

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

**Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique**



**Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou**

**Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques**

**Département de Géologie**

## **Mémoire**

En vue de l'obtention du Diplôme de Master Académique en Géologie

Spécialité : Géologie générale

Option : Bassins sédimentaires

## **Sujet**

*Contribution à la caractérisation d'un réservoir pétrolier et  
estimation des réserves initialement en place à l'aide de  
diagraphies différées  
(Cas : Bassin d'Illizi : Unité IV-3 de l'Ordovicien du  
champ d'Amassak)*

**Présenté par : LAMRANI Ryma**

**SAM Naima**

**Devant le jury composé de :**

<b>Mr F. AMROUCHE</b>	<b>MAA</b>	<b>UMMTO</b>	<b>Président</b>
<b>Pr I. AHMED ZAID</b>	<b>Professeur</b>	<b>UMMTO</b>	<b>Rapporteur</b>
<b>Mr N. TELLAB</b>	<b>Ingénieur</b>	<b>SONATRACH</b>	<b>Co. Rapporteur</b>
<b>Mr A. MAKHLOUF</b>	<b>M.A.B</b>	<b>UMMTO</b>	<b>Examineur</b>

**Soutenu le : 07-12-2016**



# Remerciements

Nous tenons en tout premier lieu à remercier Dieu Le Tout Puissant et Miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

En second lieu, nous adressons nos vifs remerciements à notre promoteur Mr I. AHMED ZAID, pour sa patience, son orientation et son aide durant toute la période du travail, et pour ses remarques qui nous ont été précieuses.

Un immense merci à Mr N.TELLAB, pour son aide, sa disponibilité ses encouragements, et ses conseils judicieux durant toute la période du travail. Nous le remercions aussi pour les informations qu'il nous a apportées et sans lesquels nous n'aurons pu aboutir à nos résultats.

Nous remercions vivement l'ensemble des personnels de la Division production/TFT / Sonatrach où nous avons effectué notre stage, pour l'aide qu'ils nous apportée en mettant à notre disposition les données disponibles pour entamer ce travail.

Nous tenons plus particulièrement à adresser nos plus vifs remerciements à Mr A.AZZOUG, pour sa souplesse, son soutien, ainsi que son aide à la réalisation de stage pratique de ce mémoire.

Nous tenons à remercier également le Mr F. AMROUCHE, d'avoir accepté de présider le jury de soutenance de notre mémoire. Nous vous remercions Mr, pour votre aide tout au long de notre parcours et de nous avoir toujours encouragé et conseillé.

Merci de nous avoir fait aimer la géologie.

Nos sincères remerciements vont à Mr A. MAKHLOUF, pour avoir accepté d'examiner ce travail, un merci sincère pour votre soutien, votre enseignement et vos conseils, nous vous remercions de nous avoir guidés durant toute cette année.

Notre immense reconnaissance va à tous les enseignants du Département de Géologie

Nos sincères remerciements à tous les enseignants qui ont contribué de près à notre formation tout au long de notre cursus.

Enfin, nous remercions infiniment nos familles et nos amis qui ont fait preuve de beaucoup de patience et de résignation, pour leur soutien moral et leurs compréhensions et qui nous ont donné le courage de mener ce travail à son terme.

---

# *Dédicaces*

*Je dédie ce modeste travail à ceux qui me sont*

*Les plus chers au monde*

*A mes très chers parents,*

*Qui ont su m'élever et m'orienter vers le droit chemin*

*C'est également l'exemple des parents généreux qui se sont  
sacrifié jour après jour pour notre bonheur, qu'ils trouvent ici le  
témoignage de ma profonde reconnaissance.*

*A mes frères et sœurs*

*Qui n'ont jamais hésité de me présenter leur immense*

*Aide moral et financière.*

*A mes adorables nièces et neveux*

*A tous mes amis(e) sans exception,*

*Mes camarades de la promotion 2016*

*Ma chère camarade Ryma*

*Ma copine Sonia*

*Qui m'ont apporté sans cesse amour, soutien et encouragement.*

*Ainsi, qu'à tous ceux qui me sont chers.*

*NAIMA*

# Dédicaces

*Avant tout propos, je tiens à remercier le Bon Dieu de m'avoir guidée et de m'avoir éclairée dans la voie du savoir et de la réussite.*

*Je dédie ce modeste travail en signe de gratitude, de reconnaissance et d'affection à :*

♣ *A ma mère **Malika**,*

*Tu m'as donné la vie, la tendresse et le courage pour réussir, je t'offre ce modeste travail pour te remercier et pour l'affection dont tu m'as toujours entourée.*

♣ *A mon père **Mohamed**,*

*L'épaule solide, l'œil attentif et la personne la plus digne de mon estime et de mon respect que Dieu te préserve et te procure santé et longue vie.*

♣ *Mes chers frères **Moussa** , **Hakim** que j'aime tant et mes adorables sœurs **Marissa**, **Nassima** et son chère **MARI Rafik** et à tous mes proches en particulier mes cousines et cousins.*

♣ *A ma chère collègue **Sam Naïma** Je la remercie infiniment pour sa patience avec moi pour bien réaliser et finir notre travail.*

♣ *A tous mes amis : **Allal** , **Abizar** , **Katia** , **Mouna** , **Ahmed** avec qui j'ai partagé les moments les plus agréables et qui m'ont toujours soutenue durant les moments critiques de ma vie .*

♣ *A tous mes camarades de la promotion 2016.*

♣ *A toutes les personnes qui m'ont aidée de près et de loin à la réalisation de ce travail.*

*Lamrani Ryma*

---

---

# Sommaire

Sommaire .....	i
Symboles et acronymes .....	viii
Résumé.....	ix
Abstract .....	x
Introduction générale.....	1

## Chapitre I : Généralités sur le bassin d'Ilizi

I.1. Présentation du bassin d'Ilizi .....	3
I.1.1. Situation Géographique .....	3
I.1.2. Contexte Géologique .....	3
I.1.3. Historique de l'Exploration.....	5
I.1.4. Stratigraphie .....	7
I.1.4.1. Le Socle .....	7
I.1.4.2. Le Paléozoïque .....	7
I.1.4.3. Le Mésozoïque .....	10
I.1.4.4. Le Cénozoïque et le Quaternaire.....	10
I.1.5. Contexte tectonique .....	12
I.1.5.1. Evolution géodynamique .....	12
I.1.5.2. Tectonique régionale.....	14
I.1.6. Magmatisme.....	16
I.1.7. Paléogéographie .....	16
I.1.7.1. Le Paléozoïque .....	16
I.1.7.2. Le Mésozoïque .....	17
I.1.7.3. Le Cénozoïque .....	17
I.1.8. Système pétrolier .....	17
I.1.8.1. Les roches mères .....	17
I.1.8.2. Les roches réservoirs.....	18
I.1.8.3. Les roches couvertures.....	19
I.1.8.4. Les pièges.....	19
I.1.8.5. Histoire de la génération des hydrocarbures .....	20
I.2. Présentation du gisement d'Amassak .....	21
I.2.1. Situation Géographique .....	21

I.2.2. Aspect structural .....	21
I.2.3. Distribution stratigraphique des dépôts et analyse sédimentologique .....	23
I.2.4. Aspects sédimentologiques .....	25
I.2.5. Système pétrolier .....	26
I.2.5.1. Les roches mères .....	27
I.2.5.2. Les roches réservoirs.....	27
I.2.5.3. Les roches couvertures.....	27
I.2.5.4. La maturation .....	27

## Chapitre II : Aspects théoriques et principe des mesures diagaphiques

II.1. Introduction .....	28
II.2. Notions de diagaphie .....	28
II.3. Notion de réservoir .....	29
II.3.1. Réservoir et objectifs des diagaphies différées .....	29
II.3.2. Définition, typologie et structure des réservoirs.....	30
II.3.3. La matrice .....	31
II.3.4. Les fluides.....	31
II.3.5. Le faciès.....	31
II.3.6. La lithologie.....	31
II.3.7. L'invasion .....	32
II.4. Utilisation des diagaphies.....	33
II.4.1. Type de diagaphies .....	33
II.4.1.1. Diagaphies en cours de forage .....	33
II.4.1.2. Diagaphies différées .....	33
II.4.1.3. Diagaphies de production.....	33
II.5. Diagaphies différées .....	34
II.5.1. But des diagaphies.....	35
II.6. Classification des diagaphies .....	35
II.7. Les différentes diagaphies utilisées.....	36
II.7.1. Diagaphies de radioactivité naturelle (Gamma Ray ou GR).....	36
II.7.1.1. Principe .....	36
II.7.1.2. Interprétation .....	37
II.7.1.3. Applications.....	37
II.7.2. Diagaphies électriques (Diagaphies de Résistivité).....	37
II.7.2.1. Principe .....	37
II.7.2.2. Application .....	39
II.7.3. Diagaphies Neutron (Indice d'Hydrogène).....	39

II.7.3.1. Principe .....	40
II.7.3.2. Applications .....	40
II.7.4. Diagraphie gamma-gamma ou (de densité) .....	41
II.7.4.1. Principe .....	41
II.7.4.2. Interprétation .....	41
II.7.4.3. Applications .....	41
II.7.5. Diagraphies acoustiques (Sonde Sonic) .....	42
II.7.5.1. Principe .....	42
II.7.5.2. Interprétation .....	42
II.7.5.3. Application .....	43
II.7.6. Mesure du diamètre du trou (Caliper) .....	43
II.7.6.1. Principe .....	43
II.7.6.2. Application .....	43
II.8. Conclusion .....	44

### Chapitre III : Évaluation et interprétation pétrophysique

III.1. Introduction .....	45
III.2. Méthodologie de travail.....	45
III. 2.1. Formules utilisées.....	45
III.2.2. Calcul des paramètres pétrophysiques .....	46
III.2.2.1. La porosité ( $\Phi$ ) .....	46
III.2.2.2. La perméabilité (K) .....	46
III.2.2.3. La saturation (S) .....	47
III.2.2.4. La résistivité (R).....	48
III.2.2.5. Facteur de formation .....	48
III.2.3. Caractérisation de réservoir à partir des diagraphies différées.....	49
III.2.3.1. Puits AMA-61 .....	49
II.2.3.2. Puits AMA-62.....	49
III.2.3.3. Puits AMA-19 .....	49
II.2.3.4. Puits AMA-44.....	50
III.2.4. Les enregistrements diagraphiques .....	50
III.2.4.1. Présentation du logiciel « Techlog » .....	51
III.2.4.2. L'interprétation diagraphique.....	51
III.2.4.3. Présentation du logiciel « Surfer » .....	58
III.3. Conclusion.....	66

---

## Chapitre IV : Estimation du volume en place

IV.1. Introduction .....	67
IV.2. Les différentes catégories de quantités des réserves en place .....	67
IV.2.1. Catégorie (production/réserves/ressources) .....	67
IV.2.1.1. Les ressources contingentes .....	68
IV.2.1.2. Les ressources prospectives .....	68
IV.2.2. Catégorie de quantité en place (prouvés, probable, possible) .....	68
IV.2.2.1. Les réserves prouvée 1P :(l'huile ou gaz en place), [réserves prouvées] .....	68
IV.2.2.2. Les réserves 2P :(l'huile ou gaz en place), [réserves prouvées + probables] .....	68
IV.2.2.3 Les réserves 3P l'huile ou gaz en place [réserves prouvées + probables + possibles] .....	69
IV.3. Calcul des réserves .....	69
IV.3.1. Méthode volumétrique déterministe .....	73
IV.3.1.1. Principe .....	73
IV.3.1.2. Calcul des paramètres pétrophysiques .....	74
IV.3.1.3. Application de la méthode volumétrique .....	76
IV.3.2. Méthode volumétrique probabiliste .....	76
IV.3.2.1. Le logiciel « Mbal » .....	77
IV.3.2.2. Application .....	78
IV.3.2.3. Résultats .....	78
IV. 4. Conclusion .....	81
Conclusion générale .....	82
Recommandations .....	84
REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE .....	85
ANNEXES .....	87
Annexe A : Récapitulatif des résultats de calcul des paramètres pétrophysiques dans les divers puits d'Amassak .....	87
Annexe B: .....	90

# Liste des Figures

---

## Liste des Figures

### Chapitre I

Fig. I.1. Situation géographique du bassin d' Illizi .....	4
Fig.I.2. Contexte géologique du bassin d' Illizi .....	5
Fig.I. 3. Coupe géologique N-S schématique des affleurements .....	6
Fig.I.4. Log synthétique lithologique du bassin d' Illizi .....	11
Fig.I. 5. Coupe géologique Ouest-Est du bassin d' Illizi .....	12
Fig.I. 6. Coupe géologique Nord-Sud du Bassin d' Illizi.....	12
Fig.I. 7. Carte tectonique du bassin d' Illizi .....	15
Fig.I.8. Carte de distribution géographique des gisements .....	20
Fig.I.9. Situation géographique du gisement d' AMASSAK.....	22
Fig.I.10. Carte structurale de gisement d' Amassak .....	23
Fig.I. 11. Schéma conceptuel de l' agencement des dépôts ordoviciens à l' échelle du gisement d' Amassak .....	24
Fig.I. 12. Différents types de dépôts de l' Ordovicien du gisement d' Amassak .....	25
Fig.I.13. Schéma représentant les éléments du système pétrolier .....	26

### Chapitre II

Fig.II. 1. Schéma montre les caractéristiques pétrophysiques d' un réservoir (matrice, grains, pores, ciment et fluides).....	30
Fig.II.2. Représentation schématique de l' invasion .....	32
Fig.II.3. Premier log électrique .....	33
Fig.II.4. Appareillage pour la mise en œuvre des diagraphies .....	34
Fig.II.5. Schéma présentant la classification des diagraphies .....	35
Fig.II.6. Schémas du principe de la sonde gamma ray.....	36
Fig.II.7. Les macro-dispositifs (Dual Laterolog ou DLL).....	38
Fig.II.8. Les micro-dispositifs (Micro Spherically Focused Log ou MSFL), .....	39
Fig.II.9. Schéma de principe de la sonde à neutrons .....	39
Fig.II.10. Comportements des neutrons dans les formations .....	40
Fig.II.11. Schéma présentant les effets d' interaction des rayons gamma avec les atomes .....	41
Fig.II.12. Principe de l' outil sonique à deux récepteurs.....	42
Fig.II. 13. Principe de l' outil caliper .....	43

### Chapitre III

Fig.III.1. Carte de situation des puits AMA-61, AMA-62, AMA-44, AMA-19.....	50
Fig.III.2. Interface graphique du logiciel « Techlog » .....	51
Fig.III.3. Log composite du puits AMA-19 .....	52

## Liste des Figures

---

Fig.III.4. Log composite du puits AMA-61 .....	53
Fig.III.5. Log Composite du puits AMA-62 .....	54
Fig.III.6. Log composite du puits AMA-44 .....	55
Fig.III.7. Interface graphique du logiciel «Surfer » .....	58
Fig.III.8. Carte en iso-épaisseurs utiles .....	59
Fig.III.9. Carte en iso-VSH .....	60
Fig.III.10. Carte en iso-porosités.....	61
Fig.III.11. Carte en iso-saturations en eau .....	62
Fig.III.2. Corrélation porosité-perméabilité .....	63
Fig.III.13. Carte en iso-perméabilités.....	65

### Chapitre IV

Fig.IV.1. Graphique de classification des réserves . .....	69
Fig.IV.2. Carte de situation des puits .....	70
Fig.IV.3. Carte en isobathes montrant les contacts gaz /huile et eau / huile.....	71
Fig.IV. 4. Détermination de la nature et des contacts des fluides, à partir des diagraphies neutron et densité .....	72
Fig.IV. 5. Détermination de la nature et des contacts des fluides, à partir de log de résistivité .....	73
Fig.IV. 6. Interface graphique du logiciel « Mbal » .....	77
Fig.IV.7. Fonction de queue de répartition d'une loi log Normale d'un champ de médiane 500Mb.....	78
Fig.IV.8. Paramètres du cas N°1 .....	79
Fig.IV.9. La répartition des réserves du premier cas (NC=100).....	79
Fig.IV.10. Les probabilités des réserves du cas N°1 (NC=100).....	80
Fig.IV.11. La répartition des réserves du cas N°2 (NC= 10 000) .....	80
Fig.IV.12. Les probabilités des réserves du cas N°2 (NC = 10 000).....	81

# Liste des Tableaux

---

## Liste des tableaux

Tableau.III.1. Résultats de calcul des paramètres pétrophysiques dans les quatre puits étudiés .....	56
Tableau.III. 2. Récapitulatif des résultats de calcul des paramètres pétrophysiques dans les divers puits d'Amassak.....	57
Tableau.III. 3. Récapitulatif des résultats de calcul de la perméabilité.....	64

## Symboles et acronymes

**GR**: Gamma ray.  
**API**: Americain Petroleum Institute.  
**GRmin**: Gamma ray minimum.  
**GRmax**: Gamma ray maximum.  
**Vsh**: Volume d'argiles.  
**Mev**: Mille électrons volt.  
**Φ**: Porosité.  
**Φ<sub>D</sub>**: Porosité donné par diagraphie de densité.  
**Φ<sub>N</sub>**: Porosité donné par diagraphie de neutron.  
**R<sub>t</sub>**: Résistivité de la formation.  
**R<sub>w</sub>**: Résistivité de l'eau.  
**F**: facteur de formation.  
**S<sub>w</sub>**: Saturation de l'eau.  
**S<sub>o</sub>**: Saturation de l'huile.  
**HC**: Hydrocarbures.  
**Φ<sub>u</sub>**: Porosité utile.  
**Φ<sub>moy</sub>**: Porosité moyenne.  
**H<sub>u</sub>**: Hauteur utile.  
**H<sub>u moy</sub>**: Hauteur utile moyenne.  
**V<sub>v</sub>**: Volume des vides.  
**V<sub>t</sub>**: Volume total.  
**K**: Perméabilité.  
**mD**: milliDarcy.  
**Ln(K)**: Logarithme de perméabilité.  
**1P /P90**: réserves prouvées.  
**2P /P50**: réserves probables.  
**3P /P10**: réserves possibles.  
**GOC**: Gas Oil Contact.  
**WOC**: Water Oil Contact.  
**N**: Réserves d'huiles initiales.  
**A**: aire, Surface de la zone à huile.  
**V<sub>r</sub>**: Volume de la roche.  
**FVF /Bo**: Facteur Volumétrique de Fond.  
**OOIP**: Original Oil in Place, quantité d'huiles initialement en place.  
**PVT**: Pression Volume Température.  
**N**: Nombre de puits.  
**MMm<sup>3</sup>**: Mille million mètre cube.  
**m**: mètre.  
**m<sup>2</sup>**: mètre carré.  
**Mb**: Million baril.  
**MSm<sup>3</sup>**: Million Standard mètre cube.  
**NC**: Nombre de cas.

# Résumé

---

## Résumé

Le champ d'Amassak est l'un des principaux gisements de la région de Tin Fouyé Tabankort (TFT), située au Nord-Ouest du bassin d'Illizi, à environ 300 km d'In Amenas et 500 km de Hassi Messaoud.

Dans le présent travail, nous traitons à partir de données diagraphiques réalisées sur quatre puits du gisement d'Amassak, et, plus particulièrement de l'unité VI-3 de l'Ordovicien, de l'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir et de l'estimation des réserves par le calcul du volume des hydrocarbures initialement en place.

Les enregistrements diagraphiques et leurs interprétations nous fournissent l'essentiel des paramètres pétrophysiques du réservoir et nous confirment la présence des hydrocarbures en place. En effet, ces outils permettent une mise en évidence rapide sur le chantier des zones réservoirs et la détermination de la lithologie, la porosité et la saturation de ces zones.

Pour atteindre ces objectifs, six différentes techniques de diagraphies ont été utilisées : le Caliper, le Gamma Ray, la Résistivité, le Neutron, la Densité et le Sonique.

L'utilisation de deux logiciels « Tech log » et « Surfer », nous a permis de charger, d'analyser et d'interpréter les données des logs obtenus par ces diverses techniques, dans le but d'évaluer les paramètres pétrophysiques du réservoir ordovicien (Unité IV-3), d'abord au niveau de chaque puits par l'interprétation des logs, puis par leur distribution à travers l'ensemble de la zone étudiée (élaboration et interprétation des cartes en isovaleurs).

Ce travail est ponctué par l'estimation du volume des hydrocarbures initialement contenu dans le réservoir de la zone étudiée (unité IV-3), par application de la méthode volumétrique basée sur les caractéristiques statiques du gisement.

C'est ainsi que l'étude a abouti à l'estimation des réserves en huile dans l'unité IV-3 du réservoir Ordovicien du champ d'Amassak qui donne un volume de l'ordre de **51.956 MMm<sup>3</sup>** initialement en place.

**Mots clés** : Gisement d'Amassak, Diagraphies, Tech log, Surfer, Paramètres pétrophysiques, Réservoir Ordovicien (Unité IV-3), Réserves, Méthode volumétrique.

# Abstract

---

## Abstract

Amassak field is one of the main fields belonging to Tin Fouyé Tabankort (TFT) region. It is located in the North West of Illizi Basin, about 300 km from In Amenas and 500 km from Hassi Messaoud.

In this work, we treated the logging evaluation of Amassak field (Ordovician Unit VI-3), thus, the reserve estimation to calculate the initial hydrocarbon volume in place.

The well logs records and their interpretation provide us the petrophysics parameters of the reservoir and confirm the presence of hydrocarbons in place. In this study, we were focused on the tools that allow a rapid detection on site of the reservoir zones and determine the lithology, the porosity and the saturation of these zones.

Six logging techniques were used: Caliper, Gamma ray, Resistivity, Neutron, Density and Sonic.

Using of "Tech log" and "Surfer" software allowed us to load, to analyze and to interpret the data logs, in the aim to evaluate the petrophysics parameters of the Ordovician reservoir (Unit IV-3) at level of a particular well (logs interpretation) and at the Amassak's field level, through studying the distribution of these parameters (maps interpretation).

This work is ended by the estimation of the hydrocarbon volume initially contained in the reservoir (Unit IV-3 of the Ordovician reservoir), by the application of the volumetric method based on the statics characterizations of the reservoir.

However, this study lead to an estimation of oil reserves in the Unit IV-3 of the Ordovician reservoir for the field of Amassak to the quantity of 51.956 **MMm<sup>3</sup>** initially in place.

**Key words:** Amassak field, Logs, Tech log, Surfer, petro physics parameters, unit IV-3 of Ordovician reservoir, reserves, volumetric method.

## Introduction générale

Un réservoir pétrolier est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renferment une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limitée par une barrière de roche imperméable, et qui est caractérisée par un système de pression.

Le réservoir, sous-entendu « imprégné d'hydrocarbures », est généralement subdivisé en couches, ou niveaux, ou encore unités, individualisés de façon lithologique par l'étude des carottes et des diagraphies.

L'existence des hydrocarbures est confirmée ou infirmée par l'intermédiaire de forage, ou de multiples paramètres physiques qui peuvent être enregistrées traduisant ainsi, les propriétés pétrophysiques de séries sédimentaires traversées par le sondage utilisé pour notre cas, dans quatre puits (AMA 19, 44, 61,62,) du champ d'Amassak.

Situé dans le bloc 238 dans le bassin d'Illizi, le gisement d'huile d'Amassak est caractérisé par un gas-cap. Il est actuellement développé par une soixantaine de puits pour son anneau d'huile situé sur le flanc oriental de la structure limitée à l'ouest par une faille majeure.

Dans le présent travail, nous nous sommes intéressés au réservoir à hydrocarbures constitué essentiellement par les grés imprégnés d'huile de l'Unité IV-3 (Ordovicien supérieur). Ces derniers représentent donc la couche productrice d'Amassak, après avoir été découverts en juin 1960, et mis en production en 1974.

Cette formation correspond aux phases progressives de retrait glaciaire qui ont permis le dépôt de sédiments gréseux discontinus et chenalisés dans un premier temps, puis de sédiments relativement homogènes qui constituent l'unité IV-3 au sommet de l'Ordovicien, appelé encore Dalle Terminale. Cette unité présente d'importantes variations de faciès et d'épaisseurs, et les caractéristiques des réservoirs sont globalement moyens à médiocres et variables.

