauteur moyenne total de la roche (m).  
H<sub>u</sub> : Hauteur utile moyenne de la roche(m).  
HZN : Hors Zone Nord.  
irréc : irrécupérable.  
md: Millie Darcy.  
N : Réserves en place (m<sup>3</sup>).  
N<sub>p</sub> : volume d'accumulation d'huile.  
N.B: (latin) Nota Bene.  
nonéco :non économique.  
N<sub>p</sub> / N<sub>p0</sub> : volume de production d'huile cumulée.  
Ø<sub>moy</sub> : Porosité moyenne de la roche (fraction).  
OOIP : Original Oil In Place  
OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole.  
 $\bar{p}(t)$  : pression de réservoir moyen.  
P / P(t) : pression actuel.  
P<sub>b</sub> : pression de bulle.  
P<sub>g</sub> : pression de gisement.  
P<sub>i</sub> : pression initial.  
PPH : puits producteur d'huile.

PV: Pore volume.

PVT : pression volume température.

$P_{wf}$ : Well face pressure / pression de fond de puits.

$r$  : rayon de drainage. ( $r_w < r < r_e$ )

$R(1^{(i/a)}/2/3)$ : réservoir.

$r_e$  : rayon extérieur de réservoir.

rec : récupérable.

$R_f$  : facteur de récupération.

$R_s$ : gas solution ratio.

$R_{si}$ : initial gas solution ratio.

$r_w$  : rayon de puits.

$S$  : surface de la zone.

$S$  : le facture de skin.

SCF: standard cubic feet.

SDI : indice de ségrégation.

SN REPAL : Société nationale de recherche et d'exploitation de pétrole en Algérie

$S_{O_{moy}}$  : Saturation moyenne d'huile (fraction).

SPE: Society of Petroleum Engineers.

SR : Short Radius.

SR : short raduis

STB: stock tank barrels / standard barrels.

$S_{W_{moy}}$  : Saturation moyenne d'eau (fraction).

$t$  : l'intervalle de temps actuel (par mois du début de production).

$t_c$  : le temps final de production économique.

$t_0$  : le temps avant l'intervalle de temps actuel

USGS: US Geological Survey.

$v/v$  : unité de volume/ unité de volume.

$V_{cut}$  : cumule de production final au  $q_c$ .

$V_G$ : volume de gaz.

$V_O$ : volume d'huile

$V_P$ : volume des pores.

$V_r$  : Volume de roche contenant des hydrocarbures (m3).

$V_s$ : volume solide.

$V_T$ : volume total.

$V_w$  : volume d'eau.

$W$  : volume d'accumulation d'eau.

$W_i$ : volume cumulée d'eau d'injectée.

WOR : Water Oil Ratio.

$W_p$  : volume de production d'eau cumulée.

WPC: le World Petroleum Congress.

X-COR : la coordonnée X de puits.

Y-COR : la coordonnée Y de puits.

$\phi$  : La porosité.



# *Table des matières*

Remerciement .....	
Dédicace.....	
Résumé .....	
Liste des abréviations.....	
Liste des figures.....	
Liste des tableaux.....	
<b>Introduction générale.....</b>	<b>01</b>
<b>Chapitre I : Géologie du champ HMD et Présentation de la Zone 3 .....</b>	<b>03</b>
Introduction .....	04
I.1 Situation du champ de hassi Messaoud.....	04
I.1 .1 Situation géographique.....	04
I.1 .2 Situation géologique.....	06
I.2 Aperçu stratigraphique.....	07
I.3 Aperçu structural.....	13
I.4 Subdivision du champ de HMD (description du réservoir) .....	14
I.5 Zonation du champ du hassi Messaoud.....	15
I.6 Caractéristiques pétro physiques moyennes du réservoir cambrien.....	16
I.7 Caractéristiques des fluides.....	16
I.8 Situation géographique.....	19
I.9 Stratigraphie du gisement d'étude .....	20
I.10Analyse des paramètres pétro physiques.....	21
I.11 Les problèmes du gisement d'étude .....	22
I.12 La répartition des puits du gisement d'étude .....	23

## **Chapitre II : Estimation des réserves en place**

II .1 Introduction .....	26
II .2 Les différentes catégories des réserves en place .....	26
II.2.1 Catégorie des ressources.....	26
II.2.2 Les catégories des réserves en place.....	27
II .3 Méthodes d'évaluer les quantités des hydrocarbures en place.....	27
II .4 Méthode volumétrique.....	28
II .5. Méthodes de bilan matière.....	36
II .6 Conclusion.....	39

## **Chapitre III : Calcul des réserves par MBAL Zone 3c HMD**

III .1 Introduction .....	42
III.2 MODEL MBAL .....	42
III.2.1 Les données d'entrée .....	43
III.2.2 Les données PVT.....	43
III.3 Historique de production .....	48
III.4 Résulta par MABL .....	50

## **Conclusion général .....**

51

## **Bibliographie**

## **Annexe**

## Liste des figures

<b>Figure 1.1</b> : Géologie du champ HMD .....	<b>05</b>
<b>Figure 1.2</b> : Situation géologique du champ HMD.....	<b>06</b>
<b>Figure 1.3</b> : Stratigraphie du champ HMD .....	<b>12</b>
<b>Figure 1.4</b> : Aperçu structural du champ HMD .....	<b>13</b>
<b>Figure 1.5</b> : Coupe géologique du champ HMD.....	<b>14</b>
<b>Figure 1.6</b> : Zones du champ HMD .....	<b>15</b>
<b>Figure I.7</b> : Situation géographique du gisement d'étude (Zone 3).....	<b>19</b>
<b>Figure I.8</b> : La localisation des puits dans le gisement d'étude (Zone 3 c) .....	<b>20</b>
<b>Figure I.9</b> : cum oil dans les Puits de Zone 3c .....	<b>21</b>
<b>Figure I.10</b> : cum oil dans le gisement d'étude (Zone 3). .....	<b>23</b>
<b>Figure II.1</b> : Graphique de classification des réserves (Mathieu, 2004).....	<b>27</b>
<b>Figure II.2</b> : Schéma déceptif général d'évaluation des quantités d'hydrocarbures en place.....	<b>28</b>
<b>Figure II.3</b> : Schéma présentant la classification des diagraphies.....	<b>32</b>
<b>Figure III.1</b> : Changements de volume dans le réservoir associés à une perte de charge finie $\Delta p$ ...	<b>38</b>
<b>Figure III-1</b> : Model MBAL.....	<b>42</b>
<b>Figure III-2</b> : Déterminer la méthode .....	<b>42</b>
<b>Figure III-3</b> : system options.....	<b>43</b>
<b>Figure III-4</b> : black Huile (Data Input).....	<b>43</b>
<b>Figure III-5</b> : black Huile (Matching) .....	<b>44</b>
<b>Figure III-6</b> : Le Rs de fluides réservoirs ZONE 3C.....	<b>45</b>
<b>Figure III -7</b> : Viscosité de fluide réservoirs on fonction de pression de gisement ZONE 3C....	<b>45</b>
<b>Figure III-8</b> : Le FVF de fluide réservoirs on fonction de pression de gisement ZONE 3C.....	<b>46</b>
<b>Figure III-9</b> : Tank Paramètre .....	<b>47</b>
<b>Figure III-10</b> : Historique de Production.....	<b>48</b>
<b>Figure III-11</b> : Modelée de MBAL pour réservoir zone 3c.....	<b>49</b>
<b>Figure III-12</b> : Analytique méthode +Graphical méthode +Mécanique de drainage .....	<b>50</b>

## **Liste des tableaux**

<b>Tableau I-1</b> : Caractéristiques pétrophysiques du réservoir cambrien.....	<b>16</b>
<b>Tableau II.1</b> : les problèmes des dépôts dans quelques puits depuis le rapport au labo de salinité.....	<b>22</b>
<b>Tableau II.2</b> : Les Puits dans la zone3C .....	<b>24</b>
<b>Tableau A-1</b> : initial Paramètre de zone 3c	
<b>Tableau B -1</b> : Historiques de Production de Puits : OMN 302	

## **Introduction Générale**

L'estimation des réserves de pétrole est l'une des phases les plus importantes du travail d'un ingénieur pétrolier puisque les solutions aux problèmes qu'il traite dépendent généralement d'une comparaison du coût estimé en dollars, avec le résultat attendu en barils de pétrole. Ces recommandations à la direction en ce qui concerne le meilleur plan d'action sont donc normalement basées sur l'équilibre le plus favorable entre les deux.

Comment évaluer des quantités des hydrocarbures en place en place en utilisant plusieurs méthodes pour calculer des réserves :

- Méthode Statique (Volumétrie)
- Méthode dynamique (Bilan de matière)

Le package MABL Contient l'outil d'ingénierie de réservoir classique, qui fait partie de la boîte à outil de modélisation de la production intégrée (IPM) des experts pétroliers.

MBAL a redéfini l'utilisation du bilan matière dans l'ingénierie moderne des réservoirs.

La structure intuitive du programme permet à l'ingénieur réservoir d'obtenir rapidement des résultats fiables.

MBAL est couramment utilisé pour modéliser les effets dynamiques du réservoir avant de construire un modèle de simulateur numérique.

Des profils de production réalistes peuvent être exécutés pour les réservoirs, avec ou sans correspondance d'historique.

Dans ce sujet la méthode de calcul utiliser est le bilan matière

Notre étude a pris comme zone d'application la zone C3 dans le champ de HMD

Notre travail est partagé en trois chapitres

- Le premier chapitre traite Géologie de HMD et Présentation de la zone 3 c
- Le deuxième chapitre est axé sur Estimations des réserves en place
- Le troisième chapitre focalise sur l'application de la méthode MBAL sur la

zone 3.

Notre travail est couronné par une conclusion générale dont les résultats de calculs ont été exposés

**Chapitre I: Géologie du  
champ HMD et Présentation  
de la Zone 3 c**

## INTRODUCTION

Le gisement de Hassi-Messaoud fut découvert par deux compagnies distinctes, CFPA au niveau de la partie Nord et SN-REPAL au niveau de la partie sud du champ. En 1946 la SNREPAL avait commencé sa recherche à travers le Sahara ALGERIEN, trois années plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique.

En 16 janvier 1956 la SN-REPAL a amorcé le premier forage MD1, ce forage découvrait à 3338 m de profondeur les grès du cambrien productif d'huile.

L'objectif principale de ce chapitre est présente les différentes données collectées auprès au structure concerné sur le gisement d'étude (Zone 3 C).

### I.1 Situation du champ de hassi Messaoud

#### I.1.1 Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien, à 850Km au Sud-est d'Alger et 350Km de la frontière Algéro-tunisienne et en bordure du grand erg oriental. Il s'étend sur une superficie de 2500 Km<sup>2</sup>, il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla.

Son repérage en coordonnées géographiques est le suivant :

- Au nord par la latitude 32°15
- Au sud par la latitude 31°30
- A l'ouest par la longitude 5°40
- A l'est par la longitude

6°35 En coordonnées Lambert :

- X= 790.000 à 840.000 Est.
- Y= 110.000 à 150.000 Nord.





Figure I.1 : Géologie d’Algérie

### I .1.2 Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province pétro-gazière.

Il est délimité par :

- A l’Ouest par la dépression d’oued Mya ;

- Au Sud par le Horst d'Amguid ;
- Au Nord par la structure Djamaa Touggourt ;
- A l'Est par la dépression de Ghadamès, Rhoude El Baguel et les hauts fonds de Dahar.

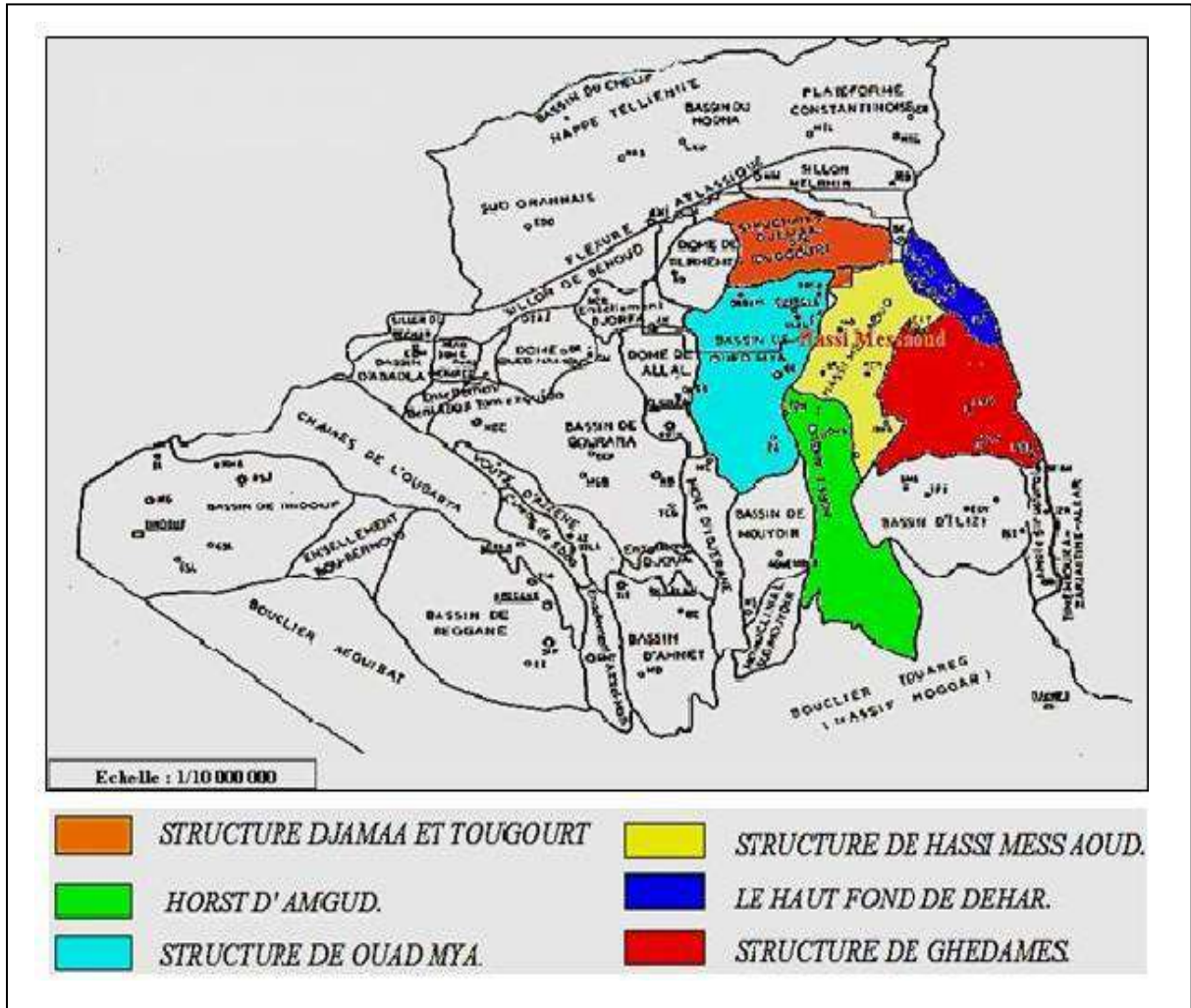


Figure I.2 : Situation géologique du champ HMD

## I .1.2 Aperçu stratigraphique

Sur la dorsale de Hassi-Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète.

La couverture du gisement est assurée par le complexe argilo-gréseux et salifère du trias discordant sur la surface d'érosion du Cambro-Ordovicien.

De la base au sommet on distingue :

- **Le Paléozoïque**

Les termes postérieurs à l'ordovicien sont absente dans la partie centrale de la structure, vers la périphérie du champ la série stratigraphique la plus complète est composée de :

- **Le Socle**

Rencontré aux environs de profondeur de 4000 mètres, il est observé au niveau des puits Md2 à 3658m, et Om81 à 4533 m, il a été décrit comme étant un granite porphyroïde de couleur rose.