Cela nous amène à nous interroger sur la distribution de ces paramètres dans l'ensemble du réservoir de l'Unité IV-3 et sur une méthodologie de leur évaluation pour mieux apprécier le comportement du réservoir et son éventuel développement par le forage de nouveaux puits.

# Introduction générale

---

Pour répondre à cette problématique, nous avons entrepris à travers le présent travail une démarche décrite à travers quatre différents chapitres :

Le premier chapitre a trait à la présentation du contexte géographique et géologique de la région d'étude.

Le deuxième chapitre décrit les caractéristiques pétrophysiques du réservoir et les généralités les plus pertinentes sur les diagraphies différées qui sont au centre de notre approche de l'évaluation et de l'estimation des réserves en place.

Le troisième chapitre est consacré aux interprétations des logs des quatre puits du gisement d'Amassak (AMA 19, AMA 44, AMA 61, et AMA62) en nous appuyant sur le logiciel « Tech log ». Cette étape nous a permis d'extraire les valeurs des paramètres pétrophysiques utiles à la quantification de la porosité, la saturation, l'épaisseur et le volume d'argiles, pour en établir des cartes en isovaleurs. L'objectif majeur de cette étape est de parvenir à une meilleure conception de la distribution de ces paramètres dans le gisement, à l'aide du logiciel « Surfer », utilisé à cet effet.

Dans le quatrième chapitre, nous traitons de l'estimation des réserves initialement en place en utilisant la méthode volumétrique selon les approches déterministe et probabiliste.

Enfin, notre travail est ponctué par quelques recommandations et perspectives d'implantation de futurs ouvrages de forages en vue d'améliorer les capacités de production de gisement d'Amassak en cas de nécessité économique.

## I. Généralités sur le bassin d'Illizi

### I.1. Présentation du bassin d'Illizi

#### I.1.1. Situation Géographique

Le bassin d'Illizi se situe à l'extrême Sud Est du Sahara Algérien (Figure 1). Il s'étend entre les longitudes 6°E et 10°E et les latitudes 29°45N et 25°30N, couvrant ainsi une superficie de 100 000 km<sup>2</sup> jusqu'aux limites du massif du Hoggar qui le borde au Sud. Ce bassin empiète sur le territoire libyen à l'Est, mais la majeure partie se trouve en territoire algérien.

#### I.1.2. Contexte Géologique

Du point de vue géologique, le Bassin d'Illizi correspond à un bassin de plateforme stable. La série stratigraphique comprend des terrains d'âge paléozoïque qui affleurent dans sa partie méridionale et d'âge mésozoïque à cénozoïque qui affleurent dans sa partie septentrionale. Il représente une large dépression semi-circulaire et fut le siège d'une sédimentation importante (2 500 à 3 500 m d'épaisseur) déposée essentiellement durant le Paléozoïque et le Mésozoïque.

Les principaux axes structuraux qui limitent le Bassin d'Illizi sont (Figure 2) :

- Au nord, une remontée du socle connue sous le nom du môle d'Ahara, qui le sépare du bassin de Berkine.
- Au Sud, le massif cristallo-métamorphique du Hoggar.
- A l'Est, le môle de Tihemboka, situé près de la frontière algéro-libyenne qui le sépare du bassin de Hamra (Libye).
- A l'Ouest, la dorsale d'Amguid El Biod, qui le sépare du bassin du Mouydir.

Au Nord, le bassin d'Illizi est recouvert par les terrains crétacés du plateau de Tinrhert. Dans la partie sud-est, affleurent les dépôts carbonifères et les dépôts mésozoïques épais d'environ 1 000 m et discordants sur le Paléozoïque. Les séries mésozoïques sont caractérisées par des faciès lagunaires et mixtes (grés, dolomies, calcaires) ; l'ensemble est recouvert par des sables éoliens quaternaires.

A l'extrême sud du bassin, le long du massif du Hoggar, affleure un ensemble de formations paléozoïques. Le reste du bassin, notamment sa partie sud-ouest, est recouvert

par des cordons dunaires orientés SE-NW du vaste Erg d'Issaouane, et par les dunes de l'Erg Bourarhet qui s'étalent au centre du bassin jusqu'à la frontière algéro-libyenne. Les dépôts tertiaires se développent principalement dans la partie Nord-Ouest du bassin au niveau de la hamada de Tinhert et sont relativement réduits dans le reste du bassin.

Les dépôts quaternaires sont représentés par des dunes qui marquent la limite méridionale du grand Erg Oriental.

La couverture sédimentaire du bassin d'illizi repose sur un socle cristallométamorphique d'âge précambrien qui serait de même nature que celui du Hoggar.

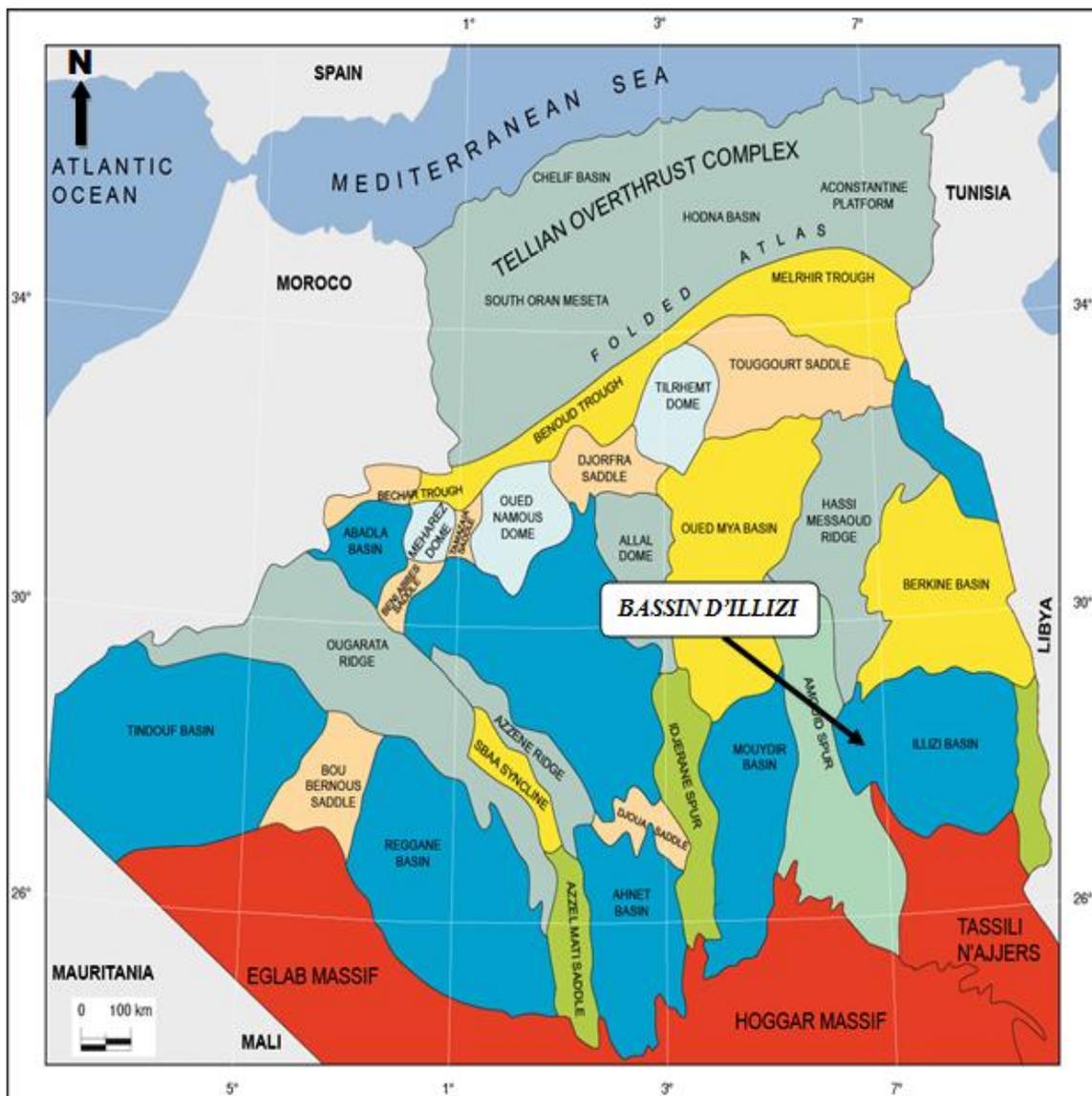


Fig. I.1. Situation géographique du bassin d'illizi [Sonatrach, 1995]

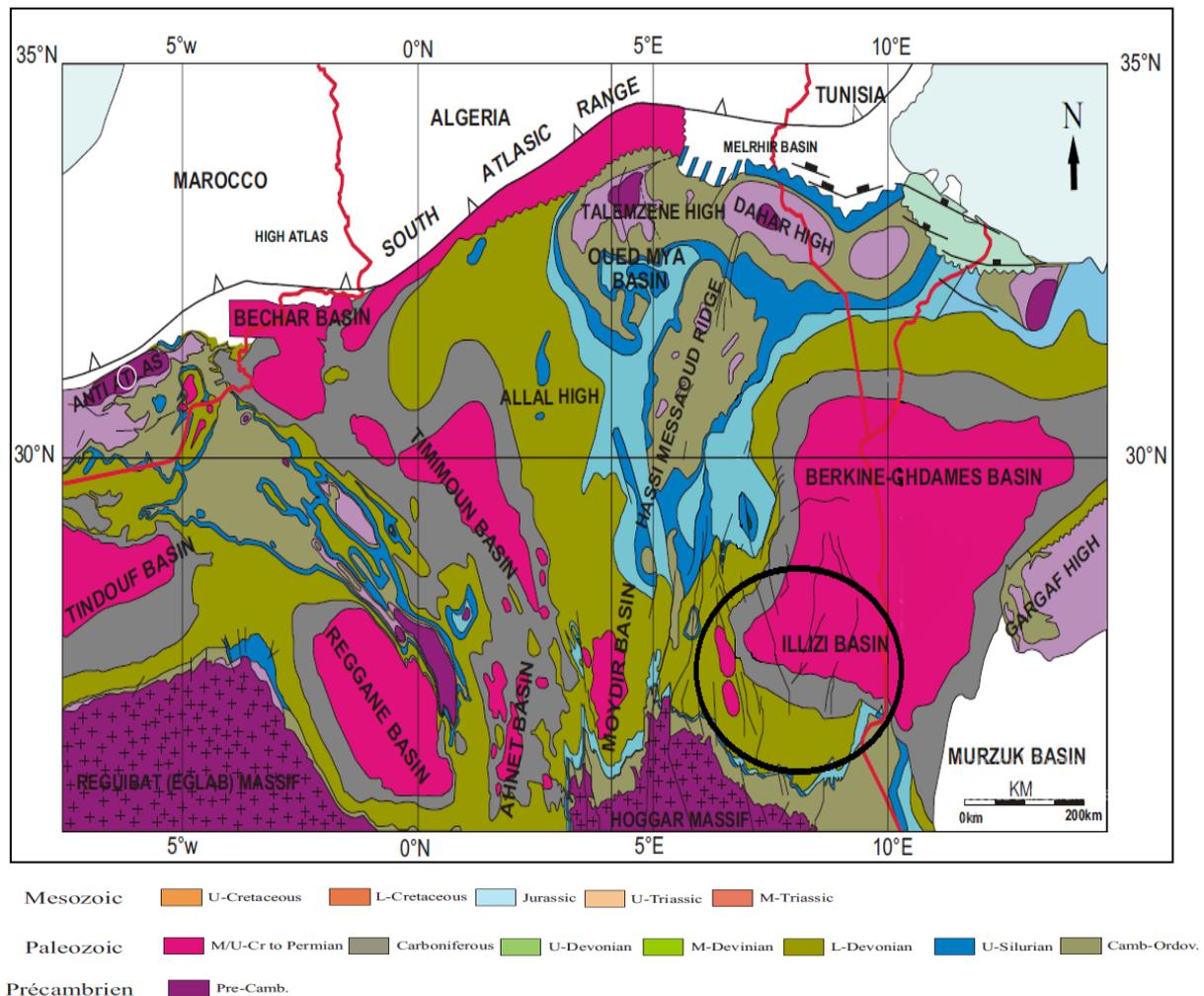


Fig. I.2. Contexte géologique du bassin d'Ilizi [Galeazzi S. et Al., 2010]

### I.1.3. Historique de l'Exploration

Les premières esquisses géologiques réalisées dans les bassins de la plateforme saharienne sont le fait des géologues universitaires suivants : C.KILIAN (1922, 1923,1931), J.FOLLOT(1952) et LELUBRE (1952). C.KILIAN est le premier géologue qui a décrit les formations paléozoïques au sud du bassin d'Ilizi (massif du Hoggar).

Depuis 1956, l'exploration dans le bassin d'Ilizi s'est concrétisée par un volume de sismique de terrain de près de 8 000 km<sup>2</sup> et par environ 1 760 puits dont 370 puits d'exploration soit environ 1 puits d'exploration pour 180 km<sup>2</sup>. L'exploration par forage a été à son apogée durant la période 1956-1962, ce qui a permis la découverte des principaux grands gisements du district. Cette performance s'est atténuée progressivement en raison de la rareté de prospects d'ordre structural présentant des tailles (amplitude et surface) pouvant justifier des implantations de forage.



La coupe lithologique type du bassin d'Ilizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série.

#### **I.1.4. Stratigraphie**

La couverture sédimentaire du bassin d'Ilizi repose en discordance majeure sur la surface infra-tassilienne qui nivelle un socle métamorphique, cristallophyllien et volcanique.

La lithostratigraphie des séries paléozoïques tassilienne a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et Al, (1963, 1971), Dubois (1967) et Biju -Duval et Al. (1968).

Le découpage litho stratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires. La série stratigraphique type du bassin d'Ilizi est représentée sur la figure 4, elle est épaisse de plus de 3 000 m et comprend les termes suivants :

##### **I.1.4.1. Le Socle**

Il est constitué de terrains méta-sédimentaires traversés par de nombreuses intrusions magmatiques. L'âge des formations varie de l'Archéen (> 2 700 MA) Lelubre, 1969, J.C. Allegre et R. Caby, 1972 à l'Eocambrien et Cambrien (R. Caby et Moussu, 1967 ; Gravelle, 1969). Sur le socle viennent reposer en discordance les formations paléozoïques et mésozoïques. On distingue de bas en haut :

##### **I.1.4.2. Le Paléozoïque**

Les formations paléozoïques sont fortement érodées à l'Hercynien ; elles ne représentent que 800 m d'épaisseur au Nord, et elles passent à 1 750 m d'épaisseur au Nord-Ouest du bassin, on distingue de la base au sommet :

###### **a. Cambrien**

Il est constitué par une succession de formations détritiques, essentiellement gréseuses.

- **L'unité I** : constituées de conglomérats d'El Moungar à ciment argileux ; épaisse de 300 m, elle repose en discordance sur le socle cristallophyllien précambrien.
- **L'unité II** : correspond aux grés de Tin-Taradjelli dont l'épaisseur est de l'ordre de 200 à 300 m. Elle est constituée par un ensemble grés-conglomératique intercalé de rares bancs de silts caractérisés par des stratifications obliques.

**b. L'Ordovicien**

D'après Beuf et al, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités :

- **L'unité III-1** : représentée par les grés de la vire de Mouflon, son épaisseur est de 40 m, d'âge Trémadocien. Ce sont des grés fins à stratification entrecroisée à passées argilo-silteuses parfois riches en tigillites et des grés quartzeux.
- **L'unité III-2** : correspond aux grés de la « Banquette » de 50 m d'épaisseur, d'âge Arenigien. Ce sont des grés fins à grossiers à tigillites et joints stylolitiques fréquents.
- **L'unité III-3** : représente la formation d'In Tahaouite, d'âge Caradocien-Liandelo et Lianvirrien. Ce sont des grés fins à grossiers à stratifications horizontales à la base, qui passent au sommet à des stratifications obliques où le ciment devient argileux.
- **L'unité IV: ou « formation de Tamadjert »**, d'âge Ashgillien à Laudoverien inférieur ; son épaisseur est de 100 à 300 m en moyenne. Elle est composée de grés et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend :
  - L'unité IV-2 : correspond à un complexe argileux gréseux à éléments hétérogènes et des argiles microconglomératiques.
  - L'unité IV-3 appelée aussi dalle terminale, elle est essentiellement gréseuse.

**c. Le Silurien**

Il est marqué à sa limite inférieure par une transgression liée à la fonte des glaces fini ordovicien, il comprend de bas en haut les formations suivantes :

- **Formation de l'Oued Imerhou** : d'âge Landoverly-Wenlock, elle est formée d'argiles à graptolites d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses. Elle caractérisée par une série condensée appelée argiles radioactives très fossilifères et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30 m.
- **La formation de l'Atafaitafa (unité M)** : d'âge Ludlow, d'environ 100 m d'épaisseur, elle est constituée d'alternances argilo-gréseuses évoluant depuis des argiles silteuses à la base à des grés grossiers au sommet. Elle est considérée comme une zone de passage entre le Silurien et le Dévonien.
- **La formation d'Oued Tifernine** : d'âge Ludlowien: elle comprend :
  - La barre inférieure (Unité A) : constituée de grés moyens à grossiers à stratification

oblique de 30 m d'épaisseur,

- Le talus à tigillites (Unité B) : formé d'alternances d'argiles silteuses et de grés fins argileux à tigillites.

#### **d. Le Dévonien**

Il affleure dans le Tassili des Ajjers. Essentiellement gréseux et argileux gréseux, il est subdivisé en deux grands ensembles : Le Dévonien inférieur et le Dévonien moyen et supérieur.

➤ **Le Dévonien inférieur** : représenté par des dépôts continentaux discordant sur le Silurien marin (Beuf et al, 1997), subdivisé en quatre unités :

- La barre moyenne (unité C1), d'âge Gédдинien, présente une épaisseur d'environ 50 m, constituée de grés fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées, discordante sur le talus à tigillites.
- Les trottoirs (unité C2), d'âge Gédдинien, d'épaisseur variant entre 20 à 30 m, représentée par des alternances de grés et d'argiles silteuses soulignant un environnement fulvio-estuarien.
- La barre supérieure (unité C3), d'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100m, composée de grés fins à grossiers rarement conglomératiques à stratification oblique.
- La formation d'Orsine : d'âge Emsien et épaisse de 80 m, il s'agit d'une formation argilo-gréseuse riche en brachiopodes.

➤ **Le Dévonien moyen et supérieur** : il est composé de deux séries :

- La série de Tin-Meras : d'âge Eifélien-Famenien essentiellement argileuse, épaisse de 110 m.
- La série de Gara Mas Melouki : d'âge Strunien, elle est représentée par un complexe argilo-gréseux et carbonaté à la base, et gréseux au sommet, de 40 à 70 m d'épaisseur.

#### **e. Le Carbonifère**

Dans le bassin d'Illizi, les formations carbonifères affleurent au sud suivant une direction NO-SE, elles sont composées de bas en haut :

- La formation de Djebel Illerène : argilo-gréseuse.
- La formation de Hassi Issendjel : calcaro-gréseuse.
- La formation d'Asssekaifaf : complexe argilo-carbonté à la base, et argilo-gréseux au sommet.

- La formation de Oued Oubarakat : argilo-gréseuse.
- La formation d'EL Adeb Larache : argileuse à la base et marno-dolomitique au sommet.
- La formation de Tiguentourine : déposée sous la discordance hercynienne essentiellement argileuse.

#### **f. Le Permien**

Dans la province orientale, le Permien n'a pas été déposé ( période de non dépôt ) à cause des mouvements hercyniens.

#### **I.1.4.3. Le Mésozoïque**

Il repose en discordance sur le Paléozoïque et il est plus développé au nord où l'épaisseur peut atteindre 1000 m. Il est formé essentiellement de dépôts marins évaporitiques et fluvio-deltaïques, il comprend les séries géologiques suivantes :

- La série de Zarzäitine ( Trias-Dogger ) : constituée par
  - La Zarzäitine inférieure : représentée par des bancs de grés moyens à grossiers avec des passées d'argiles brunes.
  - La Zarzäitine moyenne : composée d'une couche salifère sur laquelle repose une couche d'anhydrite avec des passées d'argiles.
  - La Zarzäitine supérieure : constituée par des bancs de calcaires gréseux avec des passées d'argiles et anhydrites.
- La série de Taourartine ( Malm-Néocomien ) : elle est formée d'alternances de sables moyen à grossier et d'argiles.
- La série In Akamil ( Albien-Aptien ) : elle est formé d'argiles sableuses avec des bancs de grés.
- La série des argiles à gypse ( Cénomaniens-Turonien).
- Le Sénonien (Crétacé supérieur) : composé de marnes avec des intercalations de calcaires marneux.

#### **I.1.4.4. Le Cénozoïque et le Quaternaire**

Ils sont essentiellement sableux (moyens à grossiers) à intercalation de bancs de calcaires dolomitiques, le tout est surmonté par des dunes de sables du Quaternaire. En affleurement, il est représenté essentiellement par le Mio-Pliocène.