- **Infracambrien**

Reconnu par le forage Om47 à une profondeur de 4092 m, il est composé de grès argileux de couleur rouge d'épaisseur de 45m.

- **Le Cambrien**

Il comprend le réservoir de Hassi Messaoud, essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois lithozones R1 ( Ra +Ri ), R2 et R3.

- **Lithozone R3**

Son épaisseur moyenne est de 370 mètres, il se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

- **Lithozone R2**

Son épaisseur moyenne est de 100 mètres, il se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.

- **Lithozone Ra**

Son épaisseur moyenne est de 125 mètres, il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

- **Lithozone Ri « Cambrien-Ordovicien »**

Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, il se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconieux à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillites.

- **L'Ordovicien**

A l'échelle régionale, il est composé de plusieurs formations, du champ de Hassi Messaoud, l'ordovicien est représenté par :

- **Zone des alternances**

Son épaisseur moyenne est de 20 mètres, désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites fins isométriques glauconieuses.

- **Argile d'El Gassi**

Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres, cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marin. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

- **Les grès d'El Atchane**

Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres, cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

- **Les quartzites de Hamra**

Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres, ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

### I .1. 3 Le Mésozoïque

Il est subdivisé comme suit :

- **Le Trias**

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure, il est subdivisé en quatre unités :

- **Trias éruptif**

Son épaisseur atteint 92 m, il est représenté par des épanchements locaux, de coulée éruptive intercalée dans les matières détritiques.

- **Trias gréseux**

Son épaisseur varie de 0 à 75 mètres, il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques, accompagné par des coulées éruptives.

- **Trias argileux**

Son épaisseur moyenne est de 113 mètres, il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet.

- **Trias salifère**

Son épaisseur moyenne est de 440 mètres, il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

Le trias salifère est subdivisé en trois termes :

T.S.3 : ce sont des sels massifs d'une épaisseur moyenne de 200 m.

T.S.2 : Correspond à des sels avec des niveaux d'anhydrite et d'argiles gypsifère.

T.S.1 : d'une épaisseur de 46 m, ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique.

### I .1.4 Le Jurassique

Son épaisseur moyenne est de 844 mètres, c'est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malme) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

- **Le Lias**

Son épaisseur moyenne est de 300 mètres, le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique.

Le Lias est subdivisé en cinq niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur, ils sont :

Le Lias dolomitique 3 (LD3) : ce sont des marnes à passées dolomitiques de couleur gris à gris verdâtre.

Lias salifère 2 (LS2) : ce sont des sels massifs, avec quelques fois des intercalations argilo-salifère de couleur brun rouge.

Lias dolomitique 2(LD2) : ce sont des dolomies massives à grains fin, de couleur grisâtre.

Lias salifère 1(LS1) : d'une épaisseur moyenne de 90 m, il est constitué de bancs de sels et argiles avec des passées d'anhydrite blanche.

Lias dolomitique1 (LD1) : composé de dolomies et d'anhydrite sur une épaisseur moyenne de 66m.

- **Le Dogger**

Son épaisseur moyenne est de 320 mètres, il est subdivisé en deux formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet

Le dogger lagunaire : D'une épaisseur moyenne de 223 m, il est représenté par des anhydrites et des dolomies avec quelques niveaux argileux.

Le dogger argileux : Sur une épaisseur moyenne de 107 m, il est constitué d'argiles silteuse avec parfois des niveaux gréseux à grains fin, et à ciment argileux carbonaté.

- **Le Malme**

Son épaisseur moyenne est de 230 mètres, il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

### **I .1. 5 Le Crétacé**

Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres, il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

- **Le Néocomien**

Son épaisseur est de 185 mètres, il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

- **Le Barrémien**

Son épaisseur moyenne est de 277 mètres, il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

- **L'Aptien**

Son épaisseur est de 25 mètres, il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

- **L'Albien**

Son épaisseur moyenne est de 350 mètres, Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il est considéré comme étant la nappe aquifère principale en eau douce.

- **Le Cénomaniens**

Son épaisseur moyenne est de 148 mètres, alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

- **Le Turonien**

Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres, alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux, au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.

- **Le Sénonien**

Son épaisseur moyenne est de 450 mètres, il est constitué de deux types de formations :

Sénonien lagunaire : (350m) présente des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise.

Sénonien carbonaté : (91m) ce sont des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

### **I.1.6 Le Cénozoïque**

Son épaisseur moyenne est de 458 mètres, il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

- **Eocène**

D'une épaisseur moyenne de 218 m, il est représenté par des calcaires dolomitiques.

• Mio-Pliocène

C'est le recouvrement continental essentiellement sableux d'une épaisseur variable pouvant aller jusqu'à 240 m.

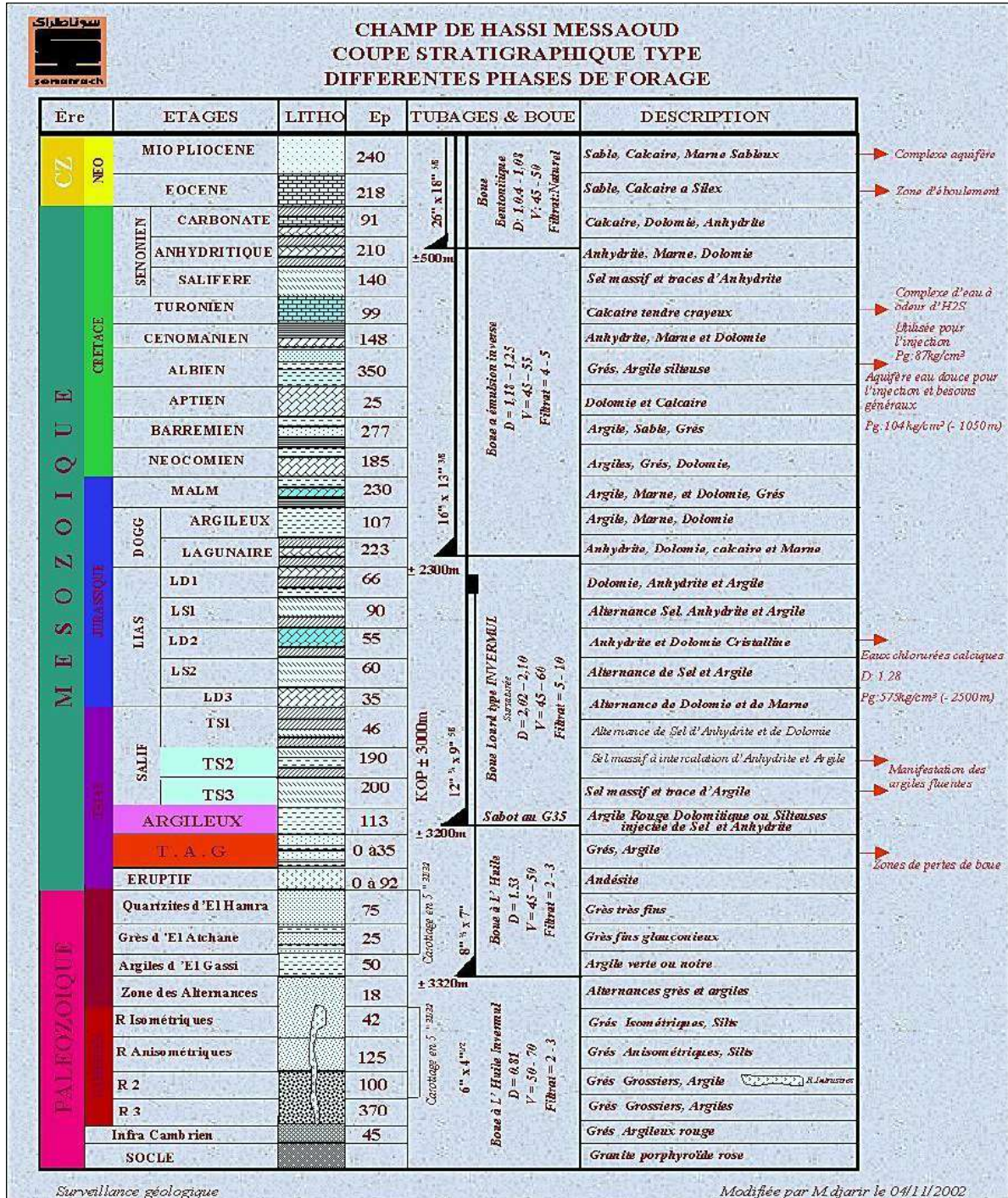


Figure I.3 : Stratigraphie du champ HMD



### I.3 Aperçu structural

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplatisse direction générale N-E/S-W, les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

Les failles de direction sub-méridienne N-E/S-W ainsi que d'autres failles qui leur sont perpendiculaires, Les failles moyennes compartimentent le gisement en zones de production distinctes, elles sont de l'ordre de trentaine de mètres et peuvent atteindre plus de 100m dans certains cas.

Les cassures sans rejets remarquables, qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

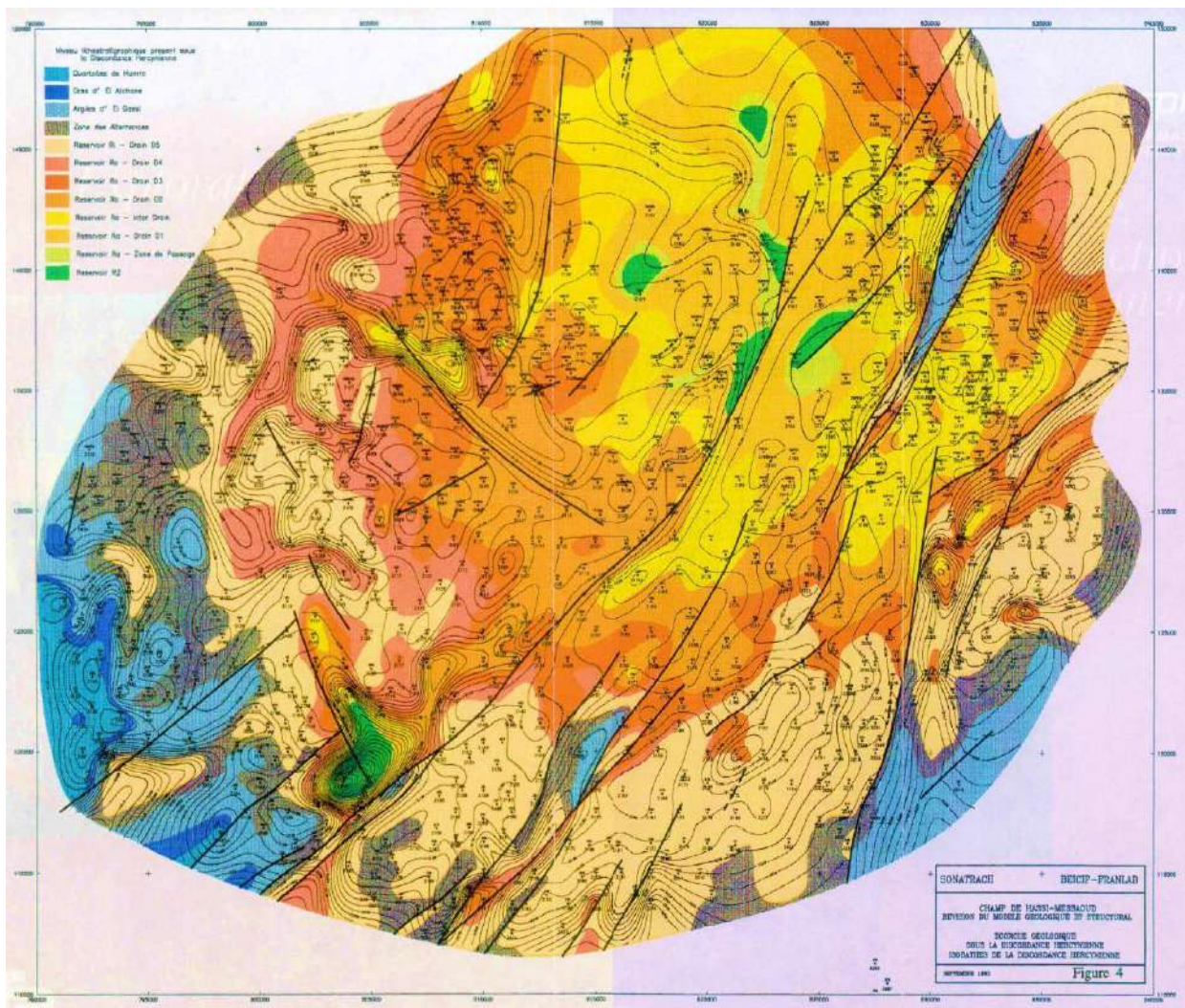


Figure I.4 : Aperçu structural du champ HMD

## I.4 Subdivision du champ de HMD (description du réservoir)

Le gisement de Hassi Messaoud a une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m, son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposant directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion postpaléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas : **Réservoir Ri**

Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5, il présente 13 % des réserves.

### Réservoir Ra

Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.

**Réservoir R2** : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m. il possède des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production.

68% des réserves, ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie.

### Réservoir R3

D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à micro-conglomératique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose.

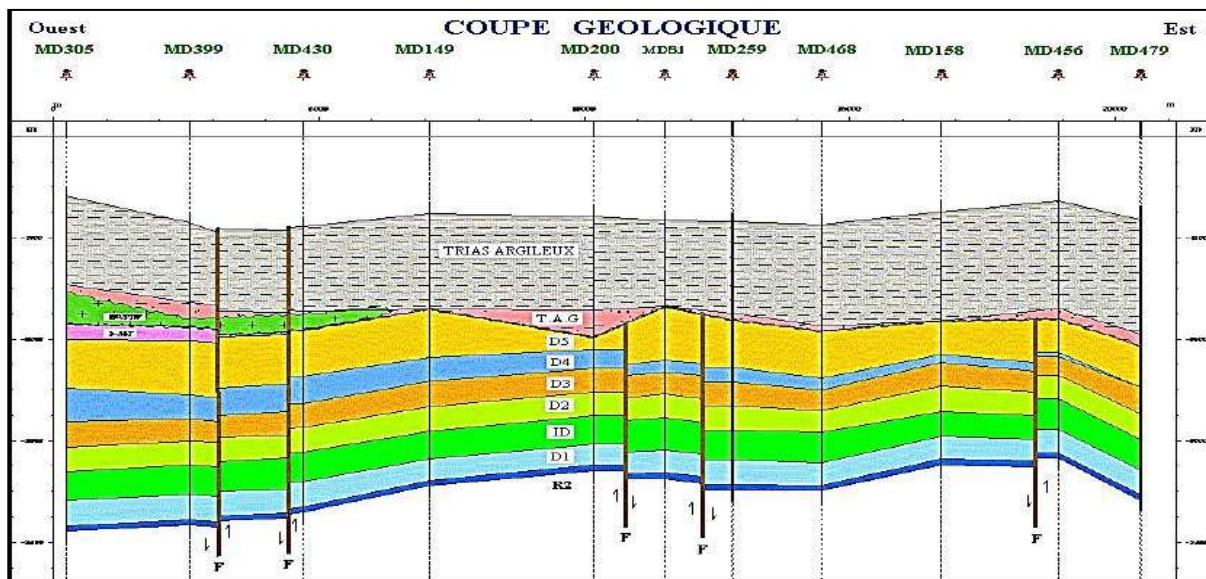


Figure I.5 : Coupe géologique du champ HMD

### I.5 Zonation du champ du hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées, cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie.

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines.

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones.