CHRONOSTRATIGRAPHIE		LITHOLOGIE		Formations	Description	
TERTIAIRE					Dunes de sable	
CRETACE	Sénonien				Calcaire Mame	
	Turonien				Calcaires et dolomie	
	Cenomanien				Argiles à gypse	
	Albo-Aptien			Série d'In Akamil	Argile plastique sableuse avec des bancs de grès	
	Barrémo Néocomien			Série de Taourartine	Alternance de sables moyens à grossiers et d'argiles	
JURASSIQUE	MALM			Série de Zarzaïtine	Bancs de calcaires gréseux avec des passées d'argile et d'anhydrite Couche salifère Grès moyens à grossiers avec passées d'argiles	
	DOGGER					
	LIAS					
TRIAS						
CARBONIFERE	Stephanien			S. Tiguentourine	Argiles bariolées	
	Wesphalien		Unités D, E, F	F. Abed Larache F. Oued oubaraket F. Assekaïf	Calcaire et marno-calcaire Argiles à bancs de grès et niveaux calcaires Ensemble argilo-gréseux	
	Namurien		Unité C	F. d'Issendiel	Série argileuse à bancs de grès	
	Viséen-Tournaisien		Unité B Unité A		Argile silteuse à sableuse avec passées de grès	
DEVONIEN	Dévonien sup.		F2	F. argilo-gréseuse de Gazelle	Grès fin à passées d'argiles noires micacées Argile silteuse à passées de grès très fin	
	Dévonien moy.		F3	F. d'Alrar sup	Argiles et passées de grès	
	Emsien		F4 F5	F. argilo-gréseuse D'Alrar	Grès à passées d'argiles	
	Praguien		F6	C F. gréseuse de Hassi Tabankort	Grès fin siliceux à tendance quartzitique	
	Lochkovien			B A	F. gréso-argileuse De L'oued Tifist	Grès moyen à grossier avec des de minces lits marquant les pentes sédimentaires Grès à macropores à ciment argilo-gréseux
	Ludlowien			M	Formation de Mederba	Grès fin à moyen entrecoupé de bancs d'argiles
SILURIEN	Wenlockien			Argiles à graptolithes (F. Oued Imerhou)	Argile noire silto-micacée riche en graptolithes légèrement pyriteuse	
	Llandovérien					
ORDOVICIEN	Ashgillien		Unité IV	IV.3 Dalle de Mkrata	Grès quartzitique fin à moyen mal classé	
	Caradocien à Llanvirnien			IV.2 Argiles Microconglom.	Argile micacée avec des quartz moyen	
				IV.1 Grès de Taradert	Grès quartzitique argilo-siliceux et pyriteux.	
	Arenigien Tremadocien		Unité III	III.3 F. de In Tahouite	Grès fin à la base et fin à grossier à stratification Oblique au sommet	
		III.2 Quartzites de Hamra		Quartzites à tigilites avec joints stylolitiques		
			III.1 Argilo-gréseux d'In Kraf	Grès à galets d'argiles à stratification oblique		
CAMBRIEN			Unité II	Grès de Hassi Leila	Quartzites à tigilites Bancs argilo-gréseux Grès conglomératiques	
					Socle métamorphique	

Fig. I.4. Log synthétique lithologique du bassin d'Ilizi [Document Sonatrach]

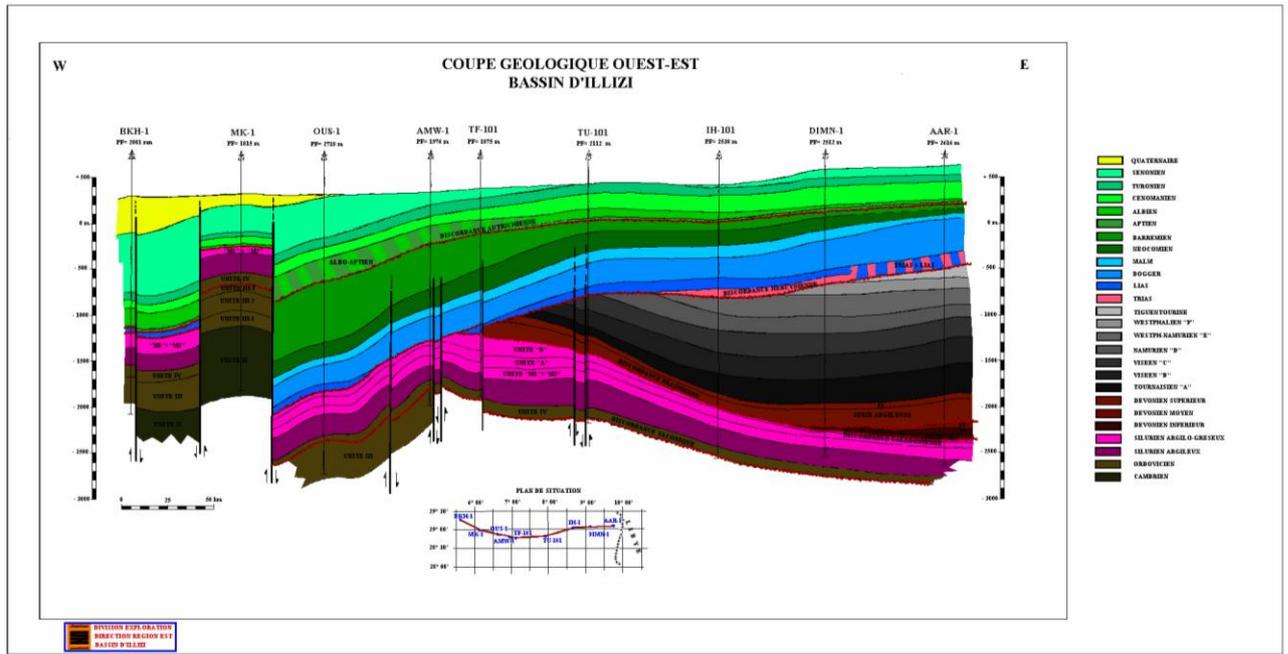


Fig. I. 5. Coupe géologique Ouest-Est du bassin d'Ilizi [Sonatrach ,1995]

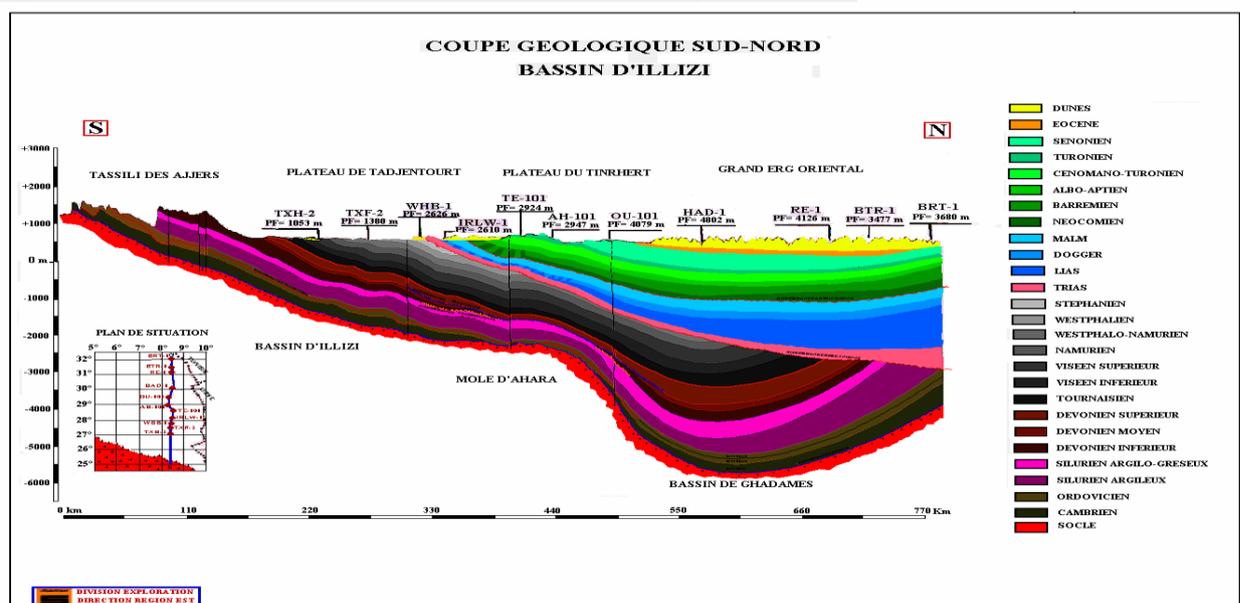


Fig. I. 6. Coupe géologique Nord-Sud du Bassin d'Ilizi [WEC, 2007]

I.1.5. Contexte tectonique

I.1.5.1. Evolution géodynamique

L'histoire géologique du bassin d'Ilizi est liée directement à la structuration de toute la plateforme saharienne, elle est caractérisée par plusieurs phases tectoniques :

a. Cycle panafricain

Cet événement est marqué par la collision au Précambrien entre le Craton ouest-

africain et le bloc est-africain, provoquant un serrage E-O qui a engendré des accidents subméridiens, qui jouent par la suite un rôle majeur dans la structuration et l'individualisation de la plateforme saharienne (R.Caby, 1968 ; G.Vitel, 1975). L'événement majeur panafricain est suivi d'une période d'érosion importante aboutissant à une vaste pédiplaine infra-tassilienne (Beuf et al, 1971), avec un léger plongement vers le Nord.

### **b. Cycle Calédonien**

Durant cette période, plusieurs phases se succèdent dans le temps, elles sont identifiées comme suit :

- **La distension cambro-ordovicienne** : cette distension est attribuée à l'étirement de la croûte continentale d'orientation NW-SE, accompagnée d'une subsidence tectonique (**Boudjema, 1987**), qui a engendré l'instabilité tectonique matérialisée par des variations d'épaisseur.
- **La phase de compression taconique** : au Caradoc, s'est produit un changement de contraintes avec des mouvements compressifs le long des accidents subméridiens en formant des plis d'axes N-S, accompagné de soulèvements régionaux (des boucliers Reguibat et Touareg), entraînant une érosion atteignant le socle, parallèlement, un changement climatique provoque l'installation d'une calotte glaciaire sur le Sahara central matérialisé par des discordances de ravinements atteignant parfois le socle.
- **La distension Silurienne** : elle est marquée par la présence de niveaux doléritiques au contact Ordovicien-Silurien, ce volcanisme traduit un régime de contrainte distensif lié en partie au rebond isostatique dû à la fonte de la calotte glaciaire.
- **La phase de compression calédonienne** : s'exprime par un soulèvement général d'une grande partie du Hoggar et des parties méridionales, suivi d'un changement de la sédimentation avec des argiles noires à graptolites à une sédimentation détritique correspondant aux grès des Tassilis Externes, provenant du SE et se dépose sous forme de système fluviatile (Beuf et al, 1971).
- **La distension du Dévonien inférieur** : elle est caractérisée par différents phénomènes tectono-sédimentaires avec les variations d'épaisseurs et un volcanisme basique qui ont provoqués le rejet synsédimentaire de failles et de structures préexistantes.
- **Mouvements du Dévonien moyen et supérieur (événement frasnien)** : cette période a connu l'existence de deux discordances, l'Emsienne et l'Intra-dévonienne qui ont érodé

les formations antérieures. Ce qui a provoqué la superposition de l'une sur l'autre, suivie d'une transgression marine.

### c. Cycle Hercynien

Il engendre deux phases compressives (**Aliev et al, 1971**) :

- **Précoce N040 (Viséen)** : provenant de la création des structures allongées NW-SE le long des accidents subméridiens.
- **Majeure N120 (Permien)** : il s'est traduit par la création des structures NE-SW le long des grands accidents du Socle.

### d. Cycle Alpin

Il englobe les phases et les faits marquants suivants :

- **La phase Trias-Jurassique** : elle est le siège du basculement de la dalle saharienne vers le Nord provoqué par l'ouverture de l'Atlantique suivi d'une subsidence continue et importante due à une charge sédimentaire de type marin.
- **La phase Crétacé-Tertiaire** : des soulèvements importants ont donné des nouvelles structures dans le bassin d'Illizi (Boudjemaa, 1987), qui sont :
  - Un soulèvement exagéré du mole de Tihemboka.
  - Une succession de horst et graben SSW-NNE parallèles aux accidents.
  - Une surface érosive importante à l'Ouest du bassin d'Illizi.
- **Une discordance** entre l'Eocène et l'Oligocène est bien visible dans le bassin d'Illizi. D'orientation N160, cette phase est appelée la **phase atlasique** ou **pyrénéenne** ; elle est due à un basculement vers le NNW qui a provoqué le rejet des accidents subméridiens senestres.
- **La phase burdigalienne (Oligocène supérieur - Miocène inférieur)** : elle correspond à la réactivation de la phase atlasique marquée par le basculement du bassin d'Illizi vers le Nord d'une part, et qui a fait rejouer les accidents subméridiens en décrochements dextres pour former des plis NW-SE, d'autre part.

#### I.1.5.2. Tectonique régionale

Le bassin d'Illizi se range dans les bassins intracratoniques de type synclise. Les différents événements tectoniques ayant affecté ce bassin ont engendré divers éléments structuraux dont on distingue particulièrement [Figure I.8] :

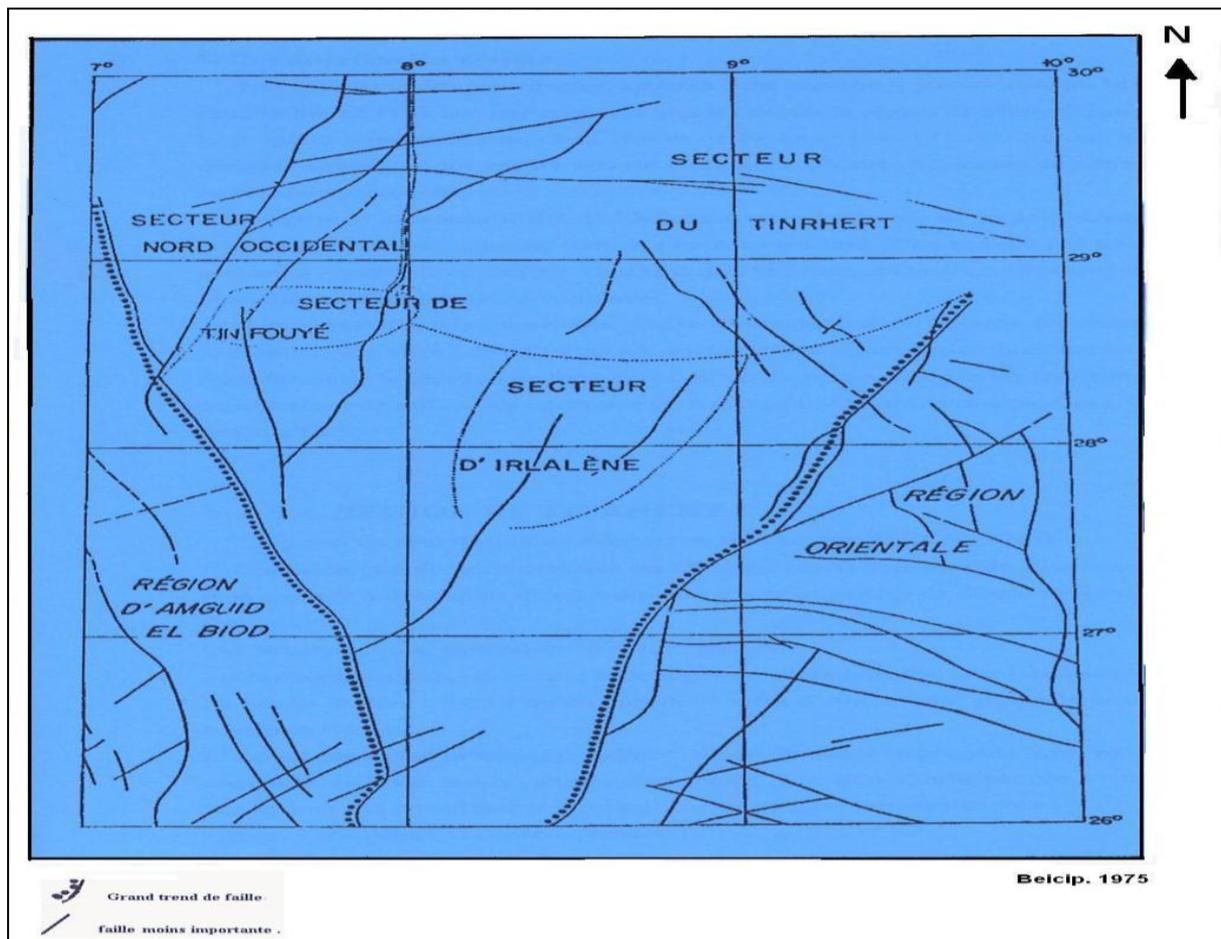


Fig. I. 7. Carte tectonique du bassin d'Ilizi [BEICIP, 1975]

- **Le môle de Tihemboka** : C'est un grand axe orienté N-S affecté par un important accident méridien qui constitue la limite orientale du bassin d'Ilizi. Ce môle a joué d'une manière générale en zone haute dès le Paléozoïque. A la fin de la phase calédonienne, le môle de Tihemboka était déjà individualisé, comme il a connu une très longue émergence, tout au long des mouvements calédoniens et frasniens.
- **Le môle d'Ahara** : orienté approximativement dans la direction E-O, il constitue la limite septentrionale du bassin d'Ilizi. Il a subi l'influence de tous les mouvements qui l'on affecté.
- **L'accident de Fadnoun** : c'est la limite entre le môle de Tihemboka et la dépression centrale d'Ilizi du SW vers le NE, il se suit sur 300km, il s'agit d'une ancienne faille majeure d'orientation NNE qui a joué plusieurs fois durant le paléozoïque, et même plus récemment.
- **Le bombement de Tin Fouyé** : situé au NO du bassin d'Ilizi, il correspond à une zone très haute orienté N-S, et s'étend sur 200 km de longueur et 100 km de largeur.
- **Le monoclin d'Ilizi** : il sépare les deux zones hautes de Tin Fouyé et de Tihemboka.

### I.1.6. Magmatisme

Les roches magmatiques du bassin d'Illizi sont très abondantes et représentées essentiellement par des intrusions basaltiques à texture doléritique au Nord du bassin. Elles se rencontrent à des niveaux stratigraphiques différents, de l'Ordovicien jusqu'au Silurien. Ces roches vont avoir une influence physico-chimique sur les sédiments encaissants et peuvent même contribuer dans le piégeage des hydrocarbures.

### I.1.7. Paléogéographie

Le bassin d'Illizi est caractérisé par une juxtaposition de plusieurs aires paléogéographiques au cours des temps géologiques. Il s'agit d'une succession des milieux fluviaux, deltaïques, marins et glaciaires, (**Amrouche.F**).

#### I.1.7.1. Le Paléozoïque

##### a. Le Cambrien

Les dépôts du cambrien sont attribués à un milieu fluvial en tresse ayant permis la mise en place d'épandage sableux sur la surface intra-tassilienne. A la fin du cambrien s'amorce une transgression marine avec quelques épisodes régressifs de courtes durées.

##### b. L'Ordovicien

A cette époque régnait un milieu marin littoral peu profond et parfois des milieux lagunaires qui sont dus à la transgression trémadocienne. La fin de l'Ordovicien se distingue par l'installation d'une calotte glaciaire.

##### c. Le Silurien

Après la fonte des glaciers, on enregistre une transgression glacio-eustatique diachrone, vers le Sud-est et tardive vers le Nord-Ouest. La fin du Silurien est marquée par des mouvements épirogéniques calédoniens qui ont conduit à l'émersion de vastes régions et avec l'érosion, elles ont constitué des sources notables d'apports des séries détritiques du Dévonien inférieur.

##### d. Le Dévonien

➤ *Le Dévonien inférieur* : composé essentiellement de grès, il constitue le deuxième épandage fluvial du Paléozoïque. Il est marqué aussi par le début d'une transgression marine qui se poursuivra jusqu'au Dévonien supérieur.

➤ *Le Dévonien moyen et supérieur* : La sédimentation est essentiellement argileuse avec

l'intercalation de niveaux carbonatés fossilifères témoignant de l'installation d'un milieu marin à la fin du Dévonien.

#### **e. Le Carbonifère**

Il est marqué par une sédimentation argilo-sableuse entrecoupée de niveaux d'oolithes ferrugineux indiquant une régression marine.

#### **I.1.7.2. Le Mésozoïque**

Les sédiments sont de type continentaux à lagunaire.

#### **I.1.7.3. Le Cénozoïque**

Il est marqué par la reprise d'une sédimentation détritique témoignant d'une régression généralisée sur toute la plateforme saharienne.

#### **I.1.8. Système pétrolier**

Un système pétrolier est défini comme un ensemble ou un système géologique qui est formé d'une roche mère qui génère les hydrocarbures, d'une roche réservoir poreuse et perméable qui les accueille au cours de leur migration (le réservoir) et d'une roche couverture imperméable qui donnera son étanchéité au piège. Il est évident que le facteur temps est important quant à l'âge de la migration des hydrocarbures et sa relation relativement à la formation du piège. Etant à caractère dynamique, un système pétrolier inclut également un ensemble de processus physico-chimiques tels que la formation, la migration et l'accumulation des hydrocarbures et la formation de piège.

A ce niveau, il est intéressant pour nous d'identifier chacun des éléments du système pétrolier dans le cas de notre zone d'intérêt.

#### **I.1.8.1. Les roches mères**

Les différentes études géochimiques réalisées dans le bassin d'Illizi, montre que pratiquement toute les argiles du paléozoïque ont générées des hydrocarbures (B.TISSOT et J.ESPITALIE et G .DEKOOOP). Les principales roches mères sont représentées par :

- les argiles radioactives du Silurien
- les argiles du Dévonien moyen et supérieur

#### **a. Roches mères ordoviciennes**

Elles sont constituées essentiellement d'intercalations argileuses d'épaisseur variable dans une série gréseuse ou quartzitique. Les formations argileuses les plus intéressantes sont

représentées par les argiles micro conglomératiques de l'unité IV.

#### **b. Roches mères siluriennes**

Les argiles à graptolites du Silurien inférieur représentent la roche mère d'intérêt majeur du Paléozoïque, son épaisseur est de 300 m environ dans le bassin d'Illizi. Elles présentent des matières organiques de type I et II dont la proportion est de 8% à 100% et des matières organiques oxydes.

#### **c. Roches mères dévoniennes**

Les argiles du Dévonien moyen et supérieur comportent des matières organiques de type I, II et III (oïl prône), dont la proportion varie de 70 à 100%. Elles sont représentées par le Dévonien moyen et le Dévonien Supérieur.

#### **d. Roches mères carbonifères**

Elles sont représentées par les argiles du Tournaisien et l'argilo-gréseux du Viséen.

### **I.1.8.2. Les roches réservoirs**

Dans le bassin d'Illizi, les réservoirs se localisent dans les trois étages qui sont : le Cambro-ordovicien, Siluro-dévonien et le Carbonifère.

#### **a. Cambro-ordovicien**

Il est caractérisé par une grande variation des propriétés pétrophysiques et des épaisseurs dans les trois unités II, III, IV.

- **Unité II** : d'âge cambrien, son épaisseur est de 250 m et elle est composée de dépôts fluvio-deltaïques. Cette unité est productive d'huiles à l'Ouest à Ihansatène, de gaz à Tiguentourine, d'huile et de gaz à Edjeleh et Tin Fouyé (Fig. 9).
- **Unité III (Ordovicien)** : c'est une unité à sédimentation argilo-gréseuse essentiellement marine, l'extension de ces corps gréseux est tributaire du ravinement glaciaire est révélée gazifière seulement à Zarzaitine, Tenere, Beugra (Fig. 9).
- **Unité IV (Ordovicien)** : Elle correspond au Complexe terminal de l'Ordovicien, son épaisseur varie de 10 à 350 m, elle est constituée de dépôts fluvio-glaciaires à périglaciaires. C'est par excellence l'objectif essentiel qui représente le plus grand intérêt pétrolier : il s'est révélé producteur dans plusieurs régions ; sur le haut fond de Tin Fouyé, il est partout producteur de gaz avec un anneau d'huile dans sa partie Nord. Cette unité est productrice dans pratiquement tous les gisements dont Ihansatène,

Tiguentourine, etc.

- **Les sous-unités IV-3 et IV-2** présentent des porosités de 5 à 15 % et sont productives de gaz à Tin Fouyé Ouest, In Amenas, Tiguentourine, Zarzaitine et Irlalene (Fig. 9). L'hydrodynamisme joue un rôle important : par exemple, dans le gisement de Tin Fouyé, la distribution des fluides dans l'Ordovicien est contrôlée par un courant hydrodynamique de l'aquifère.

#### **b. Siluro-dévonien**

A partir du Silurien terminal jusqu'au Dévonien supérieur s'étagent plusieurs niveaux réservoirs dénommés par la société CREPS de bas en haut : F6, F5, F4, F3 et F2. Ces réservoirs subissent une différence notable, le F3 se contente de la partie orientale du plateau de Tinhert et au Nord de Alrar où il a produit de l'huile dont deux découvertes récentes à Merkssem et Stah. Le F4 est bien développé à l'Est mais disparaît au Nord Est totalement, le F5 est réduit au NE du bassin et disparaît vers le Nord, le F2 se biseaute vers le NO du bassin, il est producteur d'huile et de gaz dans plusieurs gisements. Seul le niveau F6 montre un plus grand intérêt au regard de son extension sur la quasi-totalité du bassin et son épaisseur relativement importante.

#### **c. Carbonifère**

On distingue les réservoirs suivants de haut en bas : A, B0, B1 jusqu'à B14 (Viséen-Namurien) et D0, D1, à D6 (Tournaisien-Viséen). Ces réservoirs présentent de bonnes caractéristiques pétrophysiques mais ils sont compromis par leurs faibles profondeurs, cependant ils produisent à Zarzaitine (B0, B2, B4, B8), Edjeleh (D2, D4, D6) et Tiguentourine (B11, D2, D4, D6).

##### **I.1.8.3. Les roches couvertures**

La couverture des réservoirs est assurée par les argiles du Dévonien moyen et Silurien argileux, ainsi que les séries du Namurien et du Viséen (Carbonifère) et du Tournaisien qui assurent l'étanchéité des différents réservoirs carbonifères, dévoniens F2, F4, et ordoviciens.

On peut citer ainsi les argiles du Dévonien inférieur comme couverture seulement pour le réservoir F6 dans la partie Ouest du bassin.

##### **I.1.8.4. Les pièges**

La majorité des pièges sont structuraux (GARA) néanmoins on peut rencontrer des pièges mixtes (structural avec effet diagénétique ou structural avec effet hydrodynamique) ou

encore stratigraphiques (Alrar et Tihemboka, F3, F6) au niveau du bassin d'Illizi. S'agissant de l'hydrodynamisme, les réservoirs du Cambro-ordovicien sont interprétés comme étant liés à un modèle d'hydrodynamisme complexe formant parfois un piège d'extension contenant potentiellement une grande quantité d'hydrocarbures comme l'exemple de Tin-Fouyé Tabankort dont le plan d'eau (contact eau-huile) est incliné vers le nord.

#### I.1.8.5. Histoire de la génération des hydrocarbures

D'après TISSOT, le bassin d'Illizi a été le siège de deux cycles principaux de la subsidence des roches mères du Paléozoïque, durant lesquels il y a eu génération d'hydrocarbures : (1) un premier cycle qui s'est achevé au Carbonifère supérieur et qui est important au Nord et au Sud-ouest du bassin. Durant ce cycle, il y a eu surtout génération d'huile et peu de gaz ; (2) un deuxième cycle d'enfouissement a commencé au Trias et s'est achevé au Crétacé, il est surtout important dans la partie Nord-est. Ce cycle est marqué surtout par la production des grandes quantités de gaz (Alrar, In Amenas, Zarzaitine, Irlalene).

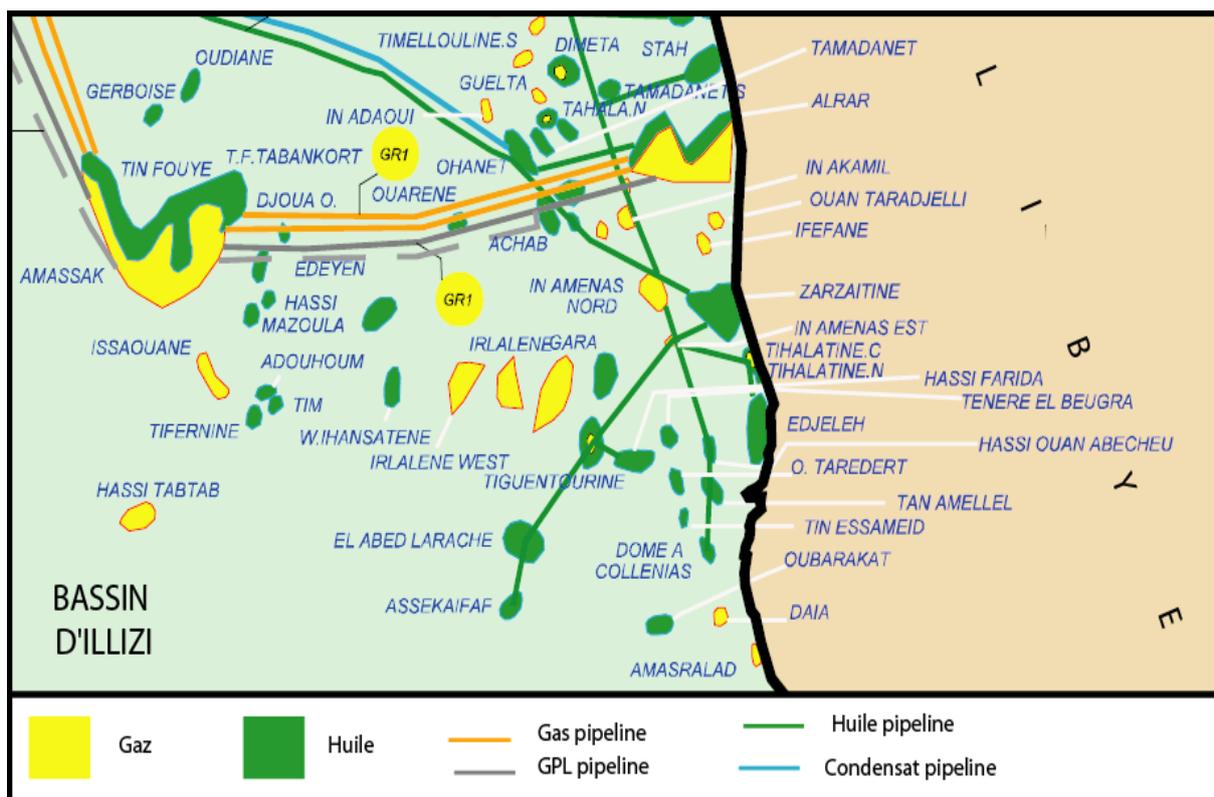


Fig. I.8. Carte de distribution géographique des gisements [Sonatrach, 1995]

## I.2. Présentation du gisement d'Amassak

Le gisement d'Amassak est un gisement d'huile avec gas-cap, situé dans le bassin d'Illizi dans la partie Est du Sahara algérien à 30.5 km à l'Ouest du champ de Tin-Fouyé-Tabankort. Il est actuellement développé par une cinquantaine de puits pour son anneau d'huile situé sur le flanc oriental de la structure limitée à l'Ouest par une faille majeure. Les réservoirs à hydrocarbures sont constitués essentiellement par les grès de l'unité IV (Ordovicien supérieur). Cette unité présente d'importantes variations de faciès et d'épaisseurs (50 m à plus de 200 m) et les caractéristiques des réservoirs sont globalement médiocres et variables, en particulier la perméabilité. L'objectif de ce travail est l'étude des paramètres pétrophysiques, leur évaluation ainsi que l'estimation des réserves du gisement d'Amassak (Ordovicien, unité IV-3).

### I.2.1. Situation Géographique

Le gisement d'huile et de gaz d'Amassak (Ordovicien) se situe dans la partie occidentale du bassin d'Illizi. Il est localisé à 30 km à l'Ouest-Nord-Ouest du gisement de Tin Fouyé-Tabankort (TFT), plus précisément dans la partie Ouest du plateau de Tinhert et à 230 km au Nord-Ouest d'In Amenas.

### I.2.2. Aspect structural

Le champ d'Amassak se présente comme un monoclinale incliné vers le NE et recoupé par de nombreux accidents subméridiens, il est limité par deux accidents principaux :

- A l'Ouest, une faille majeure inverse subverticale dont le rejet peut atteindre très localement 300 m (Ouest d'AMA-1). Cet accident régional d'orientation moyenne NNO représente l'une des principales failles du bassin d'Illizi et relie Tin Tayart au Sud à Maouar au Nord d'Amassak.
- A l'Est, on relève une série de failles inverses et normales de direction N20°, traduisant un système en décrochement. Le rejet maximal observé le long de cette succession de failles inverses/normales est de 120 m.

Ces deux éléments tectoniques se rejoignent au Sud pour former un coin étroit, d'où la forme structurale triangulaire du gisement d'Amassak fortement relevé vers le Sud.

Entre ces deux failles majeures, on peut observer quelques failles secondaires dont le rejet vertical varie de 20 mètres à une soixantaine de mètres localement, découpant le monoclinale en 3 compartiments, nord, centre et sud qui communiquent entre eux vers le Sud.

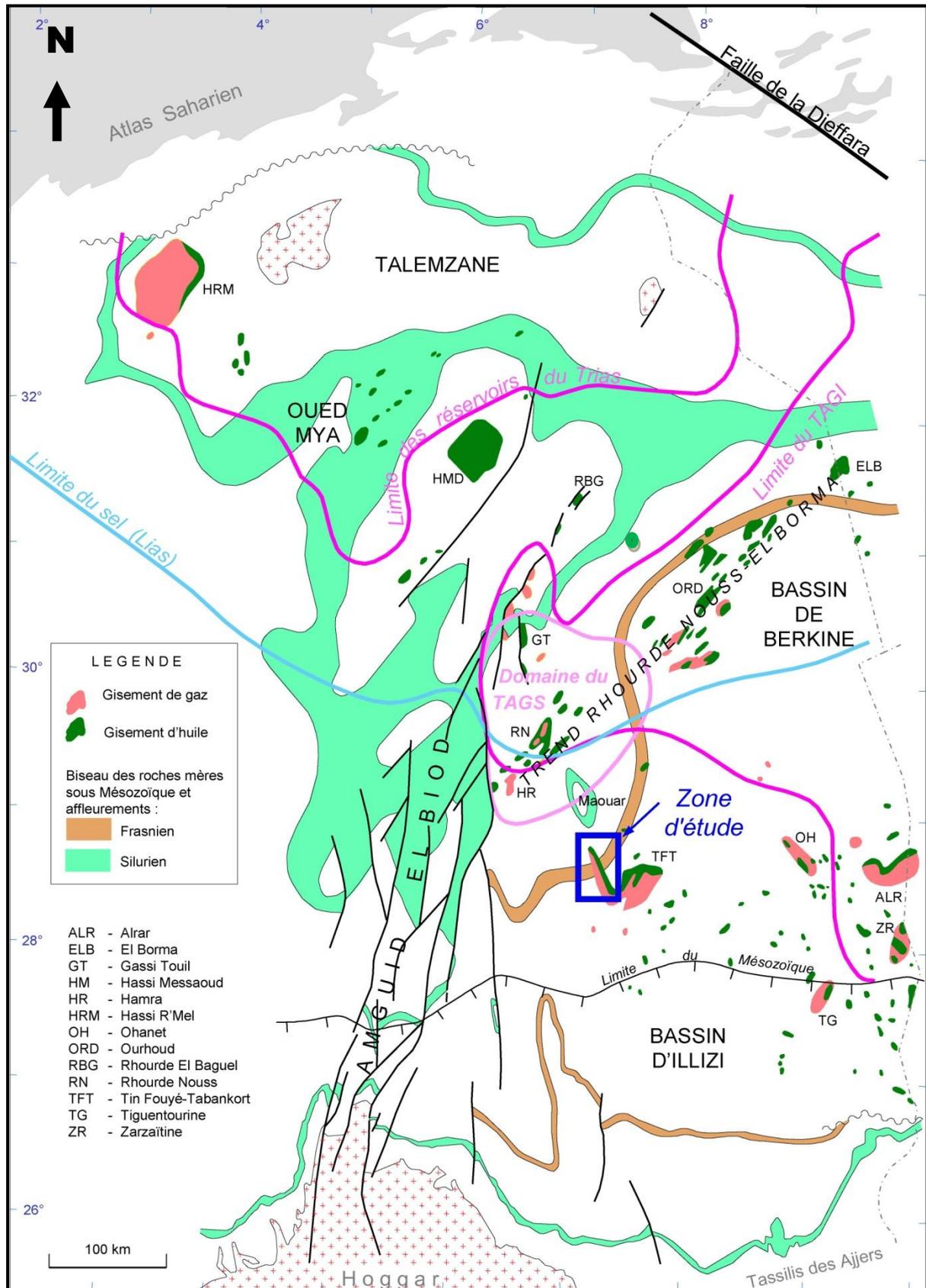


Fig. I.9. Situation géographique du gisement d'AMASSAK (WEC, 2007)

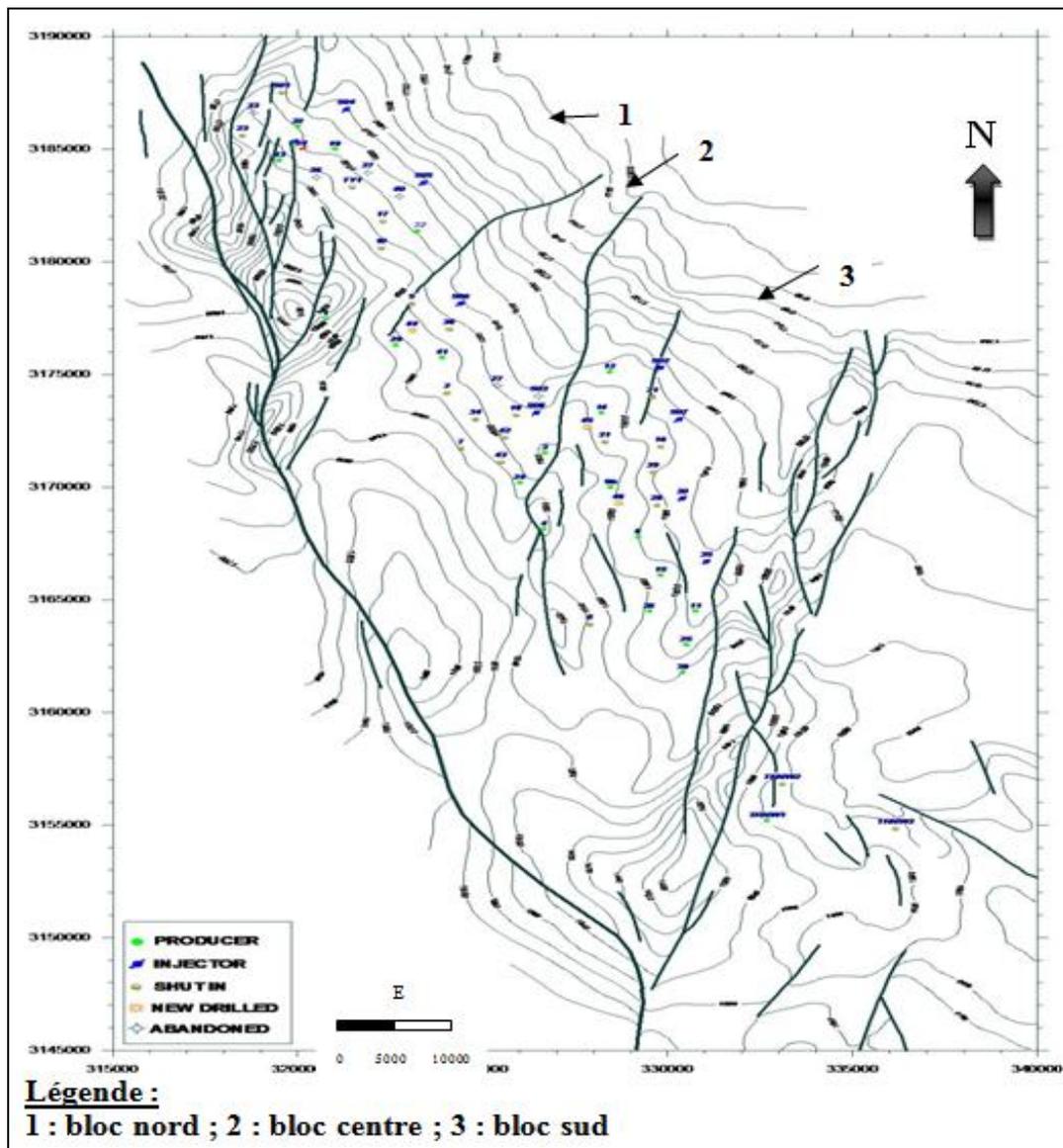


Fig. I.10. Carte structurale de gisement d'Amassak (Beicip, 1975)

### I.2.3. Distribution stratigraphique des dépôts et analyse sédimentologique

Le présent travail est consacré à l'Ordovicien du gisement d'Amassak qui en constitue le réservoir principal. Il est subdivisé en deux grandes unités : l'Unité III et l'Unité VI.

L'analyse sédimentologique détaillée des réservoirs du gisement d'Amassak a permis de compléter la reconnaissance des principaux faciès sédimentaires glacio-marins fini-ordoviens, et de proposer une architecture stratigraphique en relation avec les cycles climatiques majeurs (Figures 13 et 14) qui inclut les séquences suivantes :

- **Séquence Préglaciaire** : Elle consiste en l'unité III-3 ; elle est essentiellement complète sur une grande partie du gisement, à part vers le sud où elle est entaillée par une vallée glaciaire. Les dépôts sont principalement côtiers, continus, avec un niveau potentiel

réservoir qui correspond à un évènement régressif, l'Unité III est subdivisée en trois sous-unités : III-1, III-2 et III-3.

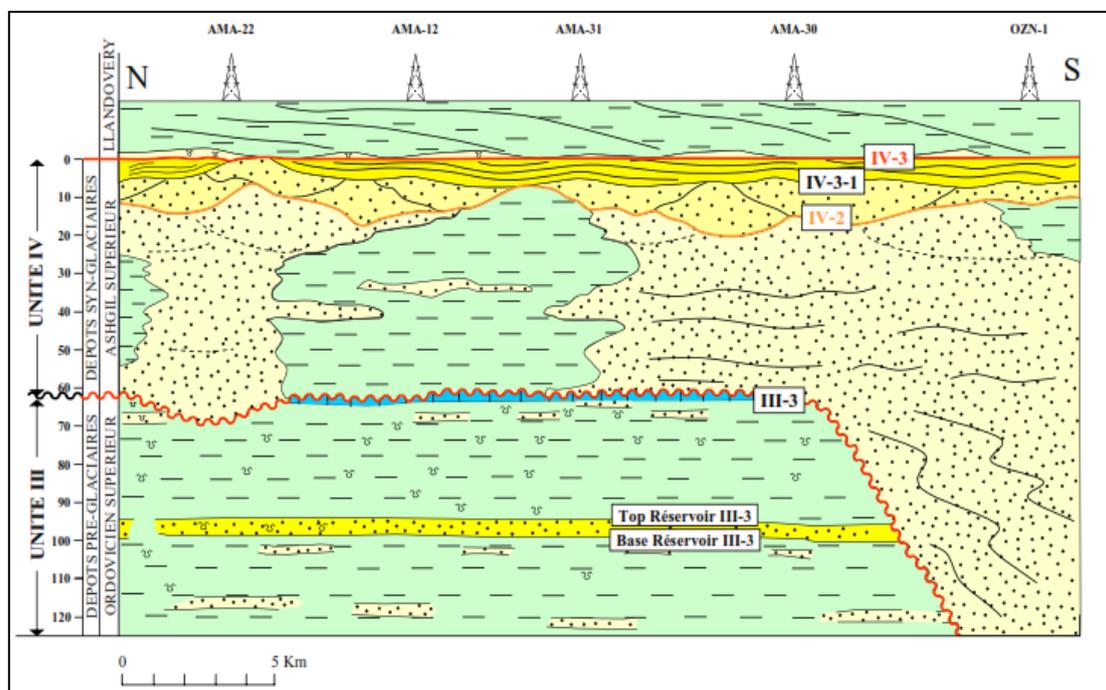
➤ **Séquence Synglaciale** : elle est représentée par le Complexe terminal de l'Ordovicien (Unité VI) déposée dans un environnement glaciaire et périglaciaire, l'Unité VI est subdivisée en deux sous-unités principales :

- **Les dépôts correspondant aux phases progressives d'avancée glaciaire** : ces dépôts caractérisent l'Unité VI-2, permettant la mise en place des sédiments fins souvent argilo-gréseux, cette Unité est très hétérogène regroupe l'ensemble des faciès de remplissage des paléo-vallées.

La limite entre l'Unité III-3 et VI-2 est exprimée pas une discordance de ravinement glaciaire, elle est bien exprimée sur la bordure sud de la zone d'étude.

La faible expression du ravinement glaciaire signifie que la zone d'Amassak se trouvait dans une situation d'inter-fleuve lors du surcreusement des vallées glaciaires.

- **Les dépôts correspondant aux phases progressives de retrait glaciaire** : ce sont des dépôts de sédiments gréseux discontinus et chenalisés dans un premier temps, puis de sédiments relativement plus homogènes qui constituent l'Unité VI-3 au sommet de l'Ordovicien ou la Dalle Terminale.



**Fig.I. 11.** Schéma conceptuel de l'agencement des dépôts ordoviciens à l'échelle du gisement d'Amassak (BEICIP, 1975)

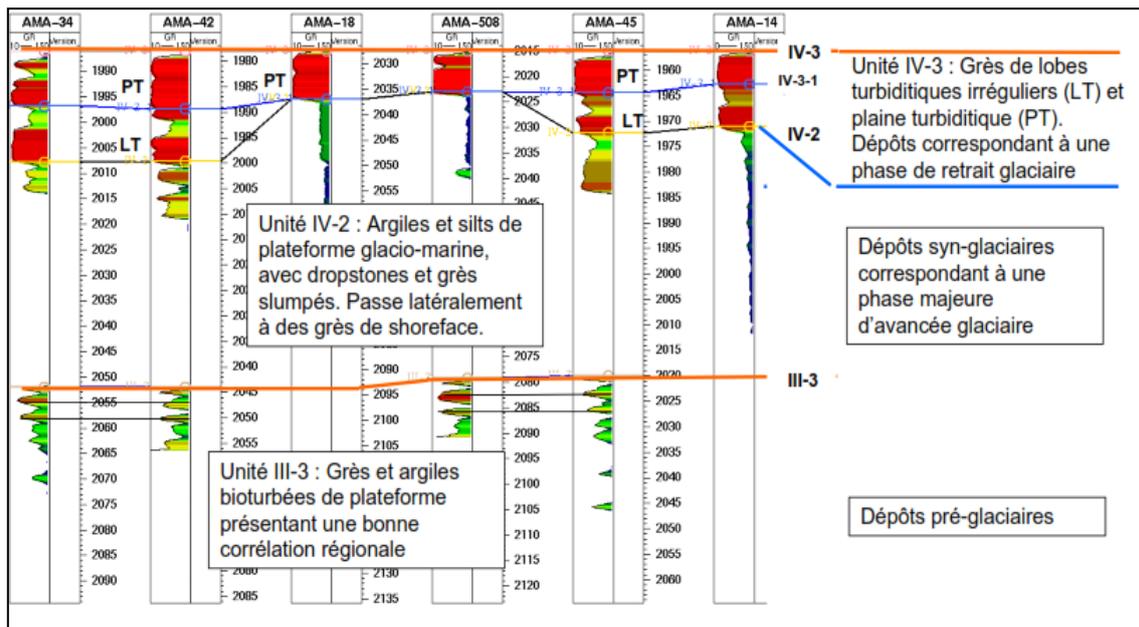


Fig.I. 12. Différents types de dépôts de l'Ordovicien du gisement d'Amassak (BEICIP, 1975)

#### I.2.4. Aspects sédimentologiques

L'analyse des carottes combinée à l'étude des diagraphies (BEICIP) permet de distinguer les principaux faciès suivants :

- L'Unité VI-3 : est composé de grès généralement moyens à grossiers et propres, à stratification oblique plus ou moins nette. La base de cette unité est représentée par des conglomérats polygéniques très hétérogènes et de faible épaisseur.
- L'Unité VI-2 : elle comprend les argiles microconglomératiques, souvent silto-gréseuses, caractérisées par la présence de grains de quartz et de petits graviers, au sommet cette unité est représentée par des niveaux de grès très fins slumpés. L'interprétation de tels dépôts dominés par des argiles à galets épars et grès slumpés sont interprétées comme glacio-marins, probablement sédimentés sur une plateforme peu profonde sur laquelle ont sédimenté les « dropstones » provenant d'icebergs à la dérive ; il s'agit donc d'une sédimentation en phase d'avancée glaciaire avec des flux gravitaires.
- L'Unité III : elle est caractérisée par un complexe argilo-gréseux. Celui-ci comprend des alternances de grès bioturbés avec des niveaux silteux et argileux foncés, qui s'organisent de manière stratocroissante vers le sommet. Un mince niveau à fort ciment carbonaté et riche en bryozoaires a été observé au sommet de l'Unité III-3 tandis que la

limite stratigraphique entre l'Unité III et l'Unité IV a été placée au-dessus de ce niveau carbonaté.

### I.2.5. Système pétrolier

Un système pétrolier conventionnel (**Dictionnaire de Géologie**) est composé essentiellement des éléments suivants :

- **Roche mère** : Roche dans laquelle se sont formés des hydrocarbures (ceux-ci pouvant migrer ultérieurement dans une autre roche, dite alors roche réservoir).
- **Roche réservoir** : Roche suffisamment poreuse et perméable pour pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz,...). Ces roches (calcaires, dolomies, grès) ont un intérêt économique, si leurs volumes sont suffisants, et si elles sont recouvertes par des couches imperméables interdisant aux fluides de s'en échapper.
- **Roche couverture** : c'est une roche non perméable qui couvre le réservoir pour empêcher les hydrocarbures de dismigirer (suintement des hydrocarbures en surface).
- **Piège** : c'est la structure qui renferme les hydrocarbures, il est soit structural (anticlinal, contre faille,...) ou stratigraphique (récif, chenal, biseau stratigraphique,...) ; les pièges sont déterminés par l'interprétation des coupes sismiques et l'élaboration des coupes équilibrées.
- **Le timing** : c'est le rapport entre le temps de migration des hydrocarbures et le temps de formation du réservoir, on parle d'un timing favorable lorsque la migration se fait parallèlement ou après la formation de la roche réservoir et on parle d'un timing défavorable lorsque la migration se fait avant la formation de la roche réservoir.