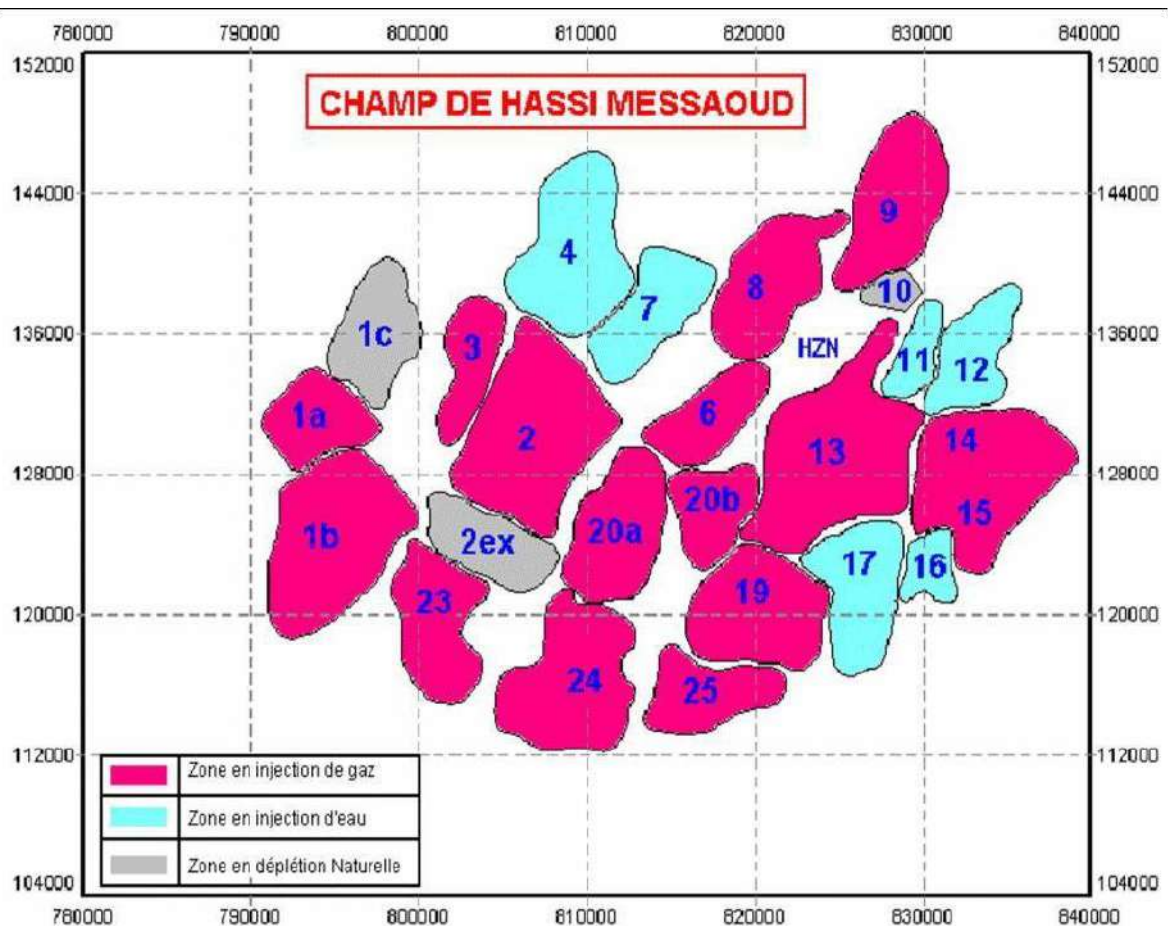


Figure I.6 : Les Zones du champ HMD

## I.6 Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambrien

Tableau I -1 : Caractéristiques pétrophysiques du réservoir cambrien

réservoir	Kmin (md)	Kmax (md)	Kmoy (md)	Ømin (%)	Ømax (%)	Ømoy (%)	Swi (%)	Vsh (%)	Hu/Ht fraction
<b>Ri</b>	0.3	2	1	6	8	7	17	15	0.5-0.9
<b>Ra</b>	2	100	15	6	10	8	10	7	0.8 - 1
<b>R2</b>	1	7	2.5	-	-	10	17	20	0.65-0.8
<b>R3</b>			< 1			11	17	30	0.65

## I.7 Caractéristiques des fluides

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200kg /cm<sup>2</sup> pour un rapport de dissolution de gaz Rs égal à 240 stm<sup>3</sup> /m<sup>3</sup>, à l'Ouest il peut descendre jusqu'à un 140 kg / cm<sup>2</sup> pour un rapport de dissolution de gaz égal à 160 stm<sup>3</sup> / m<sup>3</sup>. Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présentées à Hassi Messaoud.

### I.7.1 Caractéristique des huiles

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4) ;
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm<sup>2</sup> ;
- La température est de l'ordre de 118°C ;
- Le GOR est de 219 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> et plus (cas d'Oml 63 et Oml 633) ;
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10% ;
- La perméabilité est assez faible ;
- La viscosité est de 0,2 cp ;
- Le facteur de volume est de 1,7.

### I.7.2 Caractéristiques de gaz associés

- un point de bulle de 160 kg/cm<sup>2</sup> ;
- Viscosité de gaz est 0.02 cp ;
- La compressibilité est de 0.8 bar<sup>-1</sup>.

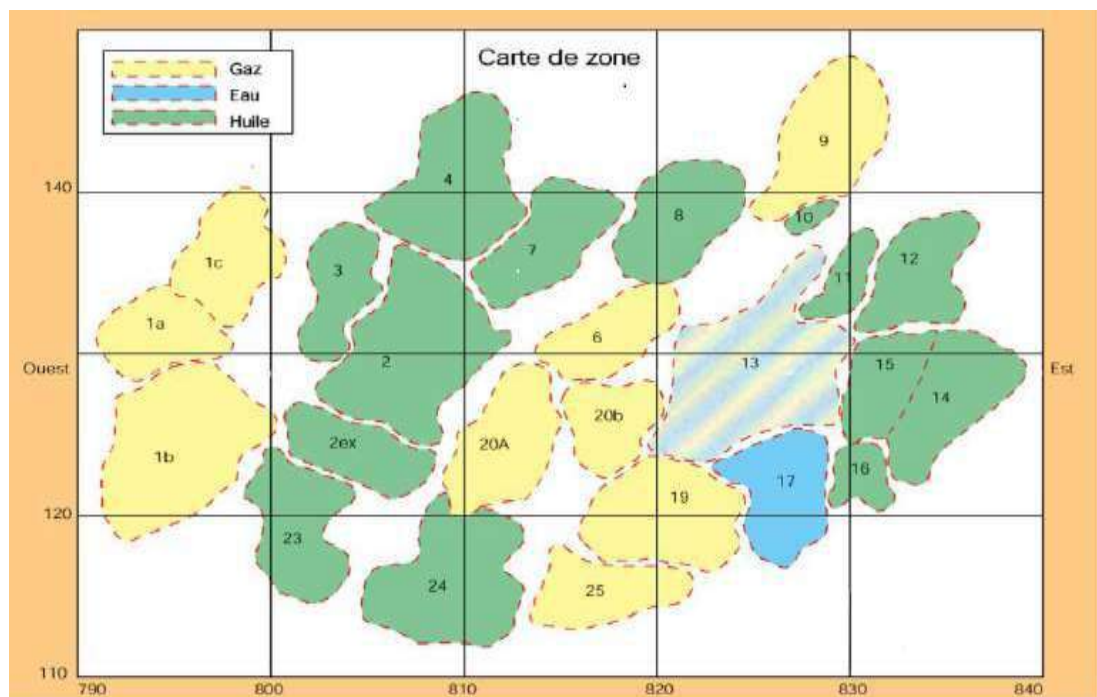
### I.8 Situation géographique de la ZONE C3

Le gisement d'étude (Zone 3 C) se situe au nord du champ de Hassi Messaoud (Figure II.1), il est limité au :

- ❖ Nord par la zone Hors Zone ;
- ❖ Est par la zone 2 et une partie de la zone 4 ;
- ❖ Sud par la zone 2 ;
- ❖ Ouest par la zone 1c.

Elle est localisée en coordonnées Lambert entre :

- ❖ X : (794704,6649) et (800087,75003).
- ❖ Y : (131862,068966) et (1401364,456233).



**Figure I.7 :** Situation géographique du gisement d'étude (Zone 3).

La figure suivante présente la localisation des puits dans le gisement d'étude (Zone 3).

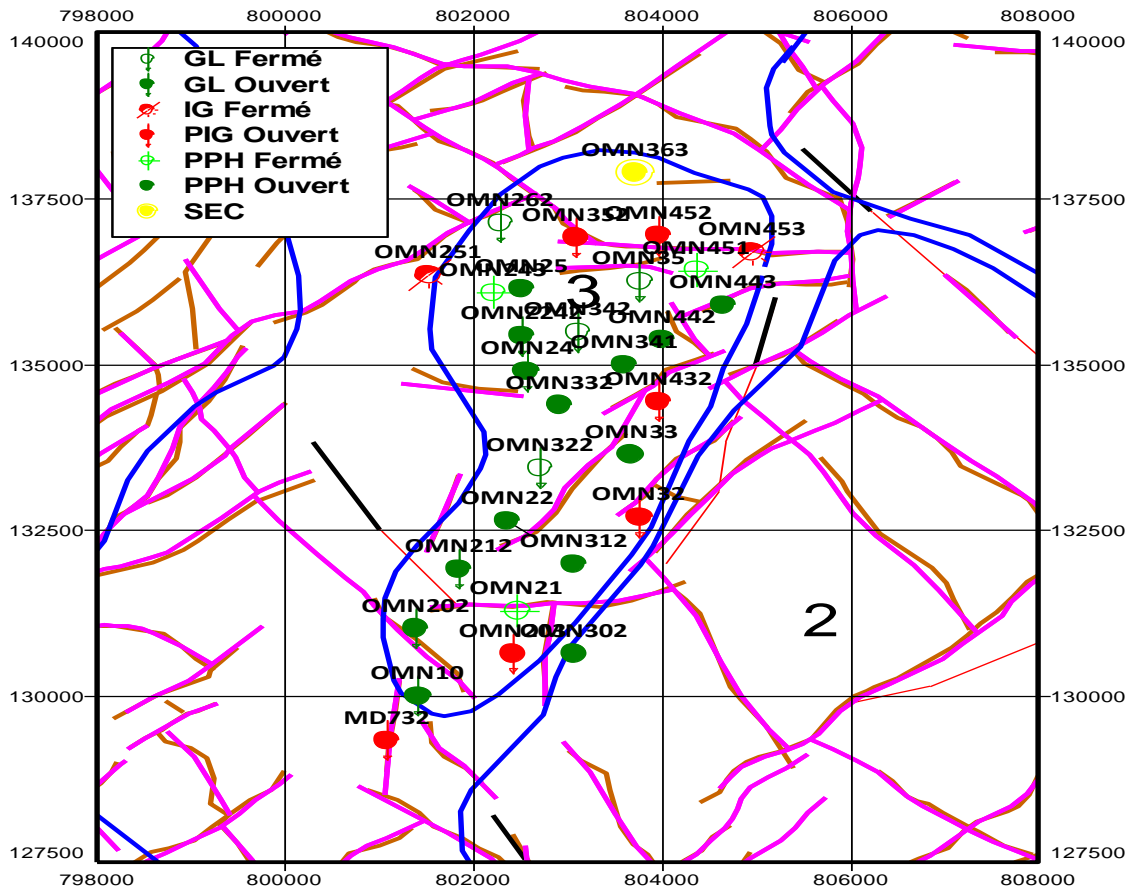


Figure I.8 : La localisation des puits dans le gisement d'étude (Zone 3 c).

### I.8.1 Stratigraphie du gisement d'étude

Toutes les réserves des hydrocarbures du gisement d'étude (Zone 3 c) sont dans lithos zone (R1) qu'il représente en Ri (D5) et Ra (D4, D3, D2 et ID).

- **Le cambrien Ri**

L'épaisseur de Ri dans cette zone varie entre 12 m comme (OMN212) et 49 m(OMN453).

- **Lithologie du Ri :** Grés-quartzite à grés, isométrique, gris, gris-clair, gris-beige, rarement gris-sombre, fin, à ciment siliceux à argileux présentant de nombreux joints stylolitiques et des tigillites abondantes. Inclusions de pyrite par endroits. Présence de plans de frictions lustres et d'une zone Bréchique de 3407,7m à 3408,9m. Stratification : in observable.

- **Le cambrien Ra**

L'épaisseur de Ra dans cette zone varie entre 24 m (OMN 453) et 108 m (OMN33).

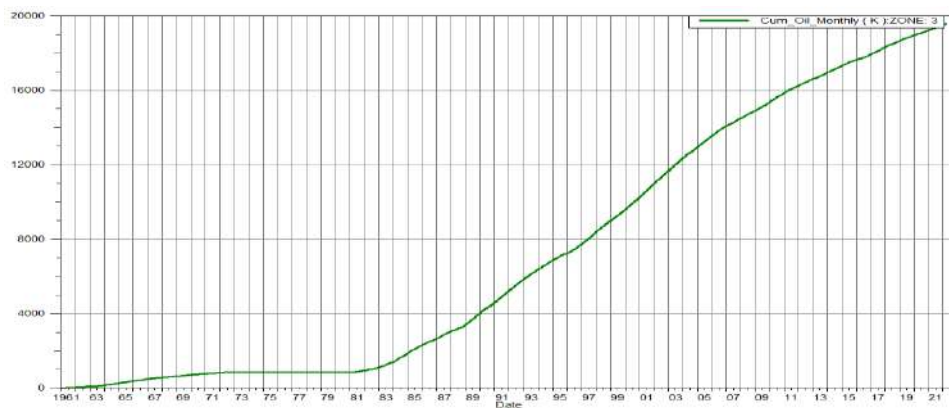
- **Lithologie du Ri** : grés à grés-quartzite, anisométrique, gris-beige à gris-clair, moyen à grossier, avec parfois des éléments micro conglomératiques, à ciment siliceux, argileux, parfois bitumineux. Présence de joints argilo-micacées, parfois stylolitiques, grés-verdâtres, parfois bruns. Présence de tigillites disparaissant vers 3465m.

Stratification : inobservable, parfois oblique, rarement entrecroisée.

Quelques passées centimétriques, parfois décimétriques de siltstone, grés-verdâtre, parfois grés-noir, plus nombreuses au D5 et au D3.

Nombreuses fissures subhorizontales, vides, parfois à remplissage d'argile, de pyrite ou de silice, moins fréquentes au D2.

Quelques fissures sub verticales fermées, vides ou colmatées de bitume, d'argile, de silice ou de pyrite, rares au D2, localement nombreuses au D5 et au D4.



**Figure I.9** : cum oil Monthly (k) Zone 3c

### I.9 Analyse des paramètres pétrophysiques

Le réservoir dans le gisement d'étude (Zone 3 C) a des faibles qualités à cause de leur caractéristique moyenne : la saturation en eau (17.1%), la porosité (07.175 %), et la perméabilité (03.068 md)

❖ **La saturation en eau**

La saturation en eau des différents drains du gisement d'étude (Zone 3) varie entre 19.4% et 23.03 %.

❖ **La perméabilité**

La perméabilité du gisement d'étude (Zone 3) varie entre 8.02 md et 40 md, La perméabilité est élevée dans le drain D4 par rapport aux autres drains.

❖ **La porosité**

La porosité du gisement d'étude (Zone 3) varie entre 8.38 % et diminuait jusqu' à 10.87 %.

• **Commentaire**

Dans le gisement d'étude (Zone 3) nous remarquons que les paramètres pétrophysiques de puits producteur (OMN 443) est le meilleur avec une porosité 9.48 %, perméabilité 23.2 md et saturation en eau 17.93 %.

**I .10 Les problèmes du gisement d'étude**

- Problèmes d'exploitation : production par déplétion naturelle à ce jour.
- Production d'eau de réservoir.
- Les dépôts de sel.
- Les dépôts organiques (asphalte).
- Problème de sable de formation dans quelque puits

**Tableau I.1** : les problèmes des dépôts dans quelques puits depuis le rapport au labo de salinité.

<b>PUITS</b>	<b>DATE</b>	<b>PROBLEME DE DEPOT</b>
<b>OMN 212</b>	21/08/2009	CAILLOUX
	10/04/2014	22.5% CaCO <sub>3</sub>
		8.5% MgCO <sub>3</sub>
		7.4% Matière organique
11/11/2014	Reste grés de formation	
<b>OMN 33</b>	21/01/2010	<b>INTERIEUR CCE</b> : 100% Asphalte
		<b>EXTERIEUR CCE</b> : Produits des traitements + FeCO <sub>3</sub>
<b>OMN 442</b>	08/03/2014	30% Perte par calcination
		Reste produit de corrosion (FeS. FeCO <sub>3</sub> . Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )
<b>OMN 443</b>	08/04/2014	100% Grés de formation



OMN 10	05/12/2012	98% Sel NaCl
--------	------------	--------------

### I.11 La répartition des puits du gisement d'étude

Le gisement d'étude (Zone 3 C) est une zone de moyen superficielle dans le champ de Hassi Messaoud, dans cette zone il y a 30 puits forés, la situation actuelle des puits comme suit :

- ✚ (09) Neuf puits producteur d'huile en gaz lift ;
- ✚ (12) Deuze puits producteur d'huile éruptif ;
- ✚ (08) Huit puits d'injection de gaz ;
- ✚ Un puits Sec.

#### I.11.1 Les principales causes de fermeture des puits :

- Production par intermittence.
- Un bouchage en tête.
- Production d'eau.
- Bouchage par sel.
- Débit nul.
- Passage gaz négatif.

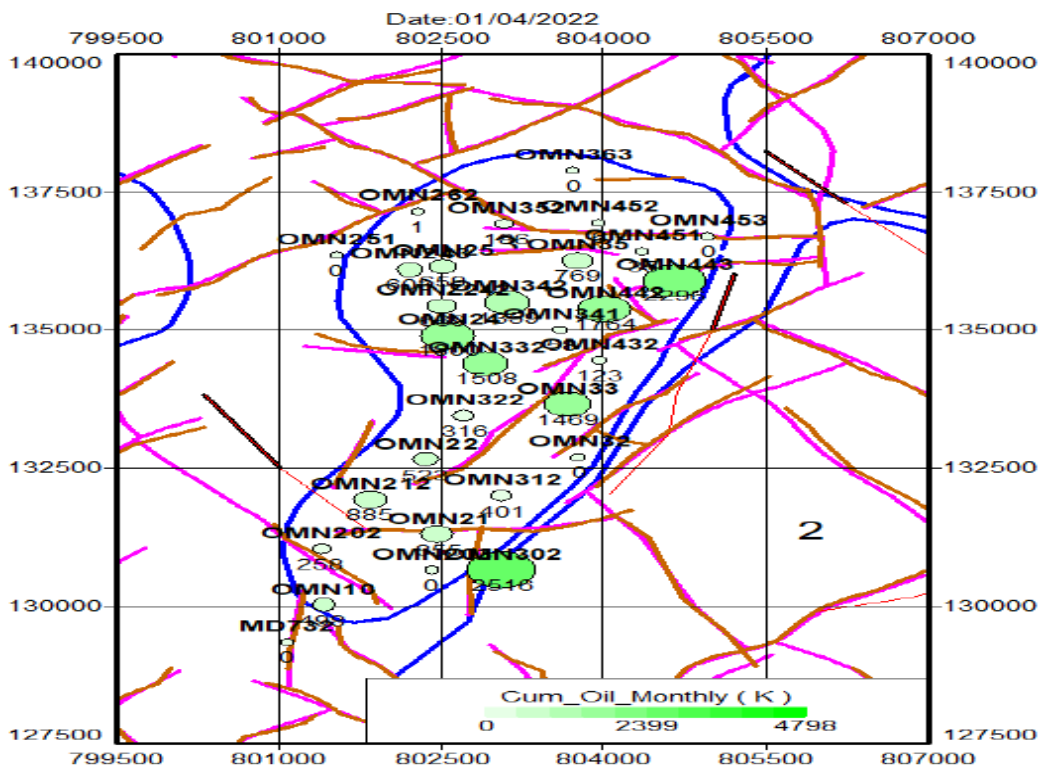


Figure I.10 : cum oil dans le gisement d'étude (Zone 3).

Tableau I.2 : Les Puits dans la zone 3 C

UWI	CRSTATUS	WELL_TYPE WELL_TYPE
MD732	INJECTEUR GAZ	<N/A>
OMN10	GAZ LIFT	SHORT_RADIUS
OMN202	GAZ LIFT	SHORT_RADIUS
OMN203	INJECTEUR GAZ	VERTICAL
OMN21	PRODUCTEUR HUILE	SHORT_RADIUS
OMN212	GAZ LIFT	VERTICAL
OMN22	PRODUCTEUR HUILE	SHORT_RADIUS
OMN24	GAZ LIFT	VERTICAL
OMN243	PRODUCTEUR HUILE	VERTICAL
OMN25	PRODUCTEUR HUILE	SHORT_RADIUS
OMN251	INJECTEUR GAZ	VERTICAL
OMN262	GAZ LIFT	SHORT_RADIUS
OMN302	PRODUCTEUR HUILE	VERTICAL
OMN312	PRODUCTEUR HUILE	VERTICAL
OMN32	INJECTEUR GAZ	VERTICAL
OMN322	GAZ LIFT	SHORT_RADIUS
OMN33	PRODUCTEUR HUILE	VERTICAL
OMN332	PRODUCTEUR HUILE	SHORT_RADIUS
OMN341	PRODUCTEUR HUILE	<N/A>
OMN342	GAZ LIFT	VERTICAL
OMN35	GAZ LIFT	SHORT_RADIUS
OMN352	INJECTEUR GAZ	VERTICAL
OMN363	SEC	VERTICAL
OMN432	INJECTEUR GAZ	VERTICAL
OMN442	PRODUCTEUR HUILE	VERTICAL
OMN443	PRODUCTEUR HUILE	VERTICAL
OMN451	PRODUCTEUR HUILE	SHORT_RADIUS
OMN452	INJECTEUR GAZ	VERTICAL
OMN453	INJECTEUR GAZ	VERTICAL
OMNZ242	GAZ LIFT	HORIZONTAL

### I.12 Conclusion

Cette étude géologique a montré que la cellule étudiée présente une hétérogénéité verticale et horizontale, ceci va compliquer les écoulements entre les puits injecteurs et producteurs, L'injection d'eau est positionnée dans une zone moins hétérogène que celle du gaz

**Chapitre II :**  
**Estimation des réserves**  
**en place**

## II.1 Introduction

Les ressources ou réserves pétrolières sont le volume de pétrole récupérable, à partir de champs de pétrole découverts, sur la base des contraintes économiques et techniques actuelles.

La différence entre les termes « ressources » « réserves » et « accumulations » d'hydrocarbures. Le terme « accumulation d'hydrocarbures » définit les volumes en place dans un réservoir au stade initial, avant la mise en production tandis que le terme « réserves » est souvent utilisé à tort à la place du terme "ressource". "Réserve" se réfère exclusivement à des volumes ou quantités estimées d'hydrocarbures récupérables de pétroles découverts, techniquement et économiquement récupérables.

Le terme de quantités en place ou bien les volumes de fluide en place ou bien de réserves en place ces sont des quantités des hydrocarbures (huile et/ou gaz) qui seront produites pendant l'exploitation du gisement.

Cette dernière notion est d'ailleurs plus difficile à préciser parce qu'elle dépend des conditions techniques et économiques de l'exploitation, lesquelles sont également liées à la politique énergétique des pays producteurs.

L'estimation des volumes en place se fait à différents stades de la vie d'un gisement. Les données de base nécessaires à ce calcul ne sont pas toujours connues ou maîtrisables, d'où les différentes catégories d'accumulations que l'on est amené à considérer.

## II.2 Les différentes catégories des réserves en place

Les critères de base pour classer les différentes catégories de réserves en place sont :

- ❖ La connaissance graduelle du gisement obtenue à partir l'exploitation des données des puits forés,
- ❖ Les études géophysiques et géologique complémentaires.

### **Catégorie des ressources**

Il y a deux notions relativement à cette catégorie :

#### **Les ressources contingentes**

Sont des volumes estimés présents dans le périmètre d'un champ découvert mais qui ne peuvent être produits à court terme, en raison des problèmes économiques, techniques ou contractuels. Les ressources contingentes sont divisées en trois catégories qui sont :

- ✓ **Les ressources associées à des projets en fin d'évaluation**, dont la décision de développement est imminente,

- ✓ **Les ressources associées à des études géologiques en cours**, et/ou à des performances économiques incertaines dont la décision de développement est en attente,
- ✓ **Les ressources jugées non économiques à ce jour**, car produites au-delà de l'échéance du contrat de production ou nécessitant des technologies non disponibles à ce jour (la décision de développement de ces ressources paraît lointaine).

#### ✚ **Les ressources prospectives**

Consistent-en des volumes d'hydrocarbures supposés exister dans des accumulations non encore découvertes. L'incertitude sur ces dernières valeurs est grande et la consolidation des volumes intègre souvent la probabilité de découvrir ces ressources ; c'est pour cela que l'on parle parfois de ressources risquées.

#### **Les catégories des réserves en place**

Ils existent trois types, qui sont les suivants :

- **Les réserves en place prouvées** : il s'agit de la quantité de pétrole dont l'existence est confirmée, Cette notion repose généralement sur des données de puits, connus sous le nom 1P ou P90 ( $\geq 90\%$  de chance de mise en production).
- **Les réserves en place probables** : à l'aide des données structurales et l'interprétation des diagraphies et des pressions en peut considérer comme des zones imprégnées avec certitude incomplète, connus sous le nom 2P ou P50 (50% de chance de mise en production).
- **Les réserves en place possibles** : sont des zones au la présence de roches saturées en hydrocarbures n'est pas exclue, Ce type de réserves est connu sous le nom 3P ou P10 (10% de chance de mise en production).

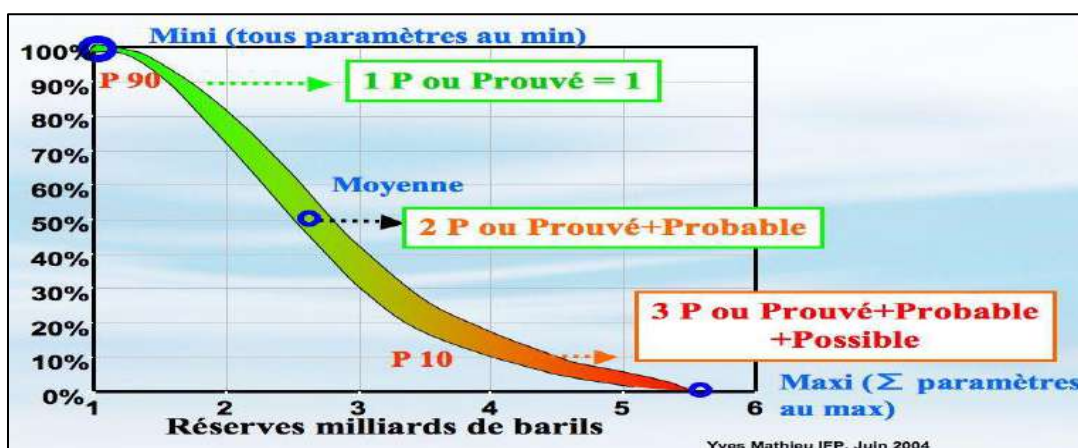


Figure II.1 : Graphique de classification des réserves (Mathieu, 2004).

### II. 3 Méthodes d'évaluer les quantités des hydrocarbures en place

L'évaluation des quantités des hydrocarbures en place est déterminée par deux groupes méthodes, à savoir :

- ❖ Les méthodes volumétriques
- ❖ Les méthodes dynamiques

Schéma déceptif général d'évaluation des quantités d'hydrocarbures en place.

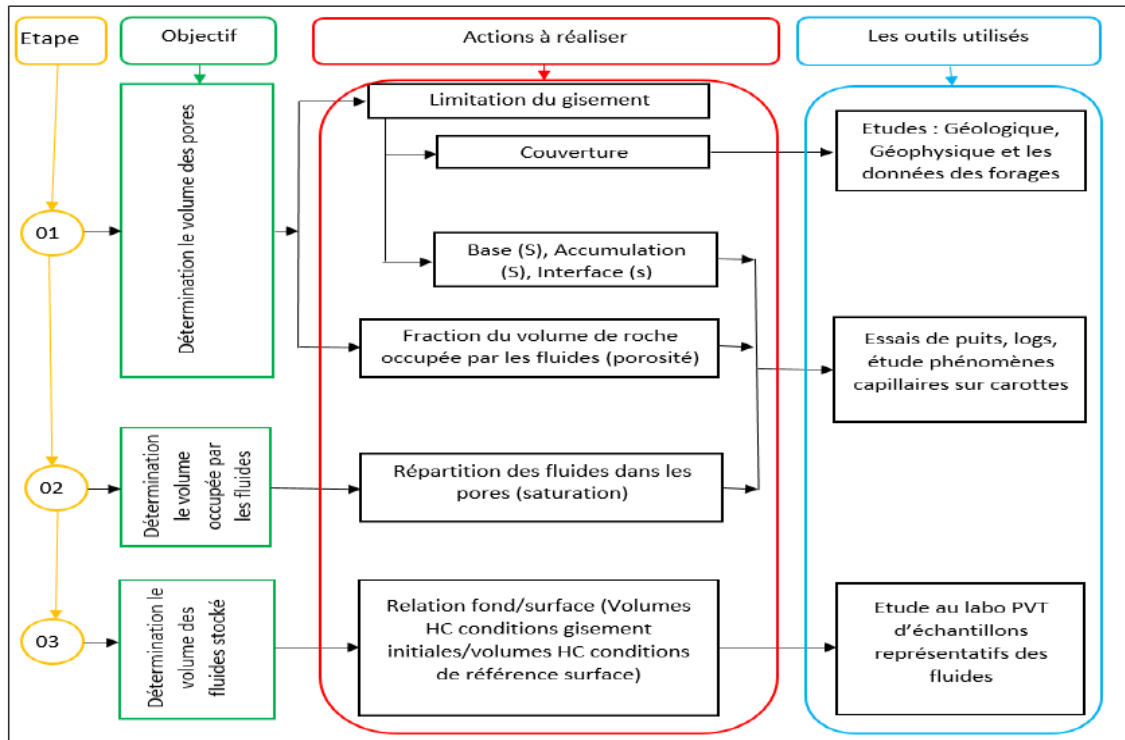


Figure II.2 : Schéma déceptif général d'évaluation des quantités d'hydrocarbures en place.

### II. 4 Méthode volumétrique

Elle base sur les caractéristiques pétrophysiques moyennes dans le réservoir (elle vise la totalité d'huile dans le champ).

#### II.4.1 Principe

La méthode volumétrique est une méthode statique qui se base sur la connaissance des conditions géologiques du gisement, cette méthode est appliquée à tous les stades d'exploration et d'exploitation et pour tous les régimes de production.

Elle assimile le gisement à un bloc homogène qui a des paramètres pétrophysiques isotropiques et le volume de l'huile en place dans les conditions standards est donné par la relation :

Volume des réserves en place en conditions de fond

$$= \text{volume de roche imprégnée } (V_R) \times \frac{\text{hauteur utile}}{\text{hauteur totale}} \times \text{porosité} \times \text{saturation en hydrocarbures}$$

$$\text{Volume des réserves en place en conditions de surface} = \frac{\text{volume conditions fond}}{\text{facteur volumétrique de formation}}$$

La hauteur utile est égale à la hauteur totale diminuée des bancs argileux ou autres possédant des porosités et perméabilités très faibles.

#### ❖ Calcul du volume de roche imprégnée $V_R$

Pour effectuer ce calcul, nous considérons le gisement comme un ensemble, ou compartiments ou composé par plusieurs secteurs, puis découpe en vertical et horizontal.