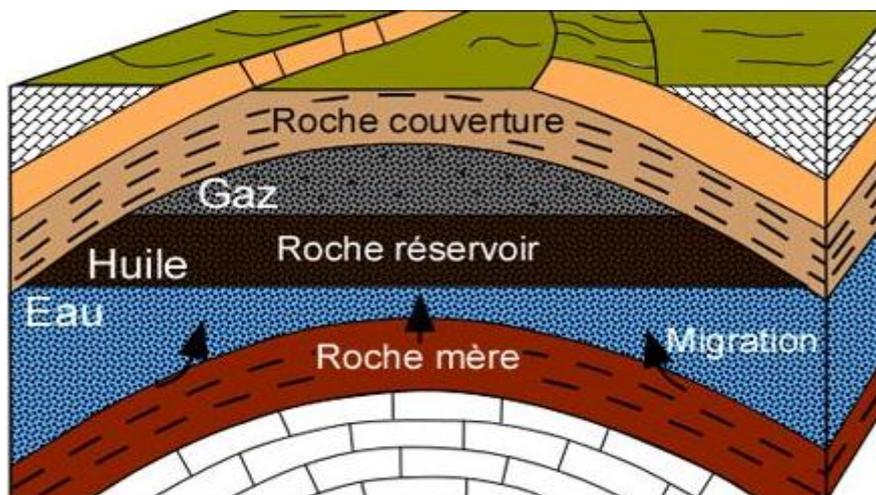


Fig. I.13. Schéma représentant les éléments du système pétrolier

### **I.2.5.1. Les roches mères**

Les principales sont les argiles du Gauthlandien, dont l'épaisseur varie de 250 à 300 mètres. Les argiles de l'Ordovicien, du Dévonien et du Carbonifère ont également des caractéristiques de roches mères, mais elles sont de moindre importance.

### **I.2.5.2. Les roches réservoirs**

Le réservoir d'Amassak se caractérise par l'importante variation d'épaisseur, de faciès et de caractéristiques pétrophysiques. Les accumulations d'huiles et de gaz appartiennent à l'Unité IV-3 et IV-2 de l'Ordovicien telles que décrites précédemment.

### **I.2.5.3. Les roches couvertures**

La puissante série argileuse du Silurien (150 à 200 m d'épaisseur), constitue une excellente couverture pour les réservoirs du Cambrien et de l'Ordovicien.

### **I.2.5.4. La maturation**

Elle se situe dans la fenêtre pétrolière. A l'Ordovicien, il est probable que les failles, les zones fortement accidentées et les roches perméables soient les voies préférentielles de **migration** des hydrocarbures. Concernant **les pièges**, le gisement d'Amassak est de type structural, avec fermeture associée à des failles majeures.

### II. Aspects théoriques et principe des mesures diagraphiques

#### II.1. Introduction

Lors de la découverte d'un réservoir pétrolier par les méthodes exploratoires (géologiques et géophysiques), il est essentiel de cerner les paramètres qualitatifs et quantitatifs pertinents qui peuvent conditionner ses rendements potentiels, à savoir : la porosité, la perméabilité, le taux de saturation, l'épaisseur et les différents fluides qu'il renferme (gaz, huile ou eau).

Pour ce faire, la première approche consiste à faire des forages et, autant que possible, des carottages qui nous renseignent directement sur la nature et les propriétés des formations traversées.

La seconde approche vise à déterminer les paramètres pétrophysiques de la formation réservoir par toute une diversité d'outils de diagraphies conventionnelles utilisés couramment tels que les rayons gamma, neutron, sonique, caliper, etc. Dans ce chapitre, nous allons aborder succinctement les principales définitions, les principes de fonctionnement de ces outils ainsi que leurs principales applications.

#### II.2. Notions de diagraphie

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

## Chapitre II : Aspects théoriques et principe des mesures diagraphiques

---

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.

Les principaux utilisateurs de ces techniques sont les pétroliers. En dehors de la détermination de la lithologie des formations traversées, ils s'en servent pour le calcul des quantités d'hydrocarbures en place et la détermination des caractéristiques des roches réservoirs.

### II.3. Notion de réservoir

#### II.3.1. Réservoir et objectifs des diagraphies différées

Un réservoir est une formation du sous-sol poreuse et perméable. Il renferme, généralement, une accumulation naturelle d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limitée par une barrière aquifère et caractérisée par un système de pression unique. D'apparence simple, cette définition fait appel aux concepts suivants : (O. Serra, 1979)

- Paramètres pétrophysiques : porosité et perméabilité
- Accumulation naturelle d'hydrocarbures
- Couverture-fermeture : barrière rocheuse ou aquifère
- Régime de pression naturelle, avant exploitation.

L'étude des séries réservoirs à partir des diagraphies différées, a pour objectifs essentiels :

- la localisation des réservoirs.
- la caractérisation du contenu, c'est à dire la détermination de la nature des fluides imprégnant les réservoirs (nature des hydrocarbures gaz, huile), ainsi que la salinité des eaux de formations.
- Le calcul des réserves en place et déplaçables, c'est à dire la détermination de l'épaisseur, le calcul des caractéristiques pétrophysiques apparentes et réelles de chaque réservoir par exploitation des données des diagraphies, tel que la porosité, le calcul de la saturation en eau, calcul des hauteurs utiles.
- La détermination de la lithologie, de la nature précise des minéraux majeurs ainsi que leur pourcentage, l'argilosité et le mode de distribution des argiles.

Pour obtenir cet ensemble d'informations, il faut disposer d'un jeu de diagraphies différées le plus complet et le plus varié possible.

### II.3.2. Définition, typologie et structure des réservoirs

D'une manière générale, un réservoir est une formation sédimentaire poreuse et perméable. Il est constitué de grès ou de carbonates, qui renferment des accumulations naturelles d'hydrocarbures. Il est limité par des roches imperméables (argiles). (O. Serra, 1979).

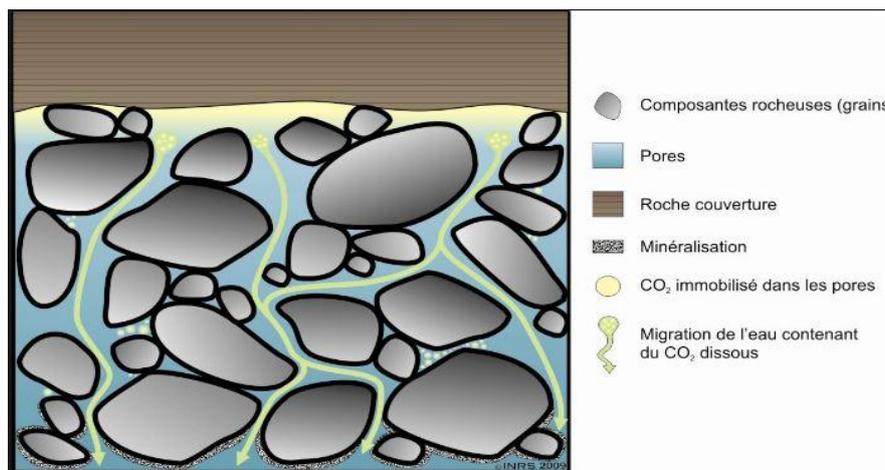


Fig. II. 1. Schéma montre les caractéristiques pétrophysiques d'un réservoir (matrice, grains, pores, ciment et fluides)

- **Les réservoirs gréseux** : selon la cimentation, on distingue plusieurs types de grès dans ces réservoirs en passant par les sables. Ainsi, les différents types de grès dépendent de la nature du ciment, la taille et la minéralogie des grains. Le ciment peut être siliceux, argileux ou carbonaté.
- **Les réservoirs carbonatés** : les roches carbonatées sont constituées par des minéraux de calcite  $\text{CaCO}_3$  et /ou de dolomies ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ). Elles sont formées par précipitation chimique ou biochimique de carbonates de calcium. D'autres proviennent de l'accumulation des restes d'organismes vivants. Ces réservoirs présentent généralement des qualités notables de roche réservoirs.

Chaque réservoir est caractérisé par les formations qui le constituent dont l'essentiel est formé par la matrice rocheuse où sont piégés les fluides (eau, gaz, huile) dans les divers vides qui leur sont offerts.

### II.3.3. La matrice

Elle rassemble des éléments sédimentaires solides, constituant la roche (grains et ciment) et on distingue principalement trois types de matrices (**Serra, O, 1979**)

- **Matrice propre** qui ne renferme pas d'argiles et de silts.
- **Matrice simple** qui renferme les mêmes minéraux (grains et ciment).
- **Matrice complexe** qui renferme les grains de composition minéralogique différente, et/ou un ciment de nature différente.

### II.3.4. Les fluides

L'arrangement des éléments solides laisse subsister des espaces vides, qui sont occupés par les fluides. Ces fluides peuvent être du gaz de l'huile ou de l'eau, leur pourcentage dans la formation dépend de celui des pores donc de la porosité.

Ces fluides sont des mauvais conducteurs de courant, d'où l'importance de connaître la résistivité de la roche, car elle permet de déterminer le pourcentage de cette eau dans la roche, et connaissant la porosité, on détermine le pourcentage d'hydrocarbures dans les pores.

### II.3.5. Le faciès

Il désigne un aspect d'une roche ou d'un terrain qui renvoie à la catégorie dans laquelle on peut les ranger, et qui est déterminé par plusieurs caractères lithologiques [lithofaciès] ou paléontologiques [biofaciès]. Le terme est également utilisé pour désigner une catégorie correspondant à un milieu ou un domaine de sédimentation. De ce fait, le faciès a un intérêt descriptif et sert à qualifier un étage lithostratigraphique (une roche ou un minéral) ou biostratigraphique. Ainsi, les faciès permettent de catégoriser ces étages à l'aide de critères déterminants qui leur sont propres.

Il est utile de souligner que lorsqu'un faciès ne peut être déterminé qu'au microscope optique, on l'appelle microfaciès et, nanofaciès, lorsque sa caractérisation nécessite l'emploi d'un microscope électronique.

### II.3.6. La lithologie

Ce terme désigne la nature des roches formant une couche géologique et pour la déterminer, il est important d'avoir une connaissance préalable de ses principaux composants qui aidera à la restitution de la lithologie.

### II.3.7. L'invasion

La présence du fluide de forage dans le puits peut être génératrice de sérieuses perturbations dans les formations traversées. Ainsi, les formations forées contiennent des fluides (eau, gaz et pétrole) qu'il faut maintenir en place, afin d'éviter leur venue en surface. Pour cela, la boue de forage exerce une pression hydrostatique supérieure à la pression des formations et des fluides qu'elles contiennent. . (D.CHAPELIER, Cours, diagraphie).

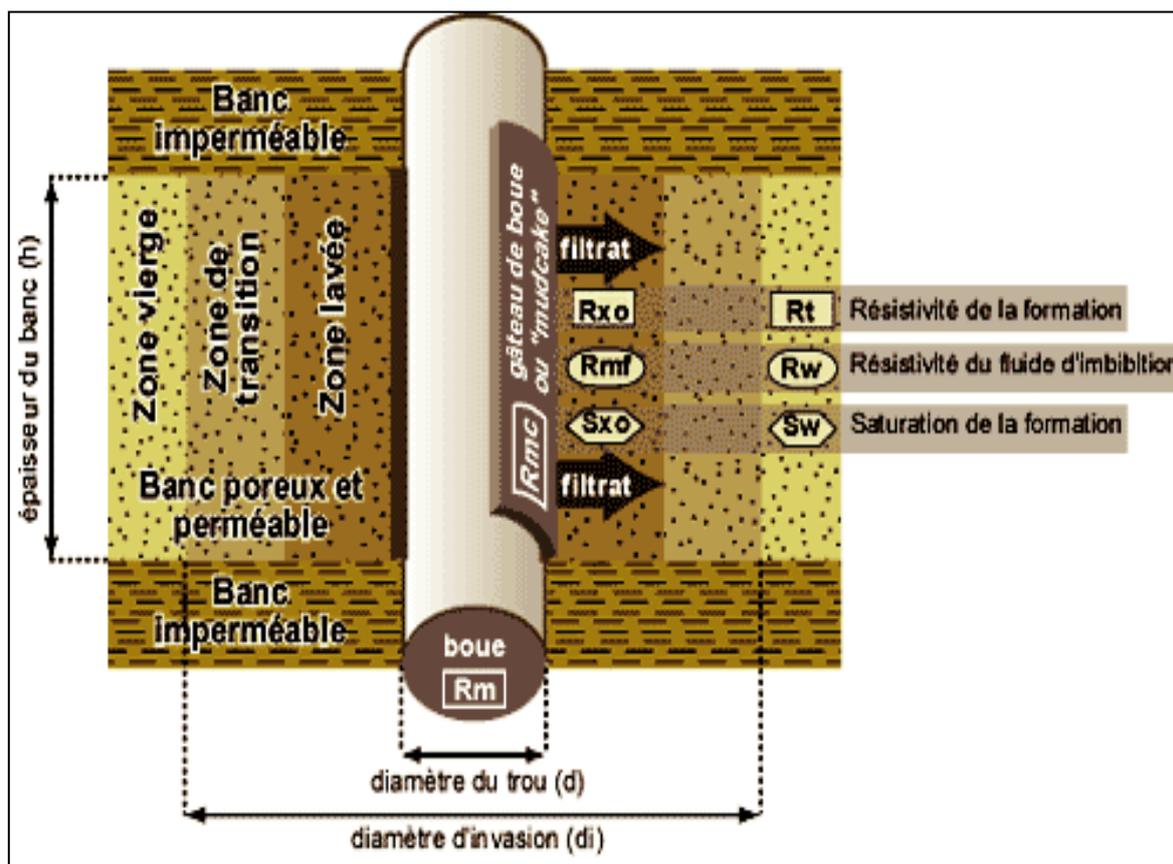


Fig.II. 2. Représentation schématique de l'invasion (D.CHAPELIER, Cours de diagraphies)

Dans ces conditions, il se produit une infiltration de la phase liquide et des substances dissoutes dans la formation. C'est le **filtrat de boue**. Les particules dispersées s'accumulent sur les parois du trou, formant le dépôt de boue ou, en anglais, **mud cake**. Ce dernier a une épaisseur qui varie entre 3 mm et 2,54 cm.

Cependant, le filtrat de boue envahit la formation et perturbe les fluides en place. Ainsi, on distingue trois zones principales autour du trou de forage (figure II.1) :

- **Zone envahie** : le filtrat de boue a chassé, totalement, les fluides de la formation. Par conséquent, les pores sont remplis de filtrat de boue et de résidus d'hydrocarbures
- **Zone intermédiaire** : le filtrat de boue a chassé, partiellement, les fluides de la

formation.

- **Zone vierge** : Cette zone n'a pas été contaminée par le filtrat de boue. Ainsi, les pores sont remplis des fluides de la formation. Elle est appelée : **zone profonde**

**Remarque** : les zones envahie et intermédiaire constituent la **zone lavée**

### II.4. Utilisation des diagraphies

Ce sont deux français, les frères Schlumberger, Marcel et Conrad qui effectuèrent la première diagraphie différée: ce fut la mesure de la résistivité pour la première fois en septembre 1927 à Pechelbronn, à laquelle ils avaient donné le nom de carottage électrique (figure II.2). Plus tard, l'enregistrement d'autres paramètres physiques apparut avec les progrès techniques et scientifiques.

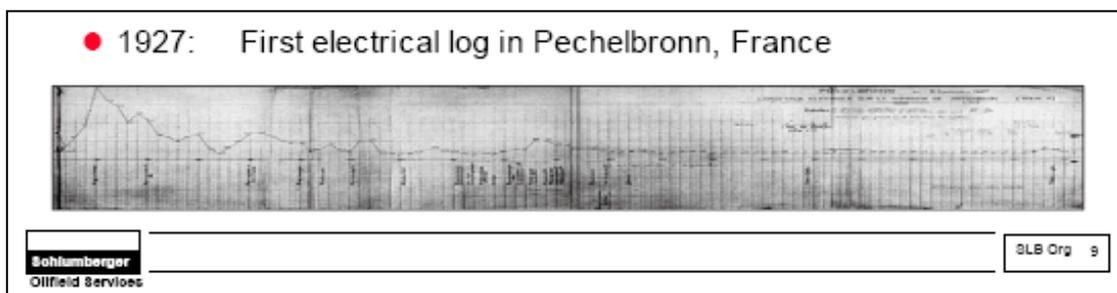


Fig.II.3. Premier log électrique (Document Schlumberger)

#### II.4.1. Type de diagraphies

##### II.4.1.1. Diagraphies en cours de forage

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

##### II.4.1.2. 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.

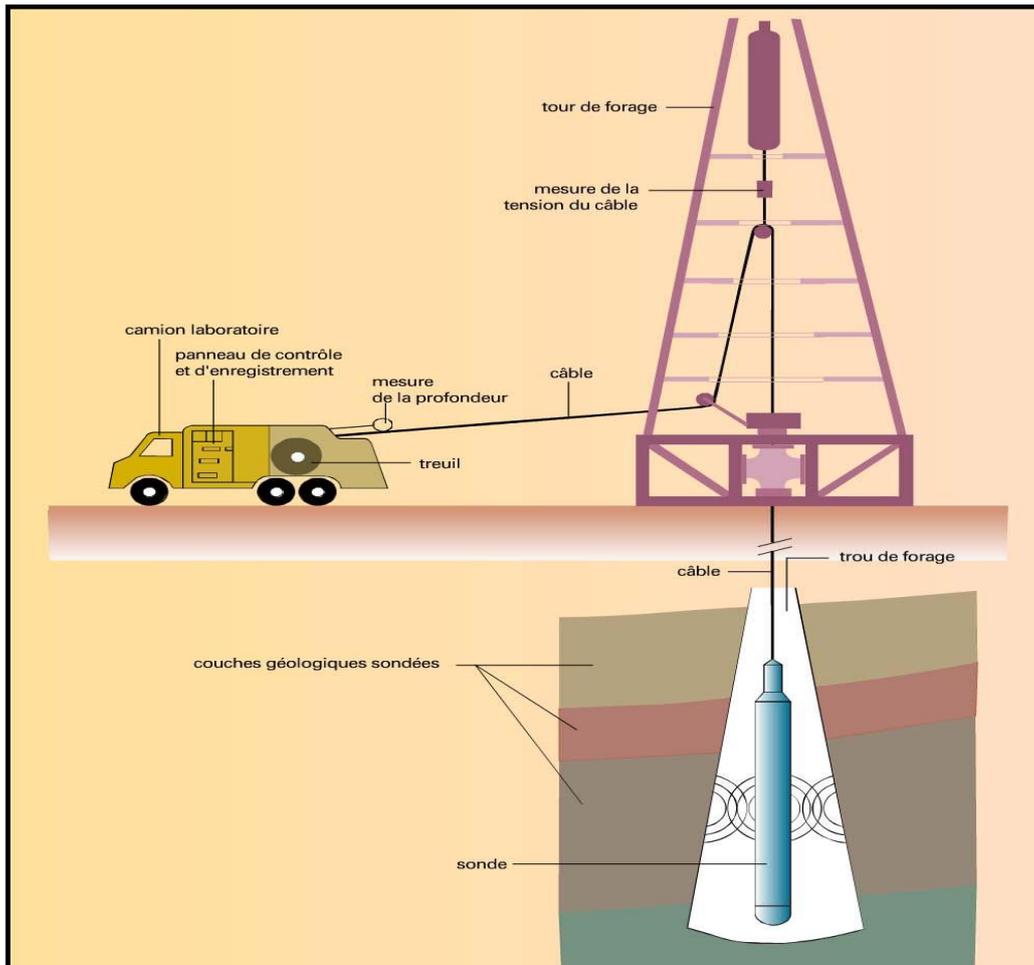
##### II.4.1.3. Diagraphies de production

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.

Dans ce qui suit, nous allons développer, essentiellement, les diagraphies différées et de production.

### II.5. Diagaphies différées

Les diagaphies différées sont des enregistrements des paramètres physiques des formations traversées par le forage, ou des fluides qu'elles renferment, avec des outils, ou sondes, conçus dans ce but. Ces outils sont descendus dans le trou de forage à l'extrémité d'un câble qui assure la liaison avec les instruments de surface commandant les opérations, et groupés soit dans un camion, soit dans une cabine fixe pour les forages en mer (figure II. 03).



**Fig. II. 4.** Appareillage pour la mise en œuvre des diagaphies (D.Chapelier, cours de diagaphies)

Pour autant que l'on sache relier les paramètres mesurés et leurs variations aux propriétés physiques et/ou chimiques des formations géologiques et des fluides contenus dans ces formations, on dispose d'un instrument sans égal pour étudier les roches et leur contenu éventuel. Il existe des relations étroites entre les paramètres physiques enregistrés et les paramètres géologiques. On peut définir un "faciès géophysique" qui est pour un niveau donné, la somme des caractéristiques vues par les diagaphies. Le "faciès géophysique" reste inchangé pour un même niveau au cours de plusieurs enregistrements successifs avec les mêmes outils, dans le même trou. Il en résulte que la modification d'un paramètre géologique

## Chapitre II : Aspects théoriques et principe des mesures diagraphiques

doit se répercuter sur un ou plusieurs paramètres physiques. A l'inverse, toute variation d'un paramètre physique revêt une signification géologique.

Les diagraphies sont donc très utiles pour faire des corrélations de puits à puits et donnent des indications très précieuses sur les variations lithologiques.

En Algérie, les opérations de diagraphies sont souvent exécutées par des sociétés de service tel que : Schlumberger, Halliburton, Hesp, Western Atlas, Baker, etc.

### II.5.1. But des diagraphies

L'utilisation des diagraphies dans notre étude consiste essentiellement à :

- Déterminer le pourcentage d'argile à partir du Gamma Ray.
- Évaluer la porosité des formations à partir de la combinaison des outils Sonique, Neutron et Densité.
- La localisation des réservoirs les plus favorables à l'accumulation économique d'hydrocarbures.
- La nature et composition des solides et des fluides traversés par le sondage.

### II.6. Classification des diagraphies

Il y'a trois types de diagraphies qui se déclinent en différentes variantes (figure 05) :

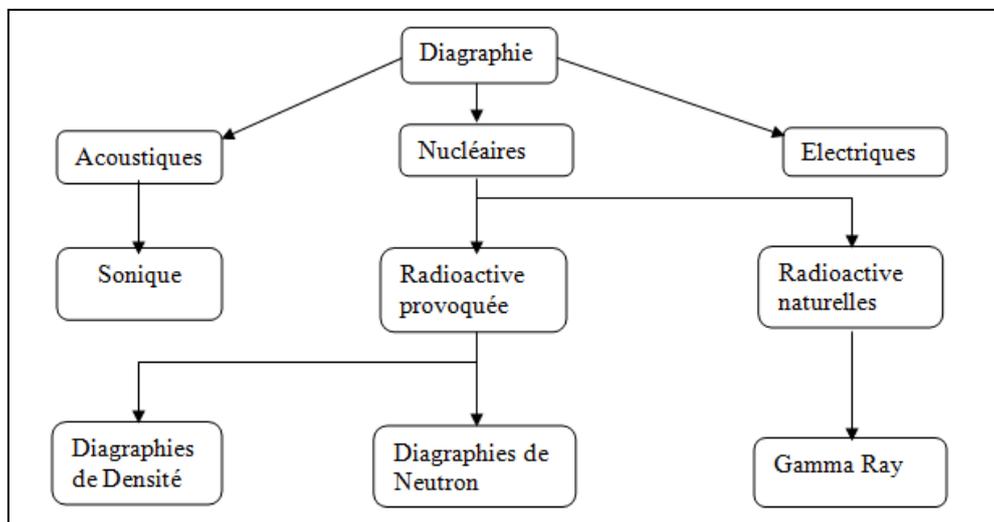


Fig. II. 5. Schéma présentant la classification des diagraphies

### II.7. Les différentes diagraphies utilisées

#### II.7.1. Diagaphies 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.

##### II.7.1.1. Principe

On mesure le rayonnement gamma naturel à l'aide de détecteurs appropriés comprenant un compteur Geiger, une chambre d'ionisation ou un compteur à scintillation. Ce dernier étant préférable par son rendement, ses dimensions (10cm contre 90cm), et la meilleure définition verticale des couches qu'il permet. Donc, la sonde GR contient un détecteur à scintillation à cristal d'iodure de sodium, et permet l'enregistrement de l'intensité globale de la radioactivité des rayons gamma naturels des trois éléments radioactifs (Potassium, Uranium et Thorium, mais pas celle des sels de potasse (figure 5).