#### Découpe horizontal

Il se fait automatique lorsque la structure est à cheval sur plusieurs permis ou concessions.

Si les données structurales et faciologiques diffèrent, on distinguera différents secteurs en se basant sur la présence de failles, d'ensellements et de variation de faciès. Dans ce cas les taux de soutirage par secteurs lie au nombre et l'implantation des forages de développement.

#### Découpe vertical

Il est en relation avec du modèle géologique retenu, par l'interprétation des données diagraphies et/ou des études sédimentologiques.

### II.4.2 Les paramètre pétrophysiques

#### La porosité ( $\Phi$ )

C'est la fraction du volume des vides par rapport au volume total de la roche

$$\phi (\%) = \frac{\text{Volume des vides}}{\text{Volume total}} \dots\dots\dots \text{II.1}$$

Elle est :

- Faible si  $\Phi < 5\%$
- Médiocre si  $5\% < \Phi < 10\%$
- Moyenne si  $10\% < \Phi < 20\%$
- Bonne si  $20\% < \Phi < 30\%$
- Excellente si  $\Phi > 30\%$

Il est d'usage de distinguer différents types de porosité :

#### ❖ Porosité utile $\Phi_u$ (effective ou connectée)

C'est le rapport entre le volume des pores reliés entre eux et le volume total de la roche, elle est accessible aux fluides libres, elle varie entre 1% et 40%. Elle est évaluée par la combinaison des porosités neutron, sonique et densité.

$$\Phi_u = (\Phi_N + \Phi_D + \Phi_{\Delta T})/3 \dots \dots \dots \text{II.2}$$

- $\Phi_N$  : porosité donnée par diagraphie de neutrons.
- $\Phi_D$  : porosité donnée par diagraphie de densité.
- $\Phi_{\Delta T}$  : porosité donnée par diagraphie sonique.

#### ❖ Porosité résiduelle $\Phi_r$

C'est le rapport entre le volume des pores non reliés entre eux et le volume total de la roche.

#### La perméabilité (K)

De manière simple on définit la perméabilité d'une roche comme la capacité de cette roche à se laisser traverser par un fluide. En fait, la perméabilité fait référence au degré avec lequel les espaces poreux de la roche sont connectés les uns aux autres. Dans une roche perméable, les trous et les fissures (pores) sont liés si bien qu'un fluide est capable de s'écouler lentement à travers la roche en suivant une trajectoire tortueuse.

La perméabilité est notée (K) et est exprimée en milli darcy (mD). Elle dépend fortement de la taille des grains dans la roche, de la porosité et de la saturation irréductible. La perméabilité est qualifiée de :

- Très faible si  $K < 1$  mD
- Faible si  $1 \text{ mD} \leq K \leq 10$  mD
- Médiocre si  $10 \text{ mD} \leq K \leq 50$  mD
- Moyenne si  $50 \text{ mD} \leq K \leq 200$  mD
- Bonne si  $200 \text{ mD} \leq K \leq 500$  mD
- Excellente si  $K \geq 500$  mD

A l'instar de la porosité, on distingue différents types de perméabilité :

#### ❖ Perméabilité absolue ( $K_a$ )

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.

#### ❖ Perméabilité effective ( $K_e$ )

C'est la perméabilité mesurée avec deux fluides présents.

#### ❖ Perméabilité relative ( $K_r$ )

C'est le rapport entre ( $K_a$ ) et ( $K_e$ ).

La perméabilité dépend essentiellement de la porosité et de la saturation en eau de la formation considérée.



### La saturation (S)

La saturation est le rapport des fluides qui remplissent les pores avec le volume des pores.

$$S = \frac{\text{Volume des fluides}}{\text{Volume des pores}} \dots\dots\dots \text{II.3}$$

**Dans la zone lavée**, les pores sont remplis de filtrat de boue et résidus d'hydrocarbure. On évalue, donc, les deux saturations, respectivement, Sxt et Sh par la formule :

$$S_{xt} + S_h = 1 \dots\dots\dots \text{II.4}$$

**Dans la zone vierge**, où les pores sont remplis d'eau et d'hydrocarbures, elle se traduit par les deux saturations respectives, Sw et Sh et par la formule :

$$S_w + S_h = 1 \dots\dots\dots \text{II.5}$$

Dans le cas où les hydrocarbures sont composés d'huile et de gaz, ils sont caractérisés par les deux saturations respectives So et Sg, et par la formule :

$$S_h = S_o + S_g \dots\dots\dots \text{II.6}$$

**Remarque :** Dans le cas d'un niveau réservoir aquifère,  $S_w = 1$  et  $S_{xt} = 1$

Avec :

- Sw : la saturation en eau dans la zone vierge, dont  $(S_w)^2 = (F \times R_w) / R_t$ .
- Sh : la saturation en hydrocarbure.
- Sg : la saturation en gaz.
- $S_{x_0}$  : la saturation en eau dans la zone lavée.

### La résistivité (R)

C'est la résistance qu'oppose une substance à laisser passer un courant électrique, elle est exprimée en « ohm. Mètre ». Chaque fluide et chacune des parties autour du trou de forage est caractérisé par sa propre résistivité que l'on désigne comme suit :

- Rw : Résistivité de l'eau de formation.
- Rm : Résistivité de la boue.
- Rmc : Résistivité du mud-cake.
- Rmf : Résistivité du filtrat de boue.
- Rxo : Résistivité de la formation de la zone lavée.
- Rt : Résistivité de la formation de la zone vierge.
- Ri : Résistivité de la formation de la zone intermédiaire.
- Rsh : Résistivité des argiles.

Ces résistivités permettent de définir un paramètre important que l'on appelle facteur de formation que l'on peut relier à une propriété fondamentale d'une formation réservoir, la porosité.

### Facteur de formation

Il est défini comme la valeur du rapport de la résistivité de la roche poreuse à la résistivité de l'eau qui l'imprègne :

$$F = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots \text{II.7}$$

Le facteur de formation d'une roche sans argile peut être relié à la porosité par la formule d'Archie :

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots \text{II.8}$$

- a : Coefficient dépendant de la lithologie, la nature de la roche
- m : Facteur de cimentation variant avec le degré de consolidation de la roche
- $\Phi$  : porosité effective

### Principe des mesures diagraphiques

Une diagraphie est un enregistrement continu, en fonction de la profondeur, d'un paramètre physique donné des formations géologiques traversées par le sondage. La mesure enregistrée se présente alors sous forme de courbe dont l'amplitude est sensible aux variations des propriétés pétrophysiques et au contenu en fluides des formations traversées. Selon que l'on enregistre les signaux émis spontanément par ces formations ou leurs réponses à un signal physique émis, on distinguera la mesure physique spontanée de celle obtenue par excitation. Spontanés ou provoqués, les signaux utilisés sont très diversifiés et les techniques et méthodes diagraphiques le sont tout aussi. L'interprétation des signaux émis spontanément par les formations ou des réponses à l'excitation permet de remonter à leurs propriétés pétrophysiques, non sans difficultés. Les mesures se passant dans le trou de forage, il est nécessaire de développer des outils et des technologies appropriés. Mais en gros, un outil de diagraphie consiste en une sonde qui comprend souvent un émetteur ou une source qui produit le signal envoyé aux formations et un récepteur (ou un capteur) permettant de détecter la réponse de la formation au signal émis ou tout simplement, le signal produit spontanément par la formation géologique traversée. Le signal capté est ensuite envoyé vers une électronique pour l'amplifier éventuellement, l'enregistrer et subir un traitement approprié pour l'améliorer et pouvoir en faire une interprétation.

## Type de diagraphies

### ❖ Diagraphies en cours de forage

Les mesures sont effectuées pendant l'opération de forage : (Logging while drilling ou LWD).

### ❖ Diagraphies différées

L'ensemble des tiges de forage est retiré du trou de forage, afin que l'on puisse y descendre des sondes liées à l'extrémité d'un câble conducteur.

### ❖ Diagraphies de production

Le puits est mis en état de produire, ainsi des mesures d'autres paramètres physiques sont effectuées pendant la production et les sondes sont de dimensions réduites pour passer à travers le tubing de production.

## Classification des diagraphies

Il y'a trois types de diagraphies qui se déclinent en différentes variantes (Figure 03) :

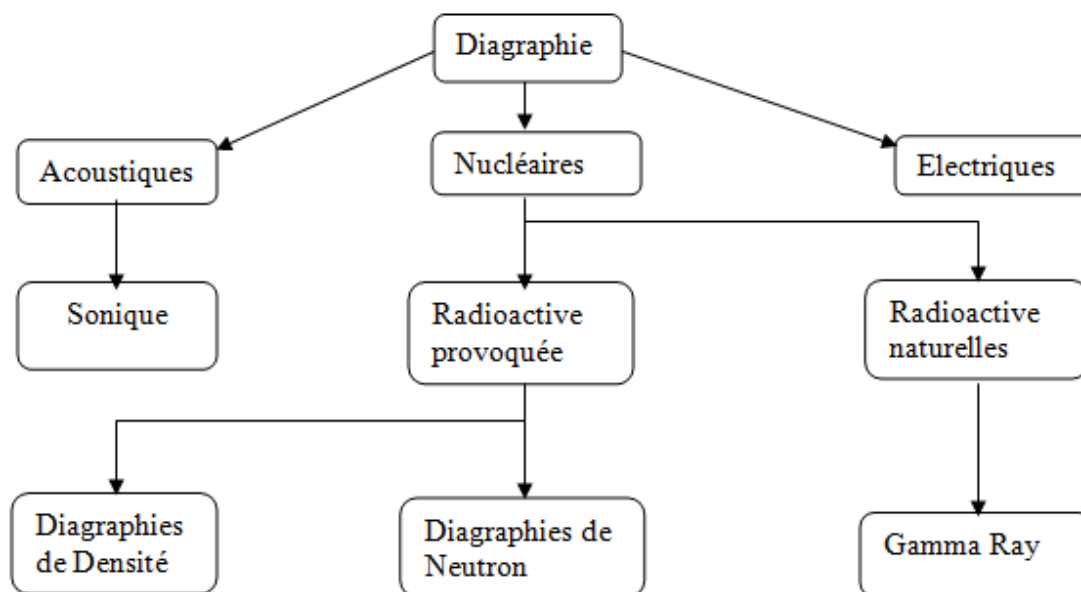


Figure II.3 : Schéma présentant la classification des diagraphies.

### Les différentes diagraphies utilisées

#### ➤ Diagraphies de radioactivité naturelle (Gamma Ray ou GR)

C'est un enregistrement de la radioactivité naturelle des roches. Potentiellement, elle résulte de la présence de trois éléments : l'uranium, le thorium et le potassium.

#### ➤ Diagraphies électriques (Diagraphies de Résistivité)

Les diagraphies de résistivité dépendent de la composition de la roche en éléments solides et de la nature des fluides contenus.

➤ **Diagraphies Neutron (Indice d'Hydrogène)**

Lorsque l'on soumet une formation à un bombardement de neutrons rapides, plusieurs types d'interactions neutrons/noyaux peuvent prendre naissance. L'évaluation qualitative de ces phénomènes peut renseigner sur le contenu atomique de la formation.

➤ **Diagraphie gamma-gamma ou (de densité)**

Les diagraphies de cette nature sont toutes basées sur le principe de l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis au bombardement radioactif.

➤ **Diagraphies acoustiques (Sonde Sonic)**

Des ondes acoustiques peuvent se propager dans n'importe quel milieu solide. Dans un milieu infini, deux types d'ondes se propagent, une onde de compression et une onde de cisaillement.

➤ **Mesure du diamètre du trou (Caliper)**

Il consiste en des bras d'un outil qui s'ouvrent au cours de la remontée pour mesurer le diamètre réel du puits sur plusieurs diagonales.

### II.4.3 Calcul des réserves

Calcul volumétrique des quantités des hydrocarbures en place obtenir par l'application de relation suivante :

$$\text{Volume des réserves en place} = [A * H_{u \text{ moy}} * \Phi_{\text{moy}} * (1 - S_{w \text{ moy}})] / B_0 \quad (\text{II . 8})$$

### II.4.4 Calcul du volume total de la roche réservoir

✚ **Calcul de la surface de la zone à huile**

La surface de la zone d'huile est délimitée par le contour des contacts eau-huile et huile-gaz, elle délimitée et évaluée à :

A

✚ **Calcul de la hauteur utile**

La hauteur utile calcule comme une moyenne pondérée à l'aide de la formule générale :

$$H_{u \text{ moy}} = \sum_{i=1}^{i=n} h_i / N = \frac{h_1 + h_2 + \dots + h_n}{N} \quad (\text{II . 9})$$

Avec :

$H_u$  moy : la hauteur moyenne (m).

$h_i$  : les hauteurs de chaque puits de la zone 03 c (m).

$N$  : nombre des puits.

Après avoir fait les calculs pour le cas de la zone 03, on a abouti au résultat suivant :

### **Hu moy**

Le volume de la roche réservoir est :

$$V_{\text{roche}} = A * H_u \text{ moy}$$

### **✚ Calcul du coefficient de porosité**

La valeur moyenne du coefficient de porosité est donnée par la moyenne pondérée des porosités partielles relevées dans les différents puits, c'est-à-dire :

$$\phi_{\text{moy}} = \sum_{i=1}^{i=n} \phi_i / N = \frac{\phi_1 + \phi_2 + \dots + \phi_n}{N} \quad (\text{II . 10})$$

Avec :

$\Phi_{\text{moy}}$  : la porosité moyenne en (%).

$\Phi_i$  : la porosité de chaque puits de la zone 03 (%).

$N$  : nombre des puits.

Le calcul nous donne comme valeur de la porosité moyenne :

$$\Phi_{\text{moy}}$$

### **II.4.5 Evaluation de la saturation en huile du gisement :**

Les mesures de saturation au laboratoire ne sont pas faites pour tous les puits c'est pourquoi nous avons utilisé les valeurs moyennes de saturation mesurées à l'aide des diagraphies.

$$S_{w_{\text{moy}}} = \sum_{i=1}^{i=n} S_{w_i} / N = \frac{S_{w_1} + S_{w_2} + \dots + S_{w_n}}{N} \quad (\text{II . 11})$$

Avec :

$S_{w_{\text{moy}}}$  : la saturation moyenne en eau (%).

$S_{w_i}$  : la saturation en eau de chaque puits de la zone 03 (%).

$N$  : nombre des puits.

Le calcul nous donne comme valeur de saturation moyenne en eau :

$$S_{w_{\text{moy}}}$$

La relation suivante nous permet alors d'accéder à la valeur moyenne de la saturation en

huile qui est calculée en fonction de la saturation en eau :

$$S_{o \text{ moy}} = 1 - S_{w \text{ moy}}$$

Le calcul nous fournit comme valeur moyenne de la saturation en huile :

$$S_{o \text{ moy}}$$

#### ✚ Facteur Volumétrique de Fond (FVF) « Bo » :

Les hydrocarbures contiennent des éléments plus légers (C1, C2, C3, C4, H2S, CO2, ...etc.). En abaissant la pression (quand on atteint la pression de saturation ou pression de bulle), ces éléments commencent à se gazéifier. Par exemple, pour récupérer 1m<sup>3</sup> d'huile de fond, un volume supérieur doit être extrait, la différence entre ces deux volume est appelé Facteur Volumétrique du Fond (FVF).

Le FVF est variable (il varie d'un champ à l'autre). Dans le champ de zone 03, le FVF est égale à :

$$B_o$$

#### ✚ Application de la méthode volumétrique

Après avoir déterminé les différents paramètres utilisés dans la formule citée ci-dessus, on peut déterminer les réserves d'huile en place.

Drain	Porosité	S <sub>wi</sub>	Hu moy	Surface (zone 3c)
D5	0.218	0.135	3,924	2.053*10 <sup>7</sup>
D4	0.061	0.028	23.500	
D3	0.077	0.215	11.094	
D2	0.078	0.064	20.647	
ID	0.088	0.054	16.539	

Tableau II-1 : caractéristique de pétro physique de zone 3c

#### II.4.6 Formule de calculer :

$$N = S * H_u * \phi_{moy} * (1 - S_{wi}) / B_{oi} \quad (\text{II . 12})$$

**Résultats :**

La surface délimitée est évaluée à :. Les paramètres pétro physiques calculés sont les suivants :

$$Hu_{\text{moy}} : 120.2$$

$$\Phi_{\text{moy}} : 0.09$$

$$So_i : 0.14$$

$$\text{Le surface de zone 3c} = 2.053 * 10^7 \text{ m}^2$$

$$\text{Le facteur volumétrique de fond initial est : } Bo_i = 1.541$$

$$\text{OOIP} = 239 \text{ M stm}^3$$

## II.5 Méthodes de bilan matière

L'équation du bilan matière a long temps été considérée comme l'une des outils d'engineering réservoirs pour interpréter et prédire les performances des réservoirs.

Dans ce chapitre, le bilan matière de dimension zéro est dérivé et ensuite appliqué, en utilisant principalement la technique interprétative, pour acquérir une compréhension des mécanismes d'entraînement du réservoir dans des conditions de récupération primaire.

Enfin, certaines des incertitudes attachées à l'estimation de la compressibilité des pores in situ une composante de base dans l'équation du bilan matière, sont discutées qualitativement.

Bien que les techniques classiques de bilan matière, autrefois appliquées, soient aujourd'hui largement supplantées par les simulateurs numériques, essentiellement multidimensionnels, méthode de bilans matières dynamiques multi phases, l'approche classique vaut bien étudier car il fournit un aperçu précieux du comportement des hydrocarbures de réservoirs.

### II.5.1 Le principe de bilan matière

Elle basesur le déplacement de fluide sous la différence de pression (elle vise uniquement les réserves dynamiques),elle n'est applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (2ans au minimum).

Cette méthode basée sur la loi de conservation de la masse des fluides qui s'écoulent dans le milieu poreux, dont l'équation principale est la suivante :

$$\text{Quantité originale en place} = \text{Quantité produite} + \text{Quantité restante}$$

Ceci peut être synthétisé dans l'équation fondamentale :

$$F = N \cdot E_t + W_e$$

Avec :

F: Original Oil In Place (OOIP).

Et : terme d'expansion, en fonction des paramètres du PVT et du réservoir.

W<sub>e</sub> : est le terme d'apport d'eau.

L'équation du bilan matière est de dimension zéro, c'est-à-dire qu'elle est basée sur un modèle de réservoir et ne prend pas en compte : la géométrie du réservoir, les zones de drainage, la position et l'orientation des puits, etc.

Cependant, l'approche du bilan matières peut être un outil très utile pour effectuer de nombreuses tâches, dont certaines sont soulignées ci-dessous :

- Quantifier différents paramètres d'un réservoir tels que les hydrocarbures en place, gaz cup size, etc ;
- Déterminer la présence, le type et la size d'un aquifère, l'angle d'empiétement, etc ;

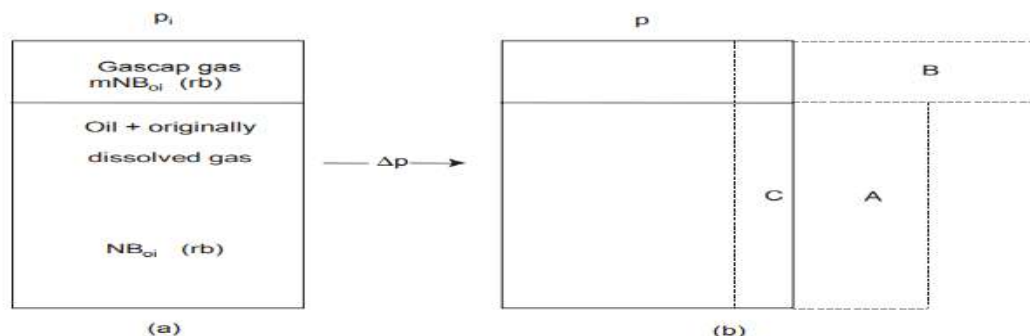


- Estimer la profondeur des contacts gaz/huile, eau/huile, gaz/eau ;
- Prédire la pression du réservoir pour un programme de production et/ou d'injection donné ;
- Performances du réservoir et les contre-pressions du collecteur pour un programme de production donné ;
- Prédisez les performances du réservoir et la production du puits pour un programme de pression d'admission donné.

### II.5.2 Forme générale de l'équation

La forme générale de l'équation du bilan matière a été présentée pour la première fois par Schilthuis 1 dans 1941. L'équation est dérivée comme un solde de volume qui équivaut à la production observée, exprimée en prélèvement souterrain, à l'expansion des fluides dans le réservoir résultant d'une chute de pression finie.

La situation est décrite dans fig. 1 dans laquelle (a) représente le volume de fluide à la pression initiale  $p_i$  dans un réservoir qui a un gas cap fini. La figure .1 (b) illustre l'effet de la réduction de la pression d'une quantité  $\Delta p$  et permettant aux volumes de fluide de se dilater, dans un sens, dans le réservoir.



**Figure II.4 :** Changements de volume dans le réservoir associés à une perte de charge finie  $\Delta p$ . D'après la figure ci-dessus on peut exprimer le soutirage du fluide comme suit :

Soutirage = (Expansion d'huile + Expansion du gaz dissout + expansion du gaz cap + Changement de volume de la roche et l'expansion de l'eau interstitielle).

Les différents termes sont exprimés par les équations suivantes :

### II.5.3 Soutirage

Au niveau de la surface on produit une quantité de gaz d'huile plus une quantité et une quantité d'eau, donc le soutirage est donné comme suit :

$$N_p B_0 + (R_p - R_s) + W_p B_w \quad (\text{II} . 13)$$

Tell que :

**$N_p$**  : Production d'huile cumulée en [STm<sup>3</sup>] ;

**$B_0$**  : Facteur volumétrique du fond d'huile [Rm<sup>3</sup>/ STm<sup>3</sup>];

**R<sub>p</sub>** : GOR de production [m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>];

**R<sub>s</sub>** : GOR de dissolution [m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>];

**B<sub>g</sub>** : Facteur volumétrique du fond de gaz [Rm<sup>3</sup>/ STm<sup>3</sup>];

**W<sub>p</sub>** : Production d'eau cumulée [STm<sup>3</sup>];

**B<sub>w</sub>** : Facteur volumétrique du fond d'eau [Rm<sup>3</sup>/ STm<sup>3</sup>].

#### II.5.4 Expansion de l'huile

Le volume d'huile à l'état initial est **N\*B<sub>oi</sub>**, après une chute de pression il deviendra **N\*B<sub>o</sub>**, l'expansion d'huile s'exprime ainsi :

$$N(B_0 - B_{oi}) \quad (\text{II . 14})$$

#### II.5.5 Expansion du gaz dissous

Avant d'atteindre la pression de bulle la quantité totale de gaz dans le réservoir est **N\*R<sub>si</sub>** qui est totalement dissous dans l'huile .une fois la pression de gisement descend au-dessous de la pression de bulle, on aura une libération de gaz dans le réservoir donc la quantité de gaz qui reste dissoute dans l'huile sera **N\*R<sub>s</sub>**.

L'équation de l'expansion du gaz dissous sera :

$$N(R_{si} - R_s)B_g \quad (\text{II . 15})$$

#### II.5.6 Expansion du gaz cap

Tout d'abord on définit **m** comme étant le rapport entre la quantité initiale d'huile dans le réservoir :

$$m = \frac{G * B_{gi}}{N * B_{oi}} \quad (\text{II . 16})$$

La quantité initiale de gaz cap **G** dans le réservoir est exprimée ainsi :

$$G = \frac{m * N * B_{oi}}{B_{gi}} \quad (\text{II . 17})$$

Après une chute de pression le volume du gaz cap sera **G.B<sub>g</sub>** l'expansion du gaz cap sera donc :

$$GB_g - GB_{gi} = mNB_{oi} \left[ \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] \quad (\text{II . 18})$$

#### II.5.7 Compaction de la roche et expansion de l'eau interstitielle

Soit :

- $\Delta V_p$  = le changement du volume de roche ;
- $\Delta V_w$  = le changement du volume de l'eau interstitielle.

Ces deux termes peuvent être exprimés en fonction de la compressibilité comme suit :

$$\Delta V_p = C_f V_p \Delta P \quad (\text{II.19})$$

$$\Delta V_w = C_w V_w \Delta P \quad (\text{II.20})$$

Avec

$$\Delta P = P_i - P \quad (\text{II.21})$$

Nous avons :

$$V_p(1 - S_{wi}) = N B_{0i} + G B_{gi} \Leftrightarrow V_p = \frac{N B_{0i}(1 + m)}{(1 - S_{wi})} \quad (\text{II.22})$$

On a aussi :

$$V_w = V_p * S_{wi} \Leftrightarrow V_w = N B_{0i}(1 + m) \frac{S_{wi}}{(1 - S_{wi})} \quad (\text{II.23})$$

Le changement du volume de roche et l'expansion de l'eau interstitielle seront donc donnés par l'équation suivante :

$$\Delta V_p + \Delta V_w = N B_{0i}(1 + m) \frac{C_f + C_w S_{wi}}{(1 - S_{wi})} \Delta P \quad (\text{II.24})$$

Si on prend en considération les entrées d'eau et l'injection d'eau et de gaz :

$$\diamond \text{ Entrées d'eau : } W_e - W_p B_w \quad (\text{II.25})$$

$$\diamond \text{ L'injection d'eau : } W_{inj} B_w \quad (\text{II.26})$$

$$\diamond \text{ L'injection de gaz : } G_{inj} B_g \quad (\text{II.27})$$

◇

L'équation finale du bilan matière sera :

$$N \left[ B_0 - B_{0i} + B_g (R_{si} - R_s) + m B_{0i} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) B_{0i} \left( \frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \right] + W_e - W_p B_w + W_{inj} B_w + G_{inj} B_g = N_p [B_0 + B_g (R_p - R_s)] \quad (\text{II.28})$$

### II.5.8 Calculer la réserve de réservoir de gaz :

Si l'on dispose d'un historique assez conséquent de production, le volume de gaz initialement en place  $G$  et la pression initiale de réservoir  $P_i$  peuvent être calculées sans tenir compte de paramètres pétro-physique du réservoir. De l'étendue de ce dernier, ce qui est possible en formant un bilan de masse ou de mole sur le gaz comme suite :  $N_p = N_i - N_f$

$N_p$  : nombre de mole de gaz produit

$N_i$  : nombre de mole de gaz initial

$N_f$  : nombre de mole de gaz restant dans réservoir

Représentant le réservoir de gaz par un récipient idéalisé de gaz

Equation :

$$\frac{P_{sc} G_p}{RT_{sc}} = \frac{P_i G}{Z_i RT} - \frac{P[V - (W_e - W_p)]}{ZRT} \quad (\text{II . 29})$$

En général les réservoirs de gaz peuvent être classés en deux catégories :

Volumetric gaz réservoir

Water – drive gaz réservoir

Equation de MBAL sous forme d'équation de droite :

Le soutirage = expansion de gaz + expansion d'eau et compaction des pores + entre d'eau

$$G_p B_g + W_p B_w = G (B_g - B_{gi}) + G B_{gi} \frac{(C_w S_{wi} + C_f)}{1 - S_{wi}} \Delta P + W_e B_w \quad (\text{II . 30})$$

## II.6 CONCLUSION

La méthode de martiale de balance qui est basée sur les historiques de production tel que les productions d'huile, de gaz et d'eau, ainsi que les historiques des Pression de gisement, qui elle permet d'estimer et évaluer OOIP à chaque palier de production qui peut choisir, à fin d'estimé le taux de récupération pour avoir une idée sur le l'avancement d'exploitation du gisement.

Dans le chapitre 3 montrer comme utilisée logiciel MBAL dans la zone 3c

**Chapitre III :**  
**Calcul des réserves par**  
**MBAL Zone 3c HMD**

### III.1 Introduction:

Permet d'effectuer une analyse adimensionnelle du réservoir tout au long de la vie du champ. Contrairement à la théorie classique, MBAL peut être utilisé pour décrire tout fluide d'hydrocarbure (pétrole, gaz ou condensat) en utilisant soit de l'huile noire, soit des descriptions de composition. Cette évolution du concept de bilan matière est une autre innovation de Petroleum Experts.

### III.2 MODEL MBAL :

Pour estimer les réserves d'huile en place par BILAN MATIERE dans notre réservoir on doit utiliser le logiciel MBAL

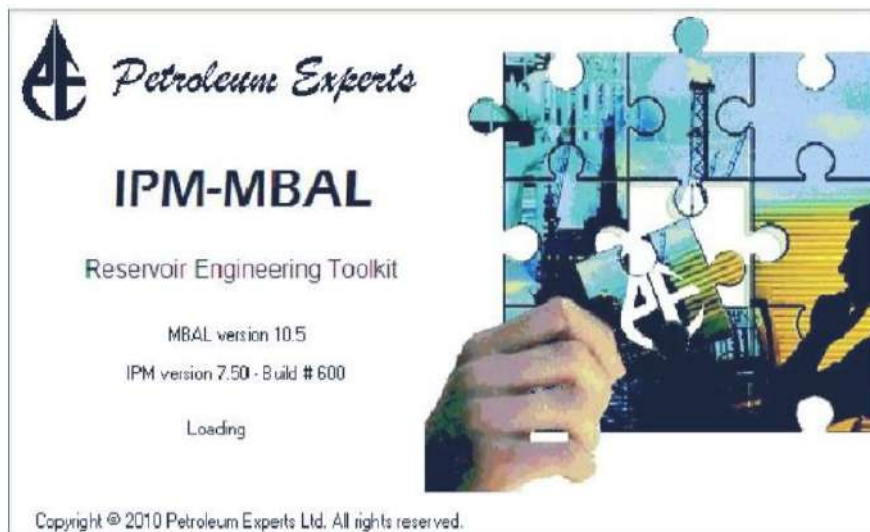


Figure III -1 : Model MBAL

#### III.2.1 Tool : Déterminer la méthode d'estimation des réserves en Place

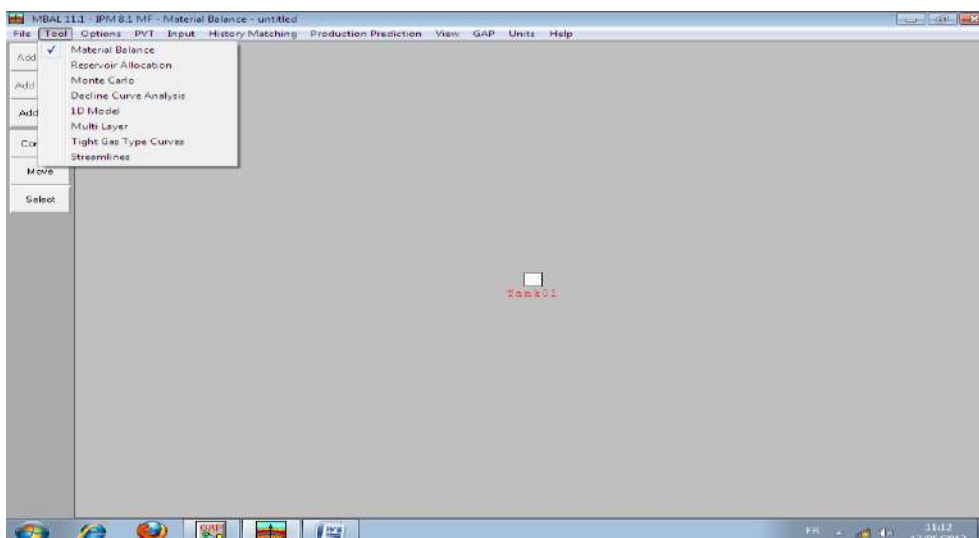


Figure III -2 : Déterminer la méthode

### III .2.2 Les données d'entrée :

Le logiciel MBAL exige certaines données pour calculer :