La réponse de l'outil est donnée par la relation suivante:  $GR = (\rho_v / \rho_b) \cdot A$

- GR: radioactivité globale mesurée, exprimée en unités API (American Petroleum Institute).
- $\rho_v$  : densité du minéral ou de l'élément radioactif dans la formation.
- $\rho_b$ : densité globale de la formation
- A: facteur de proportionnalité correspondant à l'activité  $\gamma$  du minéral ou de l'élément radioactif.

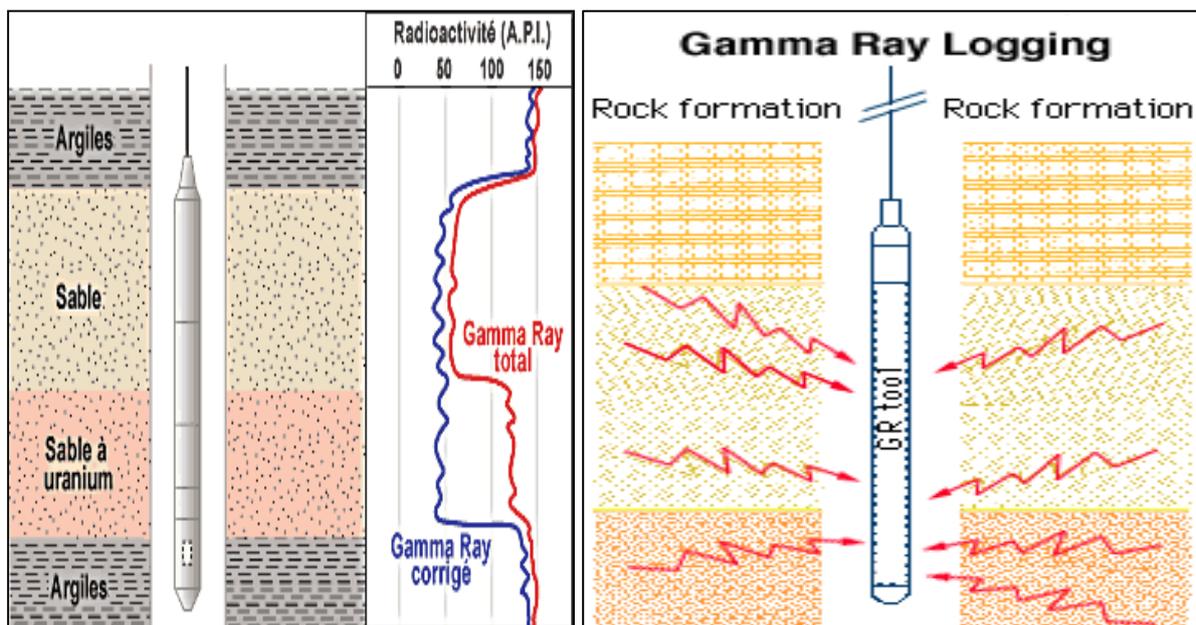


Fig. II.6. Principe de la diagraphie Gamma Ray (NAFTOGAZ, 2006)

### II.7.1.2. Interprétation

On admet très souvent que la radioactivité d'une formation traduit son argilosité et que la relation suivante permet de calculer le pourcentage d'argile :

$$V_{sh} = [(GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})] \cdot 100$$

Avec:

$V_{sh}$  : volume d'argile en (%).

### II.7.1.3. Applications

- Délimitation des couches réservoirs
- Evaluation des minéraux radioactifs.
- Corrélation de puits à puits.
- Détermination de la lithologie.
- Estimation du pourcentage d'argile des réservoirs.
- Délimitation des couches perméables de celles imperméables.

## II.7.2. Diagaphies électriques (Diagaphies de Résistivité)

### II.7.2.1. Principe

Les diagaphies de résistivité dépendent de la composition de la roche en éléments solides et de la nature des fluides contenus. Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre dans la formation et on enregistre la différence du potentiel (DDP) par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source que l'on appelle espacement. C'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, plusieurs outils peuvent être définis. Ces outils permettent par différentes combinaisons et connexions des bobines l'enregistrement de cinq courbes de résistivité à différents rayons d'investigation. Il s'agit de R10", R20", R30", R60" et R90".

On peut les subdiviser en deux familles : les macro-dispositifs et les micro-dispositifs.

- **Les macro-dispositifs (Dual Laterolog ou DLL)**

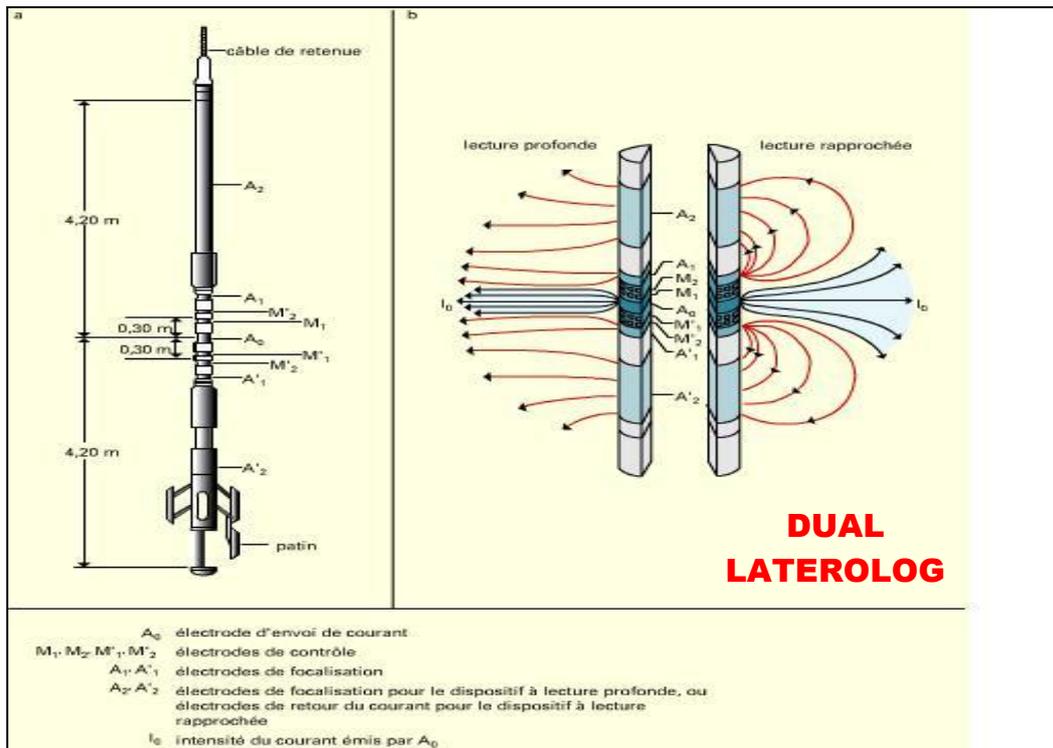
La sonde comprend une électrode centrale d'envoi de courant  $A_0$  et quatre paires d'électrodes de focalisation classées symétriquement par rapport  $A_0$  (figure 06). Ce type d'outils permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge  $R_t$ , et l'enregistrement simultanée de deux courbes de résistivité, il s'agit de :

## Chapitre II : Aspects théoriques et principe des mesures diagraphiques

- R lld : ayant une investigation profonde
- R lls : ayant une investigation moyenne

- **Les micro-dispositifs « Micro Spherically Focused Log » (MSFL) :**

Le dispositif comprend une électrode centrale d'envoi de courant et quatre paires d'électrodes disposées symétriquement (figure 07). Le courant d'émission est focalisé sphériquement dans un espace faible. Permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée  $R_{x0}$  (MSFL).



Les courbes de résistivités sont en échelle logarithmique avec une sensibilité variant de 0,2 à 2 000 ohm.m.

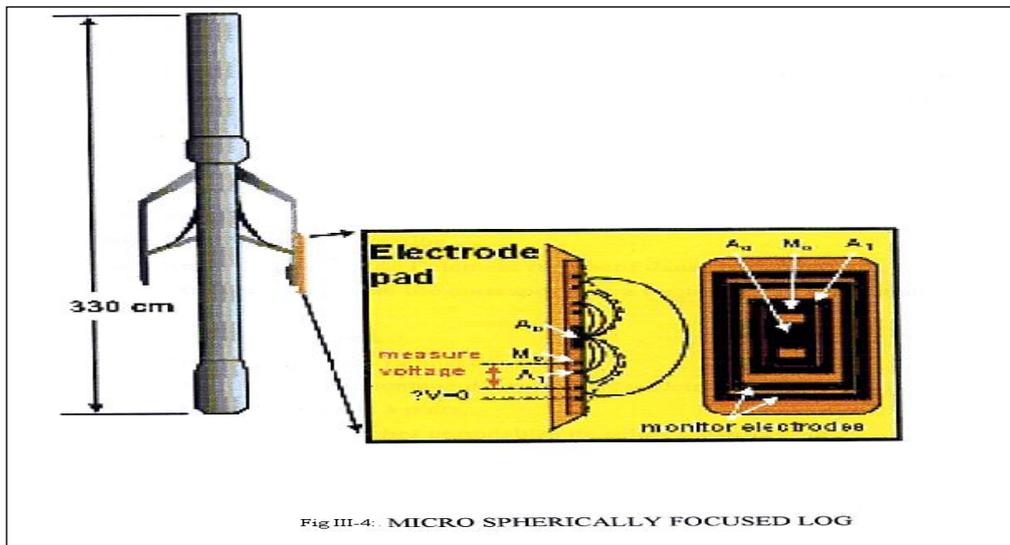


Fig. II. 8. Les microdispositifs (Micro Spherically Focused Log ou MSFL), (SHLUMBERGER, 2002)

### II.7.2.2. Application

- Détermination des différentes résistivités  $R_t$  et  $R_{xo}$ .
- Donner la nature des fluides.
- Estimation du diamètre d'invasion.

### II.7.3. 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.

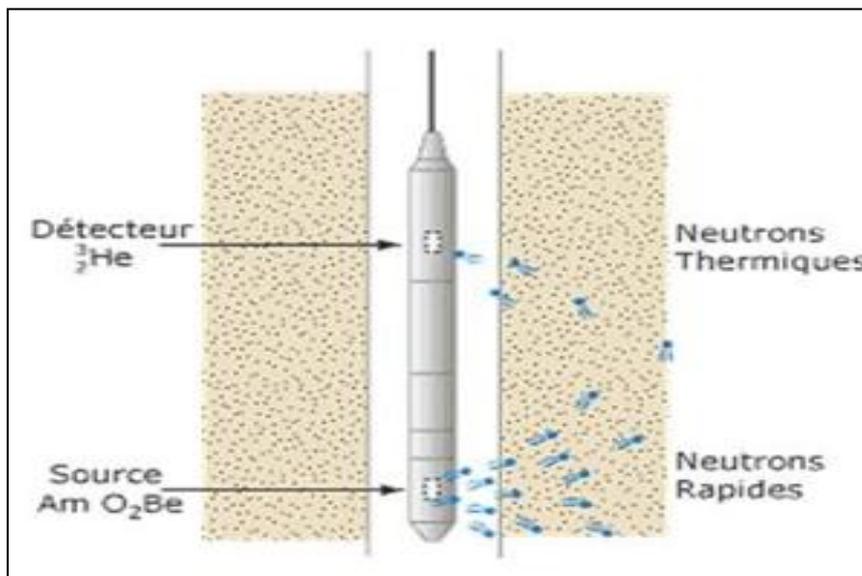


Fig. II. 9. Schéma de principe de la sonde à neutrons

### II.7.3.1. Principe

Une source émet des neutrons rapides (vitesse initiale  $> 10\,000$  km/s) et dont l'énergie initiale est comprise entre 4 et 6 MeV. Ces neutrons ont un pouvoir de pénétration élevé qui leur permet d'entrer en collision avec les noyaux atomiques de la formation (figure 8).

Au fur et à mesure de leur pénétration, ils perdent progressivement leur énergie en deux phases :

#### a. Phase de ralentissement

Les neutrons sont plus ou moins ralentis selon leurs angles d'incidence et selon que leur masse se rapproche ou non de celles des noyaux rencontrés. Les collisions avec les noyaux d'hydrogène ont un effet prépondérant puisque la masse de ces noyaux est sensiblement la même que celle des neutrons. Ainsi ralentis, les neutrons atteignent l'état thermique dans lequel leur énergie vaut 0.025 eV et leur vitesse 2 500 m/s. Si le détecteur compte les neutrons ainsi ralentis on parle alors de Log Neutron-Neutron (Figure 8).

#### b. Phase de capture

Lorsque l'énergie devient inférieure à 0,025 eV les neutrons thermiques sont finalement capturés par les noyaux de certains éléments. Les noyaux de chlore sont les plus efficaces pour capturer les neutrons thermiques. Cette capture s'accompagne d'émission de rayons gamma. On parle alors de Log Neutron-Gamma.

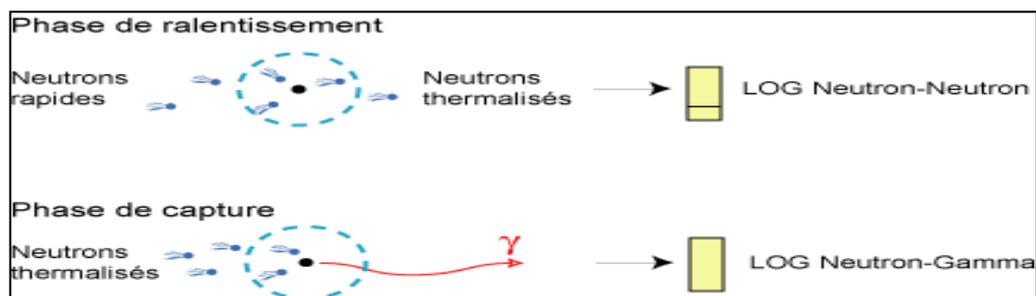


Fig. II. 10. Comportements des neutrons dans les formations

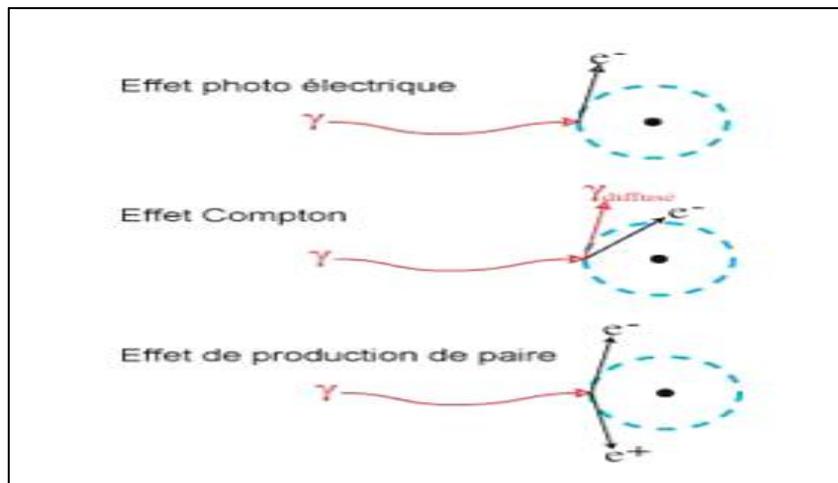
### II.7.3.2. Applications

- Mesure de la porosité.
- Différenciation des zones à gaz, des zones à huile ou à eau
- Définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.

### II.7.4. Diagraphie gamma-gamma ou (de densité)

#### II.7.4.1. Principe

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. On bombarde la formation par un faisceau de rayons gamma d'énergie constante (0,1 à 1 MeV). Ces photons gammas entrent en collision avec les électrons de la matière. A chaque collision, l'énergie du faisceau incident est atténuée. Cette atténuation, peut se faire de trois façons : Effet photoélectrique, effet Compton, effet de production de paire (figure 09).



**Fig. II. 11.** Schéma présentant les effets d'interaction des rayons gamma avec les atomes (NAFTOGAZ, 2006)

Trois types d'interactions se produisent suivant l'énergie des photons incidents :

- L'effet photoélectrique si l'énergie des photons est inférieure à 0,1 MeV.
- L'effet Compton si l'énergie des photons est entre 0,1 à 1 MeV.
- L'effet de production de paire si l'énergie des photons est supérieure à 1,01 MeV.

#### II.7.4.2. Interprétation

L'enregistrement de cette diagraphie permet de déterminer la porosité-densité  $\Phi_D$  par la lecture sur le log de la densité globale «  $\rho_b$  » (g/cm<sup>3</sup>) et en utilisant la relation suivante:

$$\Phi_D = [(\rho_b - \rho_{ma})] / (\rho_{mf} - \rho_{ma}) \times 100$$

Avec :  $\rho_{ma}$  : densité de la matrice.

$\rho_{mf}$ : densité du fluide de forage.

#### II.7.4.3. Applications

- Détermination de la porosité.

## Chapitre II : Aspects théoriques et principe des mesures diagraphiques

- Détecter la présence de gaz dans la zone envahie car elle provoque une forte diminution de la densité, donc une porosité-densité anormalement haute.
- Identification rapide des fluides présents dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz-huile, gaz-eau et huile-eau.

### II.7.5. Diagaphies 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. Le principe est de mesurer le temps de propagation d'une onde sonore à travers la formation ; pour cela on dispose d'un émetteur et d'un récepteur éloigné sur la sonde.

#### II.7.5.1. Principe

Il consiste à la mesure du temps mis par l'onde longitudinale pour parcourir la distance entre les émetteurs et les récepteurs. Les impulsions sonores sont produites par chacun des émetteurs, et les temps d'arrivés sont enregistrés. Le temps de transit  $\Delta t$  est l'écart entre les temps d'arrivés des ondes longitudinales sur deux récepteurs, il dépend de la nature lithologique de la roche, la porosité et le type de fluide contenu dans les pores.

L'unité de  $\Delta t$  est la microseconde par foot ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ).

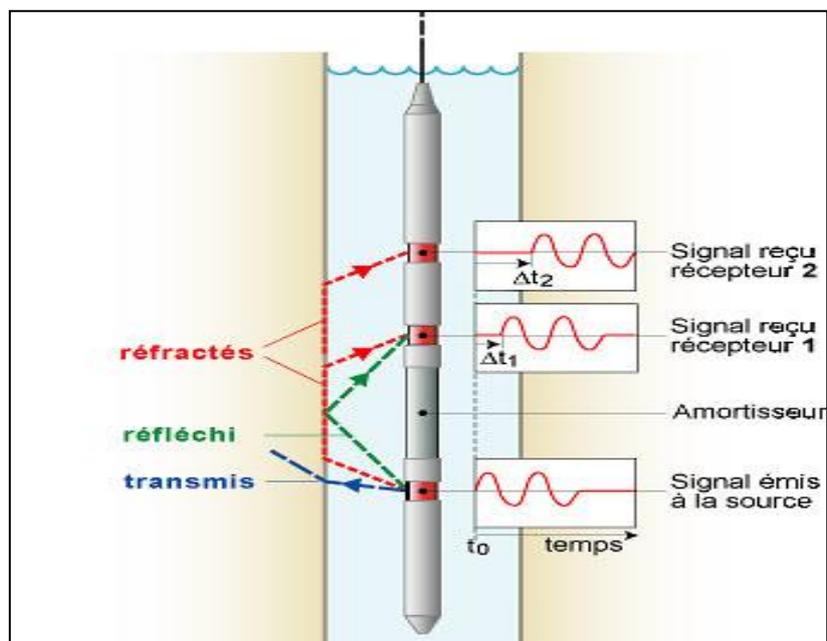


Fig. II.12. Principe de l'outil sonique à deux récepteurs

#### II.7.5.2. Interprétation

L'interprétation permet de passer directement du temps de parcours  $\Delta t$  à la porosité:

$$\Phi_s = [(\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})] \times 100$$

$\Delta t_{lu}$  : le temps enregistré.

$\Delta t_{ma}$ : le temps dans la matrice.

$\Delta t_f$ : le temps de propagation dans le fluide de forage.

### II.7.5.3. Application

Les principales applications de la diagraphie sonore consistent en la :

- Détermination de la porosité des réservoirs, ainsi que leurs degrés de compacité.

### II.7.6. Mesure du diamètre du trou (Caliper)

#### II.7.6.1. Principe

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.7.6.2. Application

La mesure du diamètre du trou est utilisée pour :

- La reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence de mud-cake), calcul de l'épaisseur de mud-cake.
- La mesure du volume du trou pour l'estimation du volume de ciment.

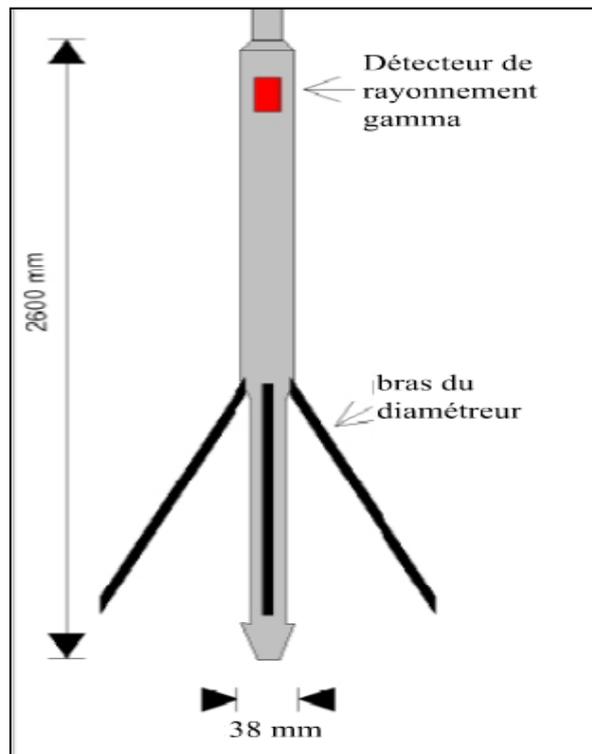


Fig. II. 13. Principe de l'outil caliper (LIM, diagraphie)

### II.8. Conclusion

Les diagraphies disposent d'une large panoplie d'outils pour la reconnaissance des caractéristiques pétrophysiques d'un réservoir. Chaque paramètre doit être adapté au problème posé (conditions d'accès au terrain, spécificité géologique, etc.).

La valorisation des données acquises lors des reconnaissances géophysiques sera toujours optimisée par "calage" avec les données issue d'une reconnaissance "directe" (forage) par laquelle la lithologie des terrains en jeu aura été déterminée.

Quelque soit la technicité et l'importance des paramètres employés, il convient de ne pas oublier que toute reconnaissance diagraphique nécessite une forte concertation entre domaines de compétence distincts (géophysicien, géologue, pétrolier, hydrogéologue, structuraliste, etc.). Ainsi la prospection pétrolière doit être considérée dans un contexte général comme un moyen très performant certes mais nécessairement corrélé à d'autres pour être totalement efficace.

### III. Évaluation et interprétation pétrophysique

#### III.1. Introduction

L'objectif de l'étude pétrophysique est de mettre en évidence l'évolution des caractéristiques pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation, etc.) et de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile, etc.) du réservoir étudié. Cette étape est nécessaire pour avoir une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides et une bonne appréciation de la qualité du réservoir.

#### III.2. Méthodologie de travail

Pour atteindre les objectifs fixés à ce travail, nous avons opté pour la démarche suivante :

On réunit d'abord toutes les informations disponibles relatives aux caractéristiques du réservoir puis :

- On découpe le réservoir en bancs gréseux à l'aide d'un log Gamma Ray (GR).
- On détermine pour chaque banc gréseux le volume d'argile  $V_{sh}$ .
- On détermine la porosité utile ( $\Phi_u$ ) de chaque banc (On prend la valeur moyenne des  $\Phi_N, \Phi_D, \Phi_{\Delta T}$ ).
- On procède à la lecture de la résistivité ( $R_t$ ) pour chaque banc afin de calculer la résistivité de l'eau de formation ( $R_w$ ) et la saturation en eau ( $S_w$ ).
- On calcule les valeurs moyennes des caractéristiques pétrophysiques du réservoir.

Pour ce faire, on se sert de formules appropriées pour tous les paramètres mis en jeu.

##### III. 2.1. Formules utilisées

- Résistivité de l'eau de formation ( $R_w$ ) :  $R_w = (\Phi_u)^2 \times R_t$ .
- Saturation en eau ( $S_w$ ) :  $(S_w)^2 = (F \times R_w) / R_t$ .
- Facteur de formation (F) :  $F = 1 / (\Phi_u)^2$  (Selon le modèle d'Archie)
- Saturation moyenne ( $S_{w \text{ moy}}$ ) :  $S_w = \sum(H_u * \Phi_u * S_w) / (\sum H_u * S_w)$
- Epaisseur utile de grés :  $H_{u, \text{ grés}} = \sum H_u$ .
- Porosité utile moyenne :  $\Phi_{u, \text{ moy}} = \sum (\Phi_{ui} * H_u) / \sum H_u$
- Porosité utile :  $\Phi_u = (\Phi_N + \Phi_D + \Phi_{\Delta T}) / 3$

Avec :

- $\Phi_N$  : porosité donnée par diagraphie de neutrons
  - $\Phi_D$  : porosité donnée par diagraphie de densité
  - $\Phi_{\Delta T}$  : porosité donnée par diagraphie sonique
- Teneur en argile :  $V_{sh} (\%) = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$ , avec :
- $V_{sh}$  : volume des argiles
  - $GR_{min}$  : GR lu en face des grés les plus propres du réservoir
  - $GR_{max}$  : GR lu en face de banc de grande valeur de grés du réservoir
- Teneur moyenne en argiles :  $V_{sh\ moy} = \sum (V_{sh} * H_u) / \sum H_u$

### III.2.2. Calcul des paramètres pétrophysiques

#### III.2.2.1. La porosité ( $\Phi$ )

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

$$\Phi = V_{vides} / V_{total} \text{ exprimé \%}$$

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 totale de la roche, elle est accessible aux fluides libres, elle varie entre 1% et 40%, elle est évalué par la combinaison des porosités neutron, sonique et densité.

- **Porosité résiduelle  $\Phi_r$**  : C'est le rapport entre le volume des pores non reliés entre eux et le volume total de la roche.

#### III.2.2.2. 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  $K < 1 \text{ mD}$
- Faible si  $1 \text{ mD} \leq K < 10 \text{ mD}$
- Médiocre si  $10 \text{ mD} \leq K < 50 \text{ mD}$
- Moyenne si  $50 \text{ mD} \leq K < 200 \text{ mD}$
- Bonne si  $200 \text{ mD} \leq K < 500 \text{ mD}$
- Excellente si  $K \geq 500 \text{ mD}$

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

#### a. Perméabilité absolue **K<sub>a</sub>**

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.

#### b. Perméabilité effective **K<sub>e</sub>**

C'est la perméabilité mesurée avec deux fluides présents.

#### c. Perméabilité relative **K<sub>r</sub>**

C'est le rapport entre **K<sub>a</sub>** et **K<sub>e</sub>**.

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

### III.2.2.3. La saturation (S)

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

$$S = \text{Volume des fluides} / \text{Volume des pores.}$$

*Dans la zone lavée*, les pores sont remplis de filtrat de boue et résidus d'hydrocarbure. On évalue, donc, les deux saturations, respectivement, **S<sub>xt</sub>** et **S<sub>h</sub>** par la formule :

$$S_{xt} + S_h = 1$$

*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 :

$$\mathbf{Sw + Sh = 1}$$

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 :

$$\mathbf{Sh = So + Sg}$$

**Remarque** : Dans le cas d'un niveau réservoir aquifère, **Sw = 1** et **Sxt = 1**

Avec :

**Sw** : la saturation en eau dans la zone vierge.

**Sh** : la saturation en hydrocarbure.

**Sg** : la saturation en gaz.

**Sx<sub>0</sub>** : la saturation en eau dans la zone lavée

#### III.2.2.4. 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 :

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

**R<sub>m</sub>** : Résistivité de la boue.

**R<sub>mc</sub>** : Résistivité du mud-cake.

**R<sub>mf</sub>** : Résistivité du filtrat de boue.

**R<sub>x0</sub>** : Résistivité de la formation de la zone lavée.

**R<sub>t</sub>** : Résistivité de la formation de la zone vierge.

**R<sub>i</sub>** : Résistivité de la formation de la zone intermédiaire.

**R<sub>sh</sub>** : 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.

#### III.2.2.5. 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 :  $\mathbf{F = R_0/R_w}$

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

formule d'Archie :

$$F = a / \Phi^m$$

Avec :

**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

### III.2.3. Caractérisation de réservoir à partir des diagraphies différées

#### III.2.3.1. Puits AMA-61

Le puits AMA-61 est un puits de développement, situé dans le bloc nord du gisement d'Amassak, il est considéré comme un puits producteur d'huile dans les réservoirs ordoviciens. La date de forage remonte au 05/06/2010, la profondeur totale est 2 060 m, la température de fond est de 70 °C. Ses coordonnées sont :

X : 320 088,53

Y : 3 178 248,97

Zt : 361,68 m

Zs : 356,58 m

#### III.2.3.2. Puits AMA-62

Le puits AMA-62 est un puits de développement, situé à l'extrême du bloc sud de gisement d'Amassak, il est considéré comme un puits producteur d'huiles dans les réservoirs ordoviciens, la date de forage remonte au 22/08/2010, la profondeur totale est 2 080 m, la température de fond est 78 °C. Ses coordonnées sont :

X : 330 316,70

Y : 3 160 829,90

Zt : 416,530 m

Zs : 411,43 m

#### III.2.3.3. Puits AMA-19

Situé au Nord-est du gisement d'Amassak, il est considéré comme un puits producteur d'huiles dans les réservoirs ordoviciens avec une profondeur de 1 990 m. Il a pour coordonnées :

X : 321 000.00

Y : 3 184 999.96

**Zt** : 348.63 m

**Zs** : 345.83 m

#### II.2.3.4. Puits AMA-44

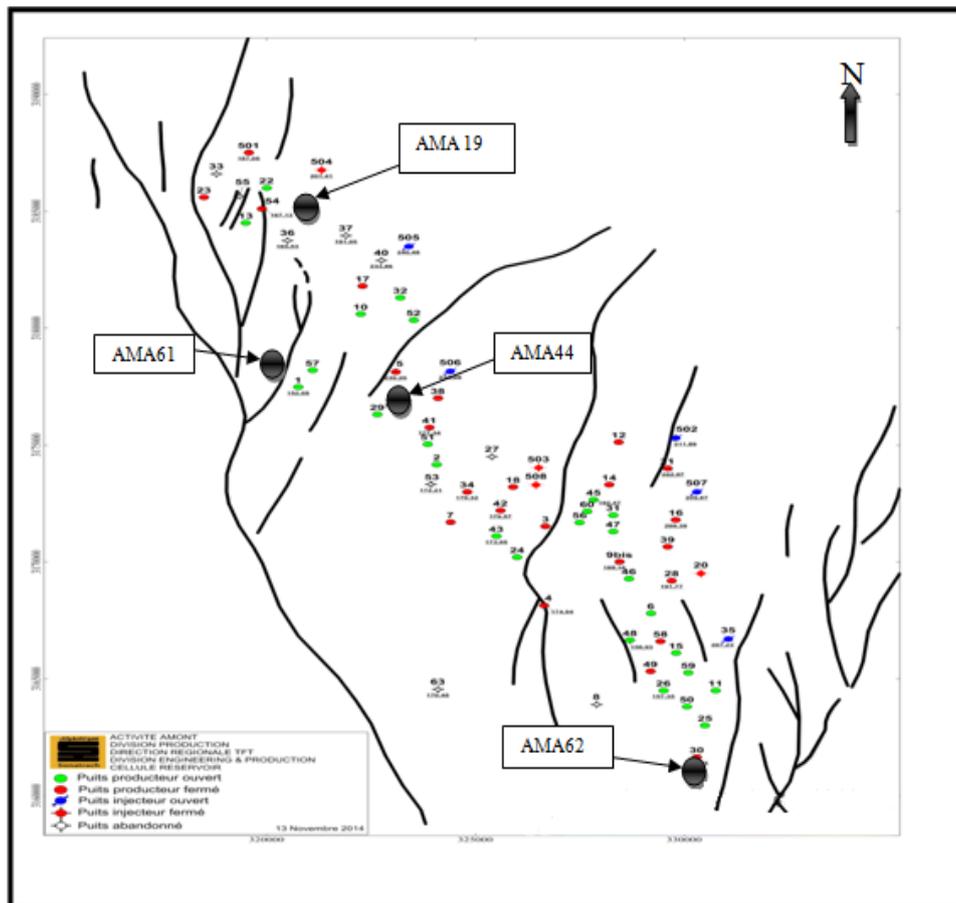
Situé au Nord est de gisement d'Amassak, il est considéré comme un puits producteur d'huiles dans les réservoirs ordoviciens avec une profondeur de 1 990m. Il a pour coordonnées :

**X** : 323 090.04

**Y** : 3 176 949,58

**Zt** : 386,34 m

**Zs** : 381,24 m



**Fig. III.1.** Carte de situation des puits AMA-61, AMA-62, AMA-44, AMA-19, (BEICIP, 1975, modifié)

#### III.2.4. Les enregistrements diagraphiques

Dans cette étude, on a utilisé le logiciel Techlog pour la visualisation des données enregistrées et leur interprétation.

### III.2.4.1. Présentation du logiciel « Techlog »

« **Techlog** » est une plateforme Windows Schlumberger appartenant à la base de logiciel destiné à regrouper l'ensemble des informations des trous de forage. Il permet à l'utilisateur d'interpréter les données du journal et de base. Il répond à la nécessité d'une plateforme unique capable de supporter toutes les données de puits de forage et des flux de travail d'intégration et d'interprétation, réduisant le besoin d'une multitude d'outils hautement spécialisés. En amenant l'ensemble du processus du travail à un risque de plate-forme unique et l'incertitude peut être évaluée tout au long de la vie du puits.

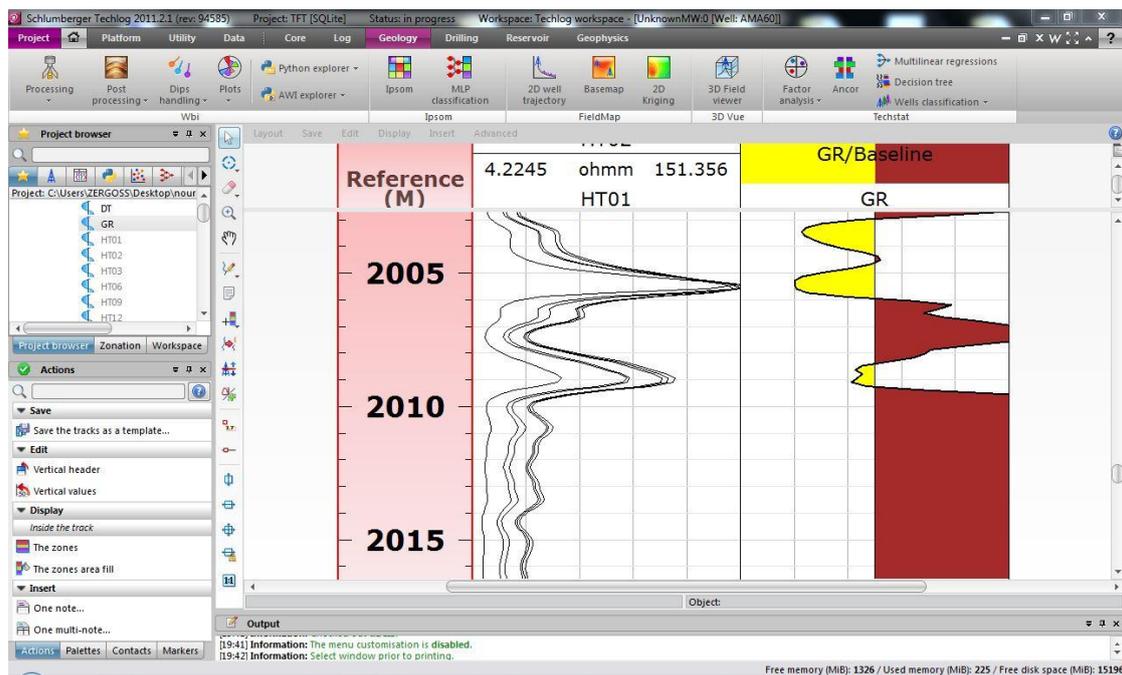


Fig. III.2. Interface graphique du logiciel « Techlog »

### III.2.4.2. L'interprétation diagraphique

Pour la réalisation des diagaphies sur les puits AMA-19, AMA-44, AMA-61 et AMA-62, les données brutes des enregistrements acquis (rayonnement gamma, résistivités, densité, neutron) ont été exploitées et traitées dans le but de quantifier les propriétés pétrophysiques (porosité, saturation, volume d'argile, et la hauteur utile) du réservoir au niveau de chaque puits étudié.

Les diagaphies sont faite à l'aide du logiciel « Techlog », l'objectif étant de constituer un log composite des données enregistrées, et obtenir les résultats recherchés pour chaque puits (Figures 3, 4, 5, 6).

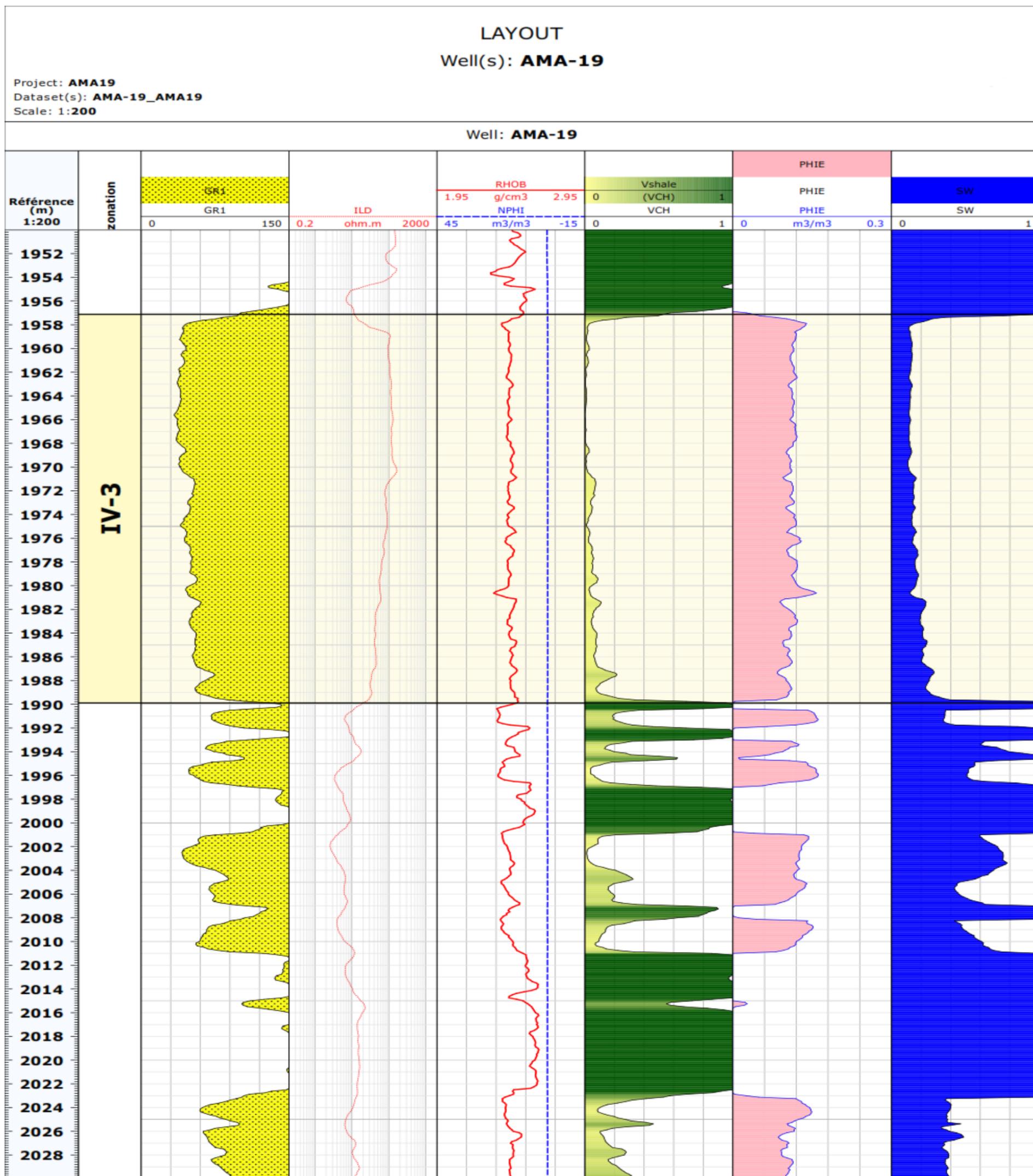


Fig. III.3. Log composite du puits AMA-19

L'analyse du log composite du puits AMA-19, révèle que ce dernier est composé d'un réservoir gréseux à intérêt pétrolier d'une épaisseur de 33m, qui est délimité par le gamma ray par la limite supérieure de 1 957m, et la limite inférieure 1 990m, l'interprétation faite à l'aide du logiciel « Tech log »,il permet la lecture directe des diagraphies, montre que l'unité « IV-3 » présente de mauvais paramètres pétrophysiques, une porosité moyenne est quantifié par les diagraphies de neutron et celles de densité est de 12%, une saturation en eau de 9,20%, et le volume d'argiles de 4,30

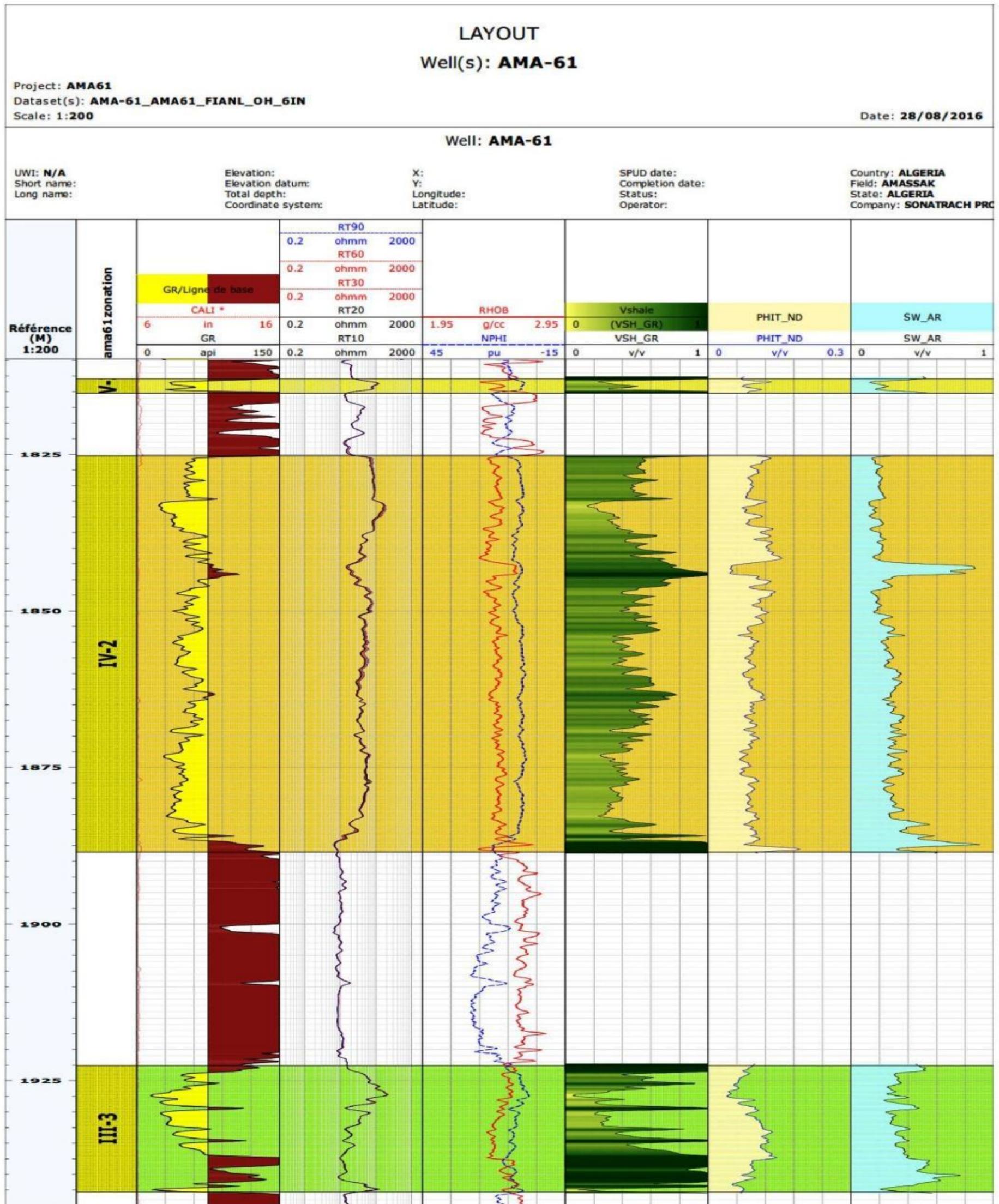


Fig. III.4. Log composite du puits AMA-61

Le log composite du puits AMA-61, comprend un réservoir gréseux à intérêt pétrolier d'une épaisseur de 2m, il délimité par sa limite supérieure de 1 813m, et la limite inférieure 1 815m, l'interprétation montre une porosité moyenne de 6%, une saturation en eau de 21,52%, et le volume d'argiles de 6,85%.