#### III .2.2.1 Les options du système :

Les définitions des options du système sont :

- Réservoir Fluide : Oil
- Tank Model : Single model
- PVT Model : Simple PVT
- Historique de production : By Wells

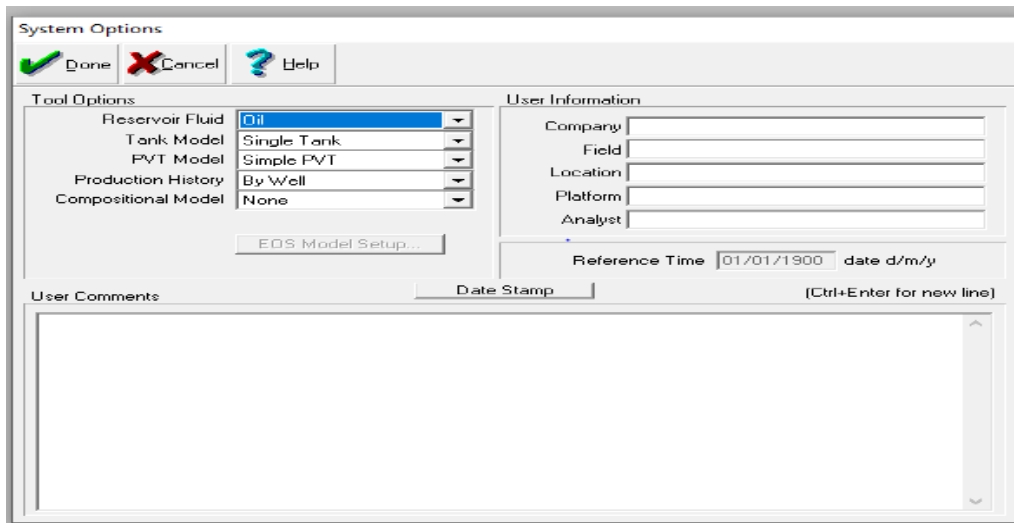


Figure III -3 : system options

#### III .2.2.2 Les données PVT

Les données PVT sont importées à partir de fichier PVT. Pour valider les données PVT on a besoin de :

Température du réservoir : **118 °C**

Pression de bulle : **160 kg /cm<sup>2</sup>**

GOR: **210 sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>**

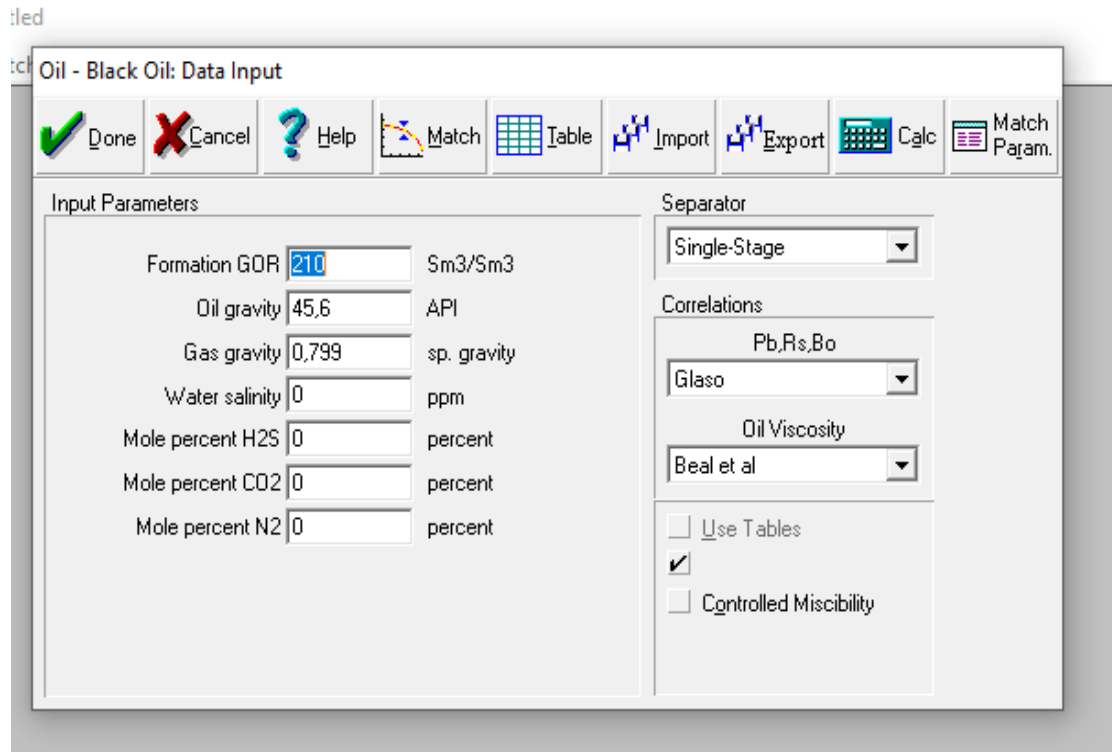


Figure III - 4: black Huile (Data Input)

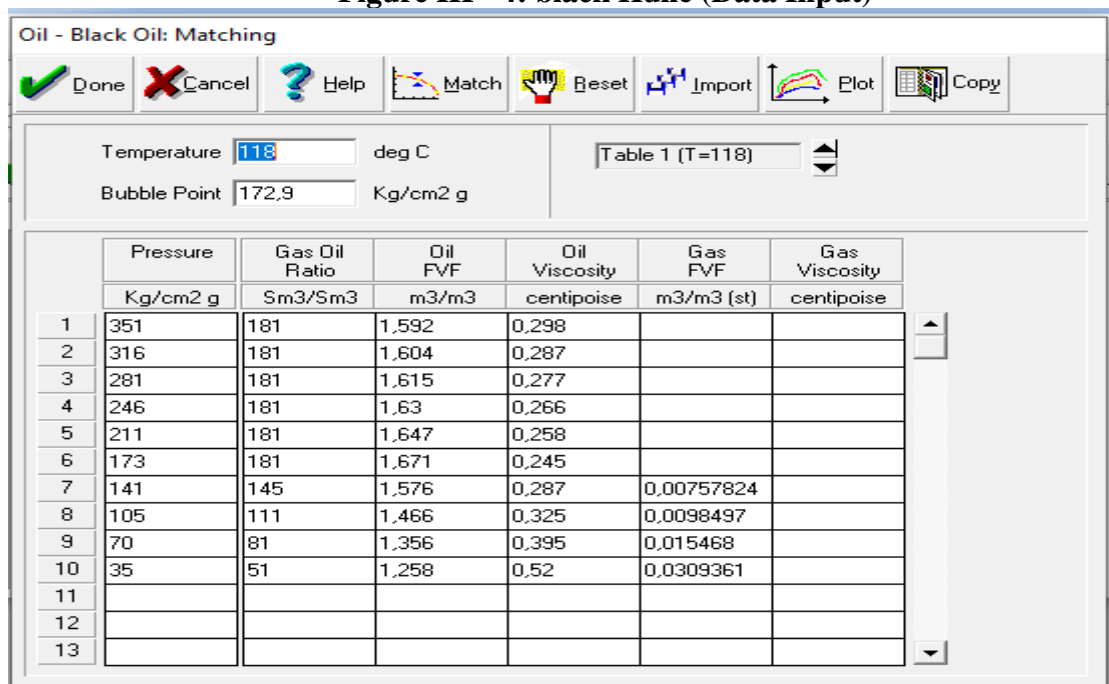
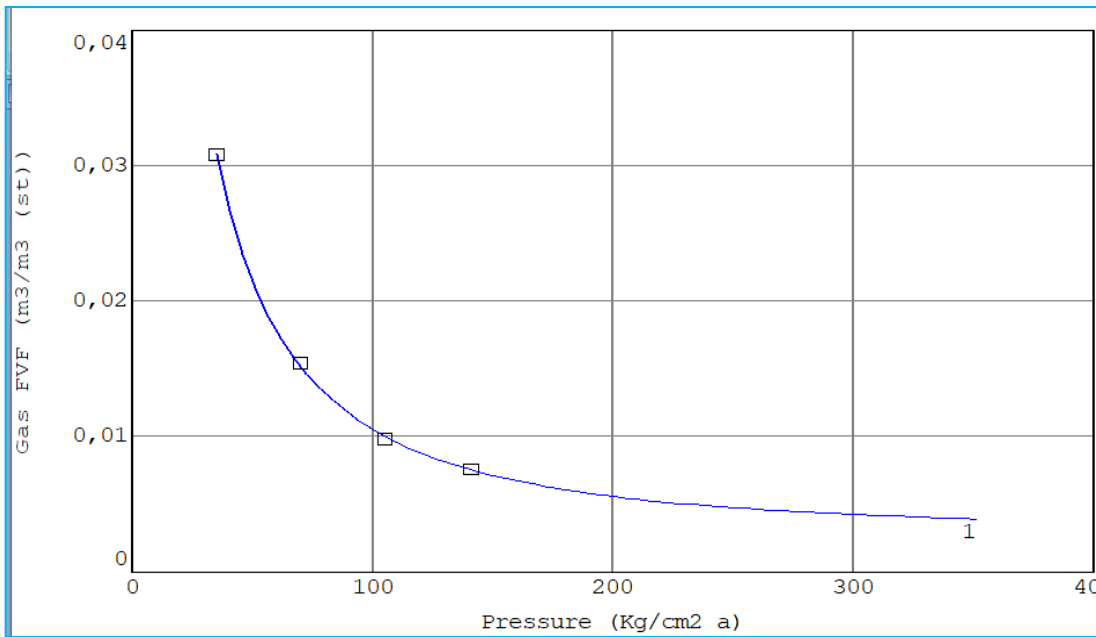
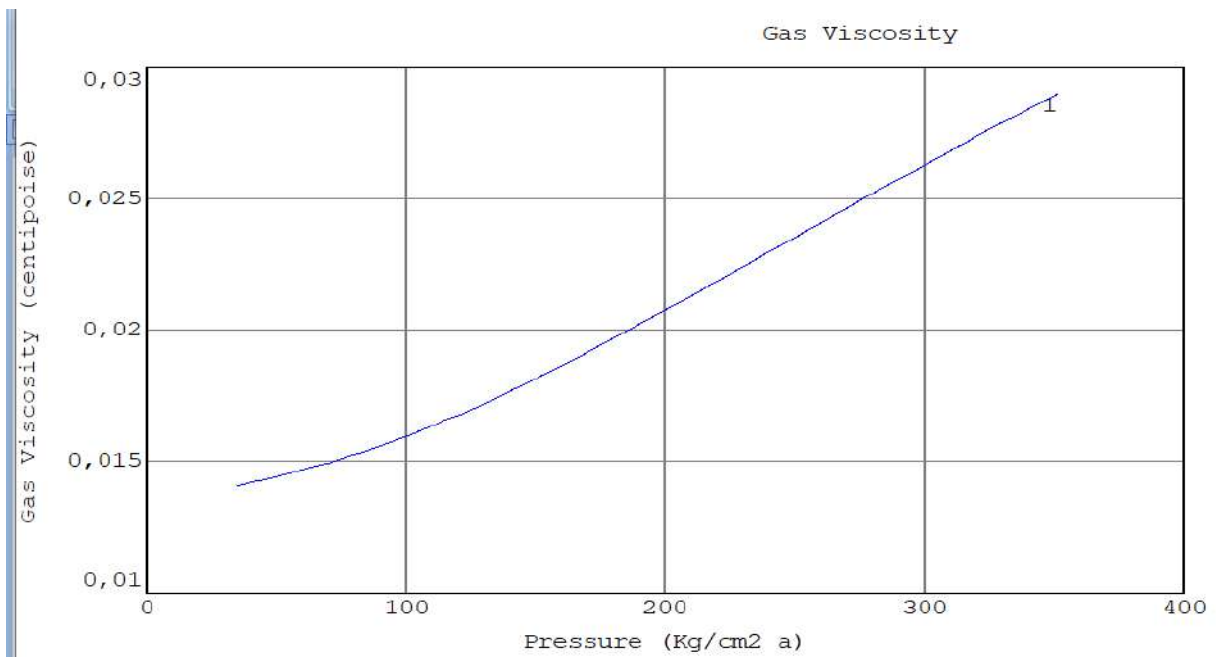


Figure III -5 : black Huile (Matching)

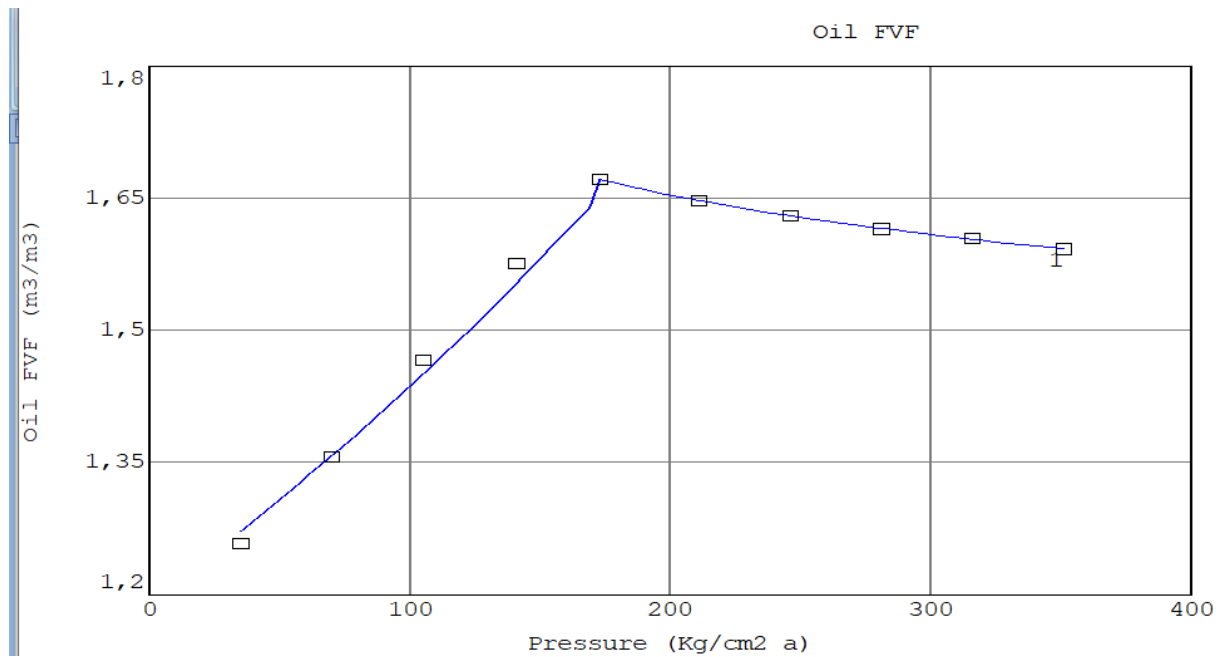




**Figure III -6 : Le Rs DE FLUIDES RESERVOIR ZONE 3C**



**Figure III -7 : VISCOSITE DE FLUIDES RESERVOIR ON FONCTION DE PRESSIONS DE GISEMENT ZONE 3C.**



**Figure III -8 : LE FVF DE FLUIDES RESERVOIR ON FONCTION DE PRESSION DE GISEMENT ZONE 3C**

### III .2.3 Les données de réservoir :

Paramètre de réservoir :

**Type de réservoir : Oil**

**Température : 118°C**

**Pression initiale : 482 kg /cm<sup>2</sup>**

**Porosité : 0,075**

**Saturation d'eau : 0.15**

**Compressibilité d'eau : use correlation**

**Initial Gas Cap : 0**

**OOIP : 20 e+3 km<sup>3</sup>**

**Star Production : 01/01/1960**

Tank Input Data - Tank Parameters

Done Cancel Help Import

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Well Production Allocation	Production History
Tank Type: Oil Name: Tank01 Temperature: 118 deg C Initial Pressure: 482 Kg/cm2 g Porosity: 0,075 fraction Connate Water Saturation: 0,15 fraction Water Compressibility: Use Corr 1/psi Initial Gas Cap: 0 Original Oil In Place: 50e+3 km3 Start of Production: 01/01/1960 date d/m/y						<input type="checkbox"/> Monitor Contacts <input type="checkbox"/> Gas Coning <input type="checkbox"/> Water Coning <input type="checkbox"/> Use Fractional Flow Table (instead of rel perms)	
						<input type="button" value="Calculate Pb..."/>	
<input type="button" value=" &lt;&lt; Prior"/> <input type="button" value=" Next &gt;&gt; "/> <input type="button" value=" Validate "/>							

Figure III-9 : Tank Paramètre

III.3 Historique de production :

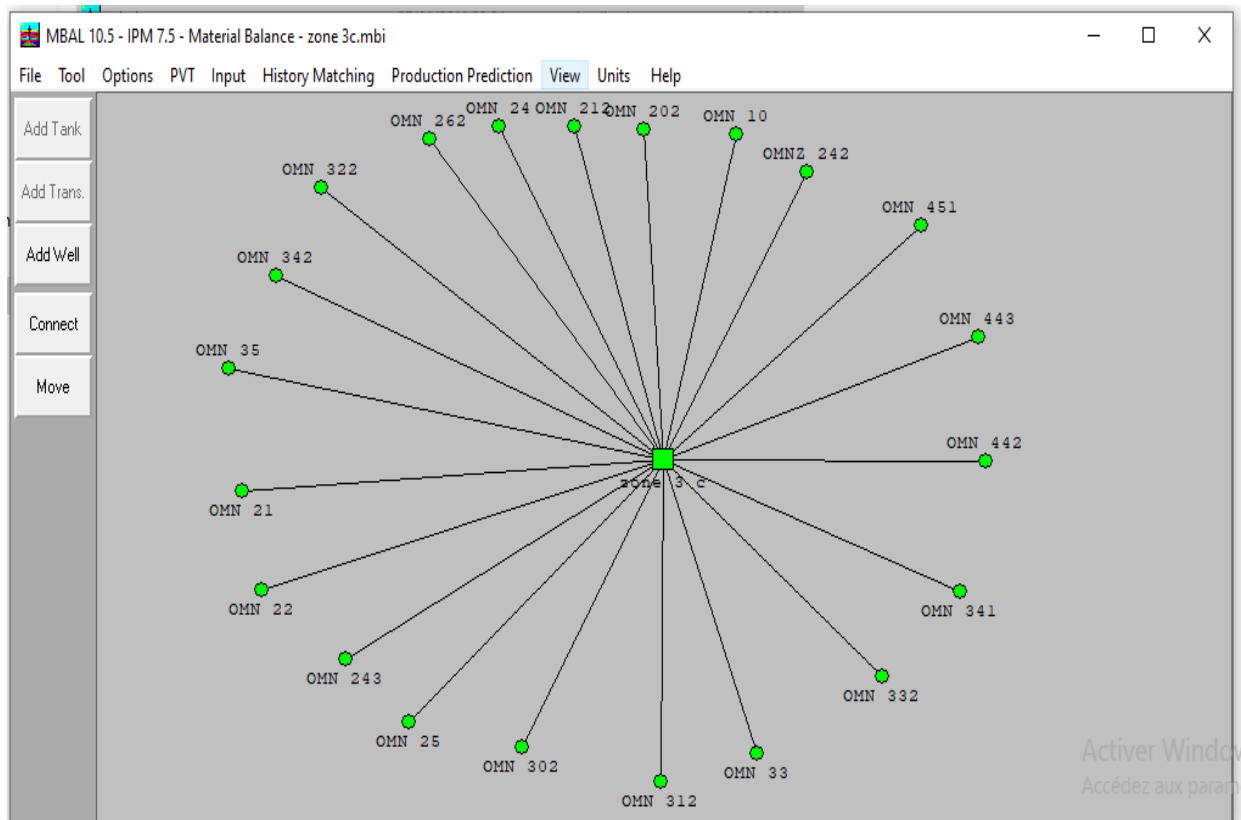
Tank Input Data - Production History

Done Cancel Help Import Plot Report Copy Layout Calc Calc Rate

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Well Production Allocation	Production History	
Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected	Regression Weighting	Comment
date d/m/y	Kg/cm2 a	km3	kSm3	km3	kSm3	km3		
17	01/10/1963	468,183	6,75053	1353	0	0	Medium	Edit..
18	01/01/1964	466,304	23,3491	4680,67	0	0	Medium	Edit..
19	01/04/1964	458,426	41,9596	8408,78	0	0	Medium	Edit..
20	01/07/1964	449,475	60,8179	12186,9	0	0	Medium	Edit..
21	01/10/1964	440,426	79,8639	15999,5	0	0	Medium	Edit..
22	01/01/1965	433,864	99,9973	20029,2	0	0	Medium	Edit..
23	01/04/1965	429,773	116,653	23363,4	0	0	Medium	Edit..
24	01/07/1965	425,636	133,491	26739,1	0	0	Medium	Edit..
25	01/10/1965	424,573	149,946	30038,6	0	0	Medium	Edit..
26	01/01/1966	424,068	166,651	33382,2	0	0	Medium	Edit..
27	01/04/1966	423,575	183,527	36760,4	0	0	Medium	Edit..
28	01/07/1966	423,077	200,712	40205,7	0	0	Medium	Edit..
29	01/10/1966	421,846	218,069	43682,7	0	0	Medium	Edit..
30	01/01/1967	420,485	235,409	47150,7	0	0	Medium	Edit..
31	01/04/1967	419,153	251,736	50421,2	0	0	Medium	Edit..
32	01/07/1967	417,807	268,361	53751,6	0	0	Medium	Edit..

Work with GOR

Figure III-10 : Historique de Production



**Figure III-11 : Modelée de MBAL pour réservoir zone 3c**

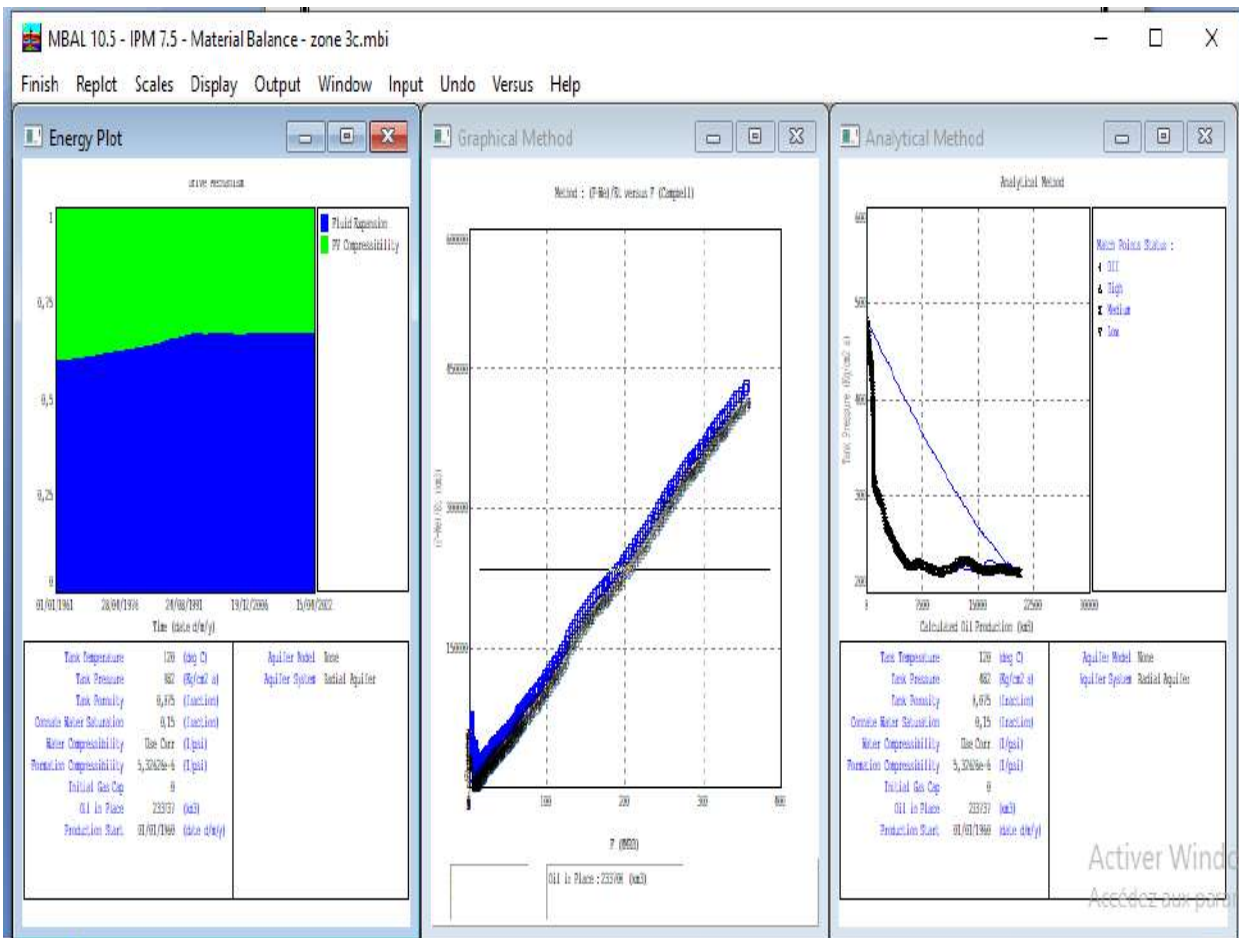
La valeur de OOIP entrée dans logiciel MBAL qui faite le calage est de

$$OOIP = 233 \text{ Mm}^3$$

Pour calculer OOIP par Méthode Volumétrique

$$OOIP = 239 \text{ Mm}^3$$

### III.4 Résultats par MABL :



**Figure III-12 : Analytique méthode +Graphical méthode +Mécanique de drainage**

La méthode utilisée pour estimation des réserves en place (OOIP) est la méthode de simulation des pressions de gisement.

On a les pressions de gisement mesurés (réel) à partir des assai des puits (DST, Build-Up, PFS) pendant l'historique de production. Le calage des pressions est se fait entre les pressions de gisement réel (PG well test) et les pressions gisement simulées par logiciel MBAL (PG matériel balance) qui est variée solen des valeurs de OOIP entrées chaque fois

## **Conclusion générale**

L'ingénieur de réservoir il faut connaître les réservés par les deux méthodes pour une bonne étude de développement de la zone et pour récupérer le maximum des hydrocarbures par ce que chaque méthode donné des informations déférant que l'autre par exemple la méthode volumétrique donné les réserves par drain mais non donne pas le régime de drainage et leur taux de participation pour la récupération.

Nous avons réalisé en Logicial MBAL il approuve historiques de production Et pression de gisement et but de l'étude en MBAL est connaissances estimation des réserves en place et quantité de hydrocarbure .

Des précautions doivent être prises lorsque l'historique correspond à un système complexe.

Lorsqu'il utilise la transmissibilité, l'utilisateur ne peut pas simplement régresser sur tout à la fois car cela pose un problème difficile à résoudre (solutions infinies).

Au lieu de cela, il est recommandé de diviser le problème en étapes logiques et d'utiliser la transmissibilité pour affiner la réponse du modèle.

Contraintes de l'étude :

L'estimation de réserve peut être utilisé pour déterminer les meilleurs drains qui contienne des hydrocarbures pour implémenter des nouveaux puits dirigée et horizontaux, les réserves de la zone 3c par méthode **volumétrique 239M m<sup>3</sup>** et Logicial MBAL **233M m<sup>3</sup>**.

Nous vous informons que le mémorand contient encore des lacunes en raison du manque d'informations

**Bibliographie :**

- [1] - Ahmed Tarek (2010), "Oil Recovery Mechanisms and the Material Balance Equation"
- [2] Reservoir Engineering ; Fourth Edition ; p : 752-804] Elsevier, USA.
- [3] - Burya, Y. G. ; Yudin, I. K. ; Dechabo, V. A. ; Kosov, V. I. ; Anisimov, M. A. "Light- scattering Study of Petroleum Asphaltene Aggregation". 2001.
- [4] - Branco, V.A.M., Mnsoori, G.A., De Almeida Xavier, L.C., Park, H., Manafi, H.,"Asphaltene flocculation and collapse from petroleum fluids".2001.
- [5] Data banque.
- [6] Document Sonatrach HMD (service réservoir).
- [7] - manuel de traitement des eaux d'injection « édition technip ».
- [8] - Pfeiffer J. P, " The Properties of Asphaltic Bitumen", Elsevier, Amsterdam, 1950.
- [9] - René cossé, « Evaluation des quantites d'hydrocarbures en place » [Le gisement ; Edition TECHNIP ; P : 107-110], paris, 1988.
- [10] -Rrné cossé, « Drainage naturel, Estimation des reserves » [Le gisement, Edition TECHNIP, p : 193-219], paris, 1988
- [11] Modern Reservoir Engineering
- [12] Réservoir Performance Prediction Using MBAL

## ANNEXE A : les Paramètre initial de zone 3c

Température	Pression	Pression de bulle	Rs Corrigé	Bo Corrigé	Viscosité	Bg
	Kg/Cm2	Kg/Cm2	v/v (Sm3/Sm3)	v/v (Sm3/Sm3)	Cp	m3/m3 (St)
118	351	172,9	181	1,592	0,298	
118	316	172,9	181	1,604	0,287	
118	281	172,9	181	1,615	0,277	
118	246	172,9	181	1,630	0,266	
118	211	172,9	181	1,647	0,258	
118	173	172,9	181	1,671	0,245	
118	141	172,9	145	1,576	0,287	0,00754
118	105	172,9	111	1,466	0,325	0,0098
118	70	172,9	81	1,356	0,395	0,01539
118	35	172,9	51	1,258	0,52	0,03078

Tableau A-1 : initial Paramètre de zone 3c

## ANNEXE B : Historique de Production Quelques Puits dans Zone 3C

Cv.Cum_Oil_Corrigé Km3	Prod_Gaz_Cum_Wprod Kil_GasInj_Cor/aterInj_Corrigé Km3					
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
0.624	124.800	0.000	0.000	0.000	0.000	
6.830	1366.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
16.353	3270.600	0.000	0.000	0.000	0.000	
26.145	5229.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
36.412	7282.400	0.000	0.000	0.000	0.000	
47.860	9572.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
62.741	12548.200	0.000	0.000	0.000	0.000	

Tableau B-1 : Historiques de Production de Puits : OMN 302



## ANNEXE C : Les caractéristique Pétrophysiques.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTES					INTERPRETATION PARELAN						
DRAIN	TOIT (m)	MUR (m)	EPAIS. (m)	K (*) (mD)	φ (%)	So (%)	Sw (%)	EP-CAR	DENS-SILT	INTERVALLE INTERP	EP.INTERP (m)	φ (%)	Sw (%)	Vc1 (%)
D5	3285__3305		20	0.02	6.6	9.7	14.0			3290__3305	15	4.78	26.79	12.13
D4	3305__3335		30	13.46	6.6	15.2	4.3			3305__3335	30	6.41	10.50	4.38
D3	3335__3357		22	67.58	8.8	18.9	7.6			3335__3357	22	7.17	29.69	7.77
D2	3357__3379		22	4.48	9.4	22.3	7.1			3357__3379	22	7.07	15.05	3.41
ID	3379__3410		31	5.52	8.1	21.7	5.7			3379__3410	31	7.43	19.16	4.33
D1	3410__3423.5		13.5	6.01	8.5	23.9	4.9			3410__3420	10	8.18	22.85	7.74