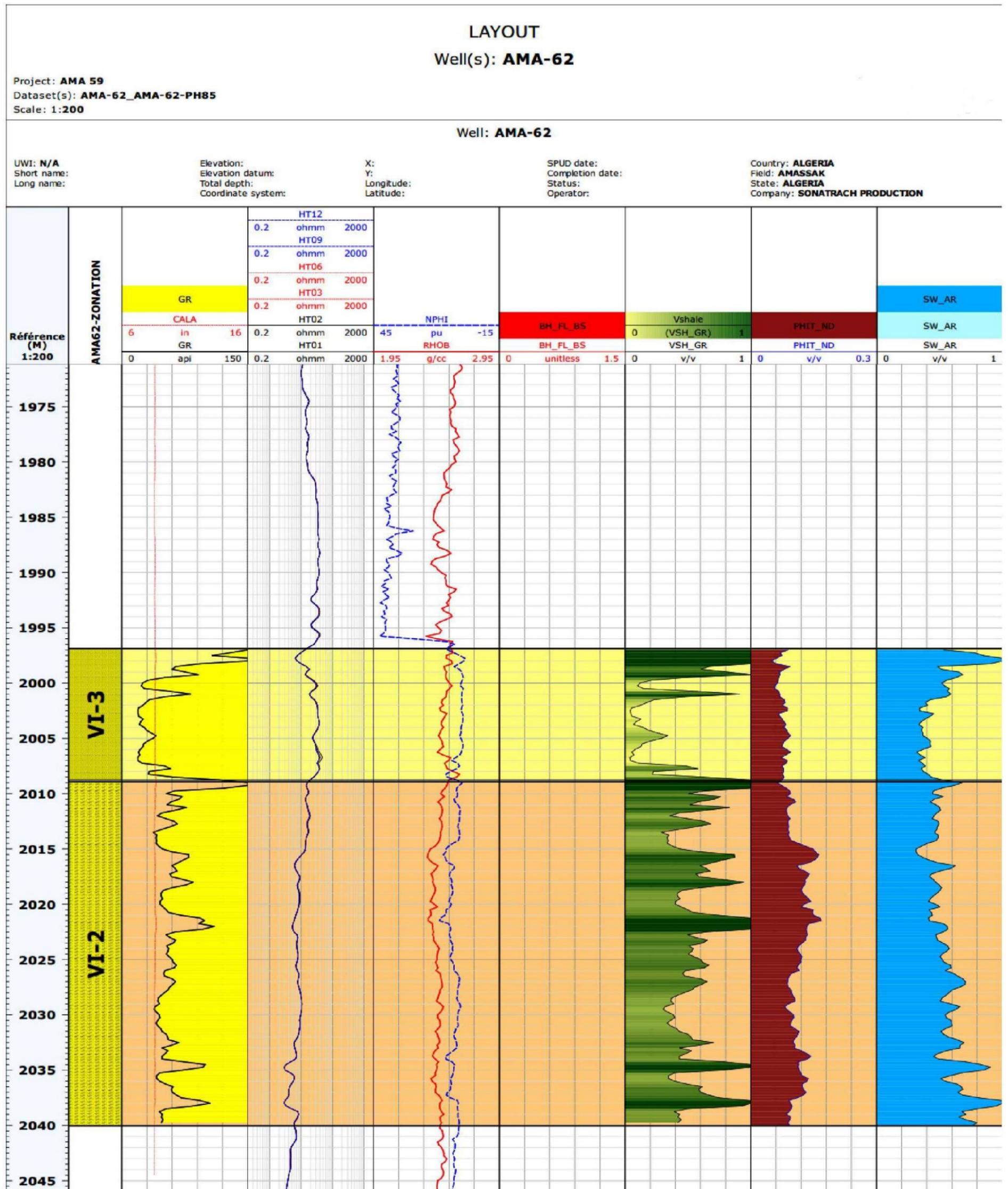


Fig. III.5. Log Composite du puits AMA-62

Le log composite du puits AMA-62, composé d'un réservoir à intérêt pétrolier d'une épaisseur de 12m, qui est délimité par la limite supérieure de 1996m, et la limite inférieure 2008m, l'interprétation montre, une porosité moyenne de 5,62%, une saturation en eau de 31,40%, et le volume d'argiles de 7,44%.

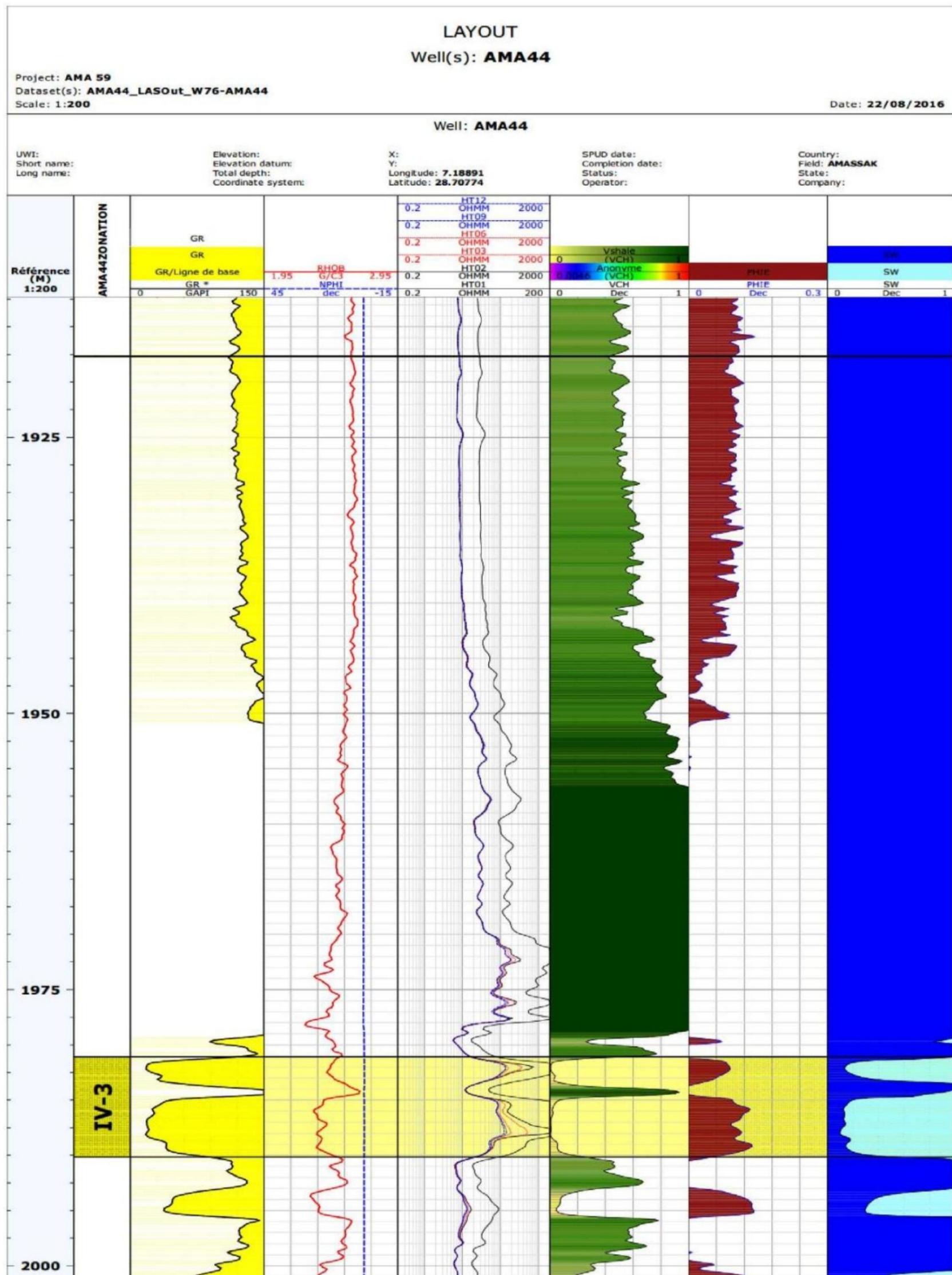


Fig. III. 6. Log composite du puits AMA-44

L'analyse du log composite du puits AMA-44, révèle que ce dernier est composé d'un réservoir à intérêt pétrolier d'une épaisseur de 12m, par la limite supérieure de 1 979m, et la limite inférieure 1 990m, l'interprétation montre, une porosité moyenne de 12,19%, une saturation en eau de 6,49%, et le volume d'argiles de 12,4

L'interprétation des données des diagraphies (Gamma ray, résistivité, neutron, densité, sonique), enregistrées dans les puits AMA-19, AMA-44, AMA-61, et AMA-62, présentées dans les figures précédentes, nous fournit les résultats (Valeurs moyennes des propriétés pétrophysiques) représentés dans le tableau synthétique suivant :

**Tableau.III. 1.** Résultats de calcul des paramètres pétrophysiques dans les quatre puits étudiés

Nom des puits	Zone (réservoir)	La limite supérieure (m)	La limite inférieure (m)	(vsh) %	( $\Phi_{moy}$ ) %	( $S_{w\ moy}$ ) %	( $H_{u\ moy}$ ) m
AMA-19	IV-3	1 957	1 990	04,30	12.70	09,20	31,70
AMA-44	IV-3	1 979	1 990	12.49	12.19	06.49	07.00
AMA-61	IV-3	1 813	1 815	06.85	06.83	21.52	02.00
AMA-62	IV-3	1 996	2 008	07.44	05.62	31.40	09.00

Les paramètres pétrophysiques obtenus par les diagraphies, sont ensuite utilisés pour construire des cartes en isovalues. Le rôle de ces cartes est de présenter une meilleure perspective de la distribution, et une meilleure présentation de l'évolution spatiale de ces paramètres, ainsi que la délimitation de la surface du réservoir (unité IV-3).

Pour appuyer davantage notre travail et arriver à des cartes en isovalues plus fiables, nous avons jugé utile d'adjoindre les résultats de l'interprétation des autres puits du champ d'Amassak réalisés antérieurement. Les résultats globaux intégrant ceux des quatre puits étudiés sont présentés directement dans le tableau récapitulatif ci-dessous.

**Tableau. III. 2.** Récapitulatif des résultats de calcul des paramètres pétrophysiques dans les divers puits d'Amassak

Well	Xcoord	Ycoord	UNITE	H <sub>utile</sub> (m)	( $\Phi_{moy}$ ) %	S <sub>w moy</sub> (%)	V <sub>sh</sub> (%)
AMA04	326 644,37	3 168 140,84	IV-3	11,50	08,50	13,40	-
AMA08	327 900,00	3 163 900,00	IV-3	07,00	07,60	25,30	12,90
AMA10	322 250,00	3 180 600,00	IV-3	06,00	06,00	24,30	02,00
AMA19	321 000,00	3 184 999,96	IV-3	31 ,70	12,70	09,20	04,30
AMA24	326 001,26	3 170 199,89	IV-3	09,50	07,90	27,40	04,80
AMA30	330 300,38	3 161 649,33	IV-3	07,00	10,90	22,30	09,50
AMA36	320 499,82	3 183 750,17	IV-3	03,70	07,07	23,20	13,70
AMA37	321 899,72	3 183 950,67	IV-3	02,00	09,70	28,60	07,70
AMA38	324 100,01	3 177 000,28	IV-3	09,20	13,30	09,50	04,90
AMA40	322 749,67	3 182 901,13	IV-3	04,00	08,87	33,80	05,20
AMA41	323 899,92	3 175 750,85	IV-3	10,50	09,96	17,65	04,40
AMA44	323 090,04	3 176 949,58	IV-3	07,00	12,19	12,49	06,49
AMA45	327 829,03	3 172 660,57	IV-3	11,50	08,89	09,20	06,36
AMA46	328 675,80	3 169 282,43	IV-3	11,00	05,31	38,06	14,28
AMA47	328 300,13	3 171 300,08	IV-3	15,00	08,43	30,94	08,49
AMA48	328 701,16	3 166 649,22	IV-3	13,50	08,20	22,53	05,85
AMA49	329 191,26	3 165 321,63	IV-3	08,50	07,31	30,34	10,79
AMA50	330 065,54	3 163 811,09	IV-3	04,20	07,46	19,25	06,50
AMA51	323 859,51	3 175 037,12	IV-3	06,50	10,40	11,13	01,50
AMA52	323 518,93	3 180 345,82	IV-3	06,50	09,12	18,66	09,50
AMA53	323 936,58	3 173 314,47	IV-3	06,00	08,50	30,32	05,10
AMA54	319 887,29	3 185 106,89	IV-3	04,50	08,24	20,94	11,47
AMA56	327 497,72	3 171 690,79	IV-3	11,00	13,20	11,00	06,40
AMA57	321 101,08	3 178 197,02	IV-3	13,2.	06,25	29,49	14,70
AMA58	329 432,07	3 166 907,97	IV-3	07,00	05,13	40,08	06,48
AMA59	330 097,84	3 165 259,66	IV-3	11,50	05,96	34,38	12,72
AMA60	327 676,54	3 172 162,09	IV-3	11,00	06,17	34,19	12,17
AMA61	320 088,53	3 178 248,97	IV-3	02,00	07,83	21,52	06,85
AMA62	330 316,70	3 160 829,90	IV-3	09,00	05,62	31,40	07,44
AMA63	324 100,62	3 164 550,30	IV-3	14,00	04,80	50,00	05,10
AMA64	326 901,11	3 167 275,49	IV-3	13,00	04,83	31,18	10,19
AMA501	319 572,57	3 187 510,92	IV-3	10,40	13,80	22,50	05,40

Les données de ce tableau ont permis de construire les cartes des distributions des paramètres pétrophysiques du gisement, à l'aide du logiciel « Surfer ».

### III.2.4.3. Présentation du logiciel « Surfer »

Conçu par GOLD SOFTWARE, il permet la réalisation des modèles numériques de terrain (MNT), issus des données récoltés sur le terrain via « Differential Global Positioning System » (DGPS). Selon (Gratton, Y).

Le principe d'utilisation du « Surfer » est de créer des grilles (champs) qui vont interpoler les coordonnées (x, y, z) de chaque puits afin de les caler sur ces grilles, c'est à partir de ces dernières que plusieurs cartes seront créées (Base-map, Contour-map, ... etc.), parvenir une meilleure distribution spatiale des paramètres pétrophysiques, ainsi la délimitation de la zone à huile.

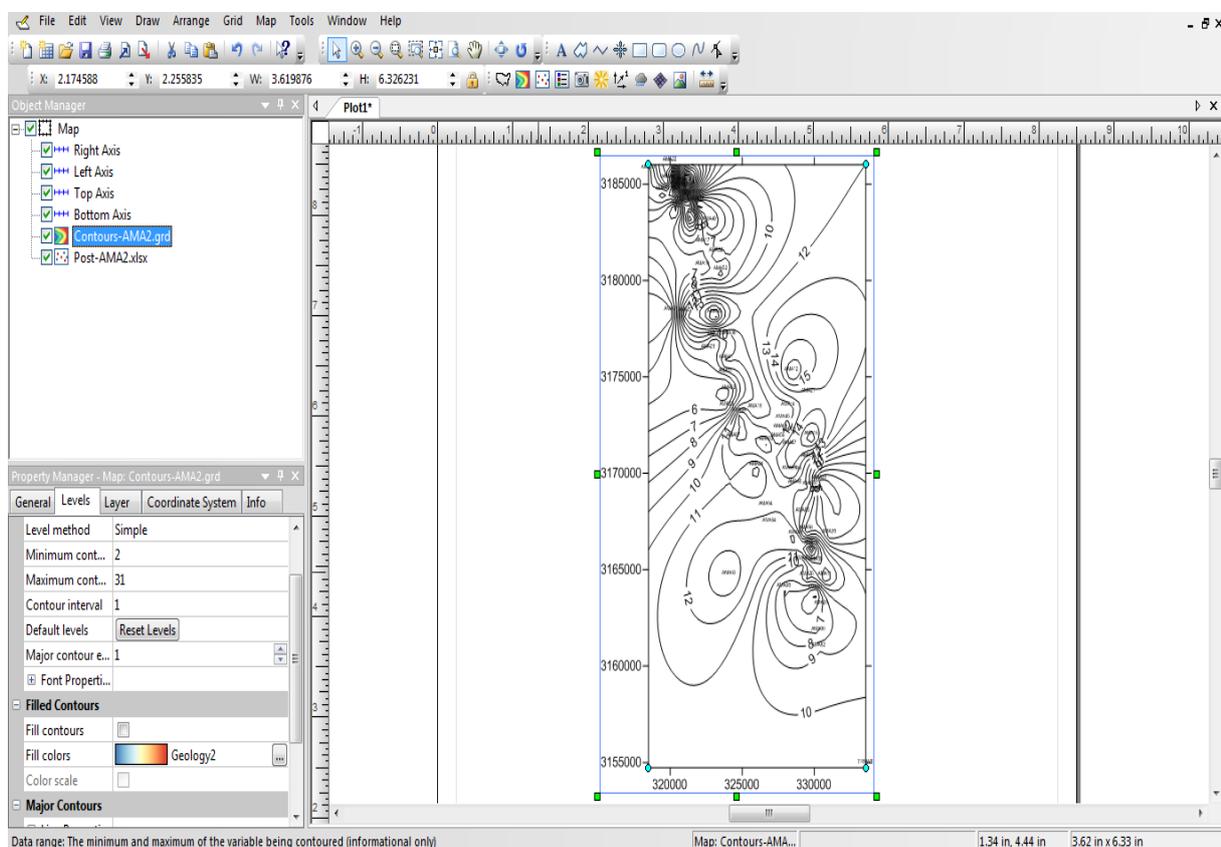
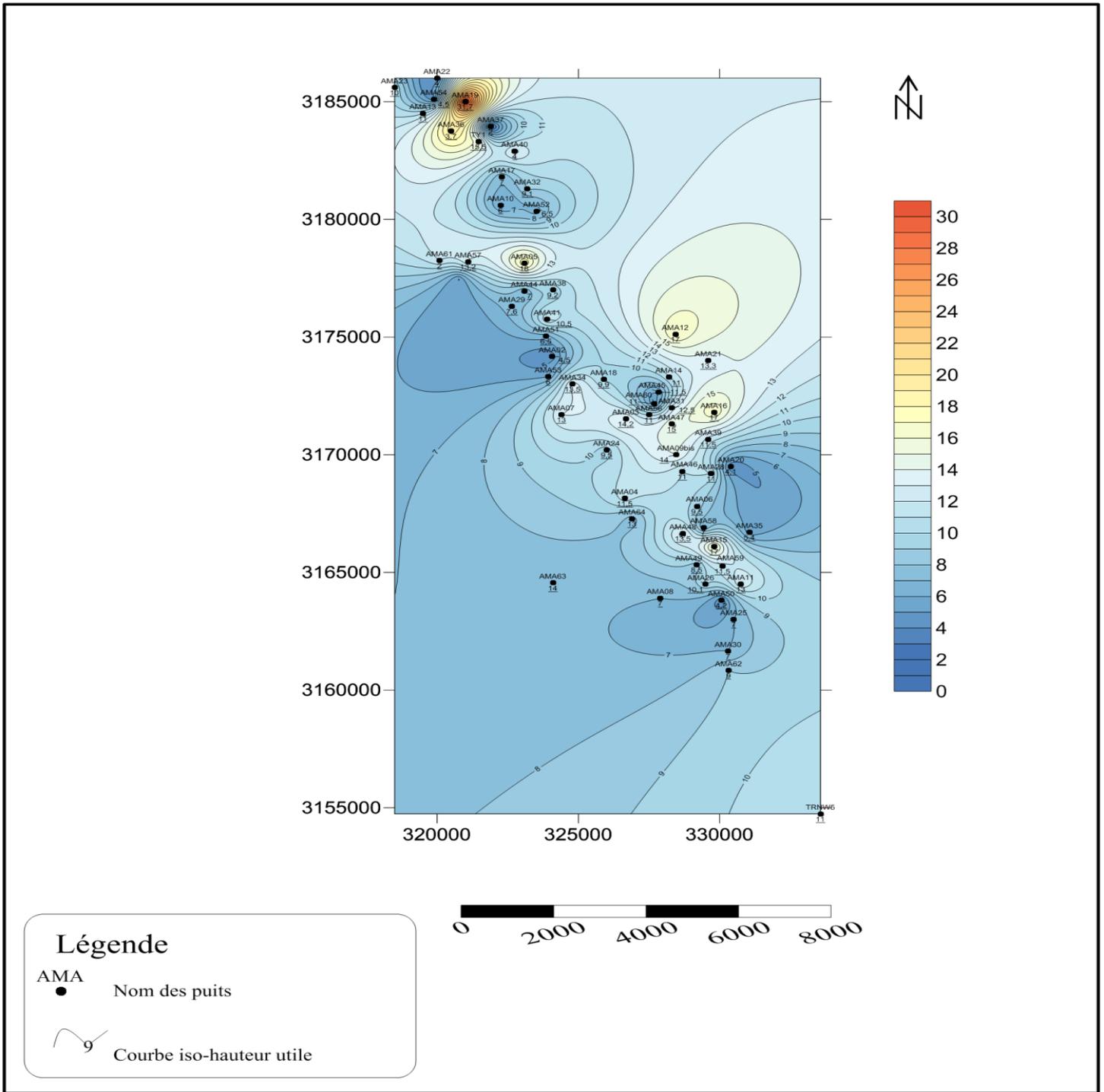
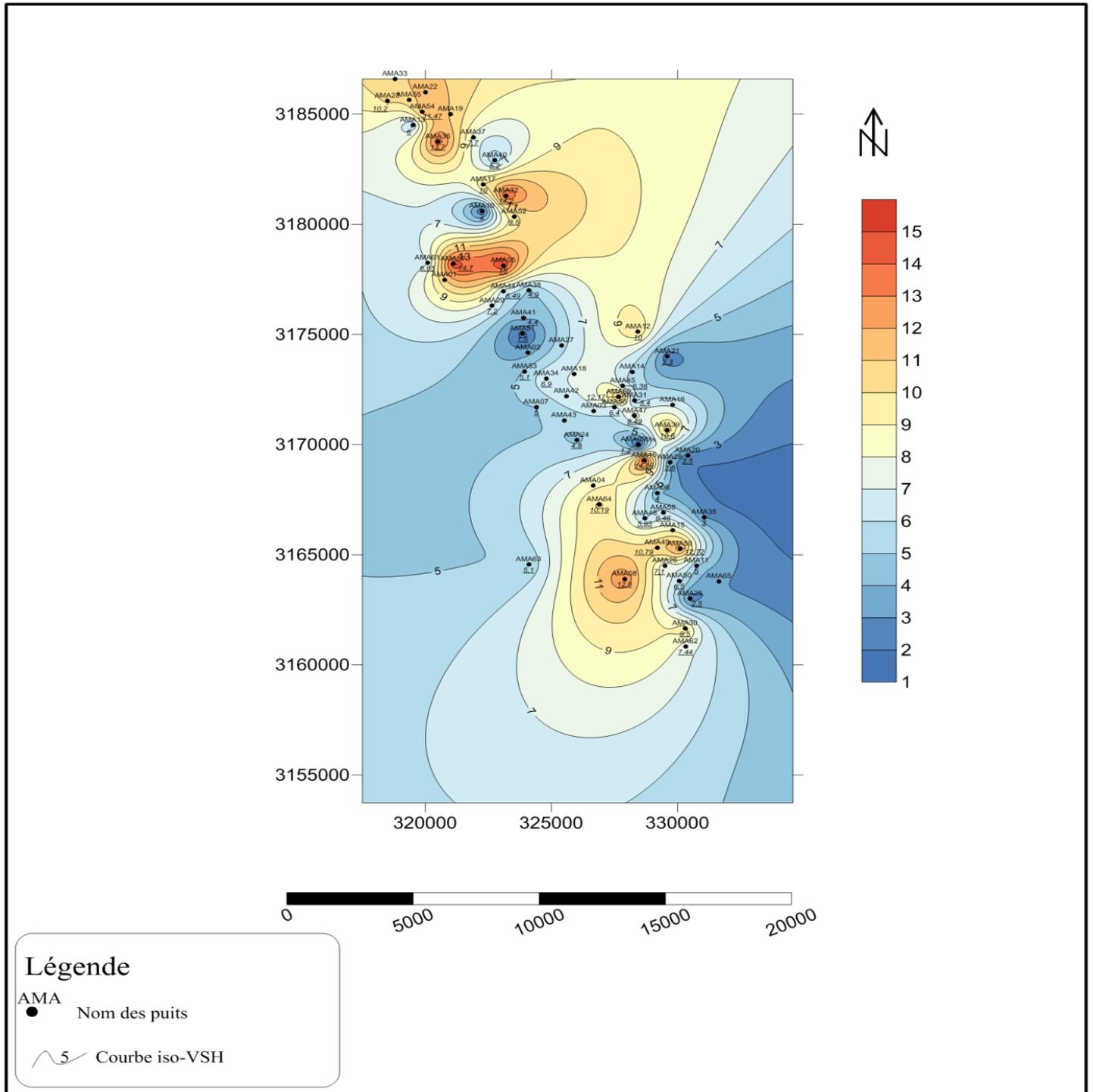


Fig. III. 4. Interface graphique du logiciel «Surfer »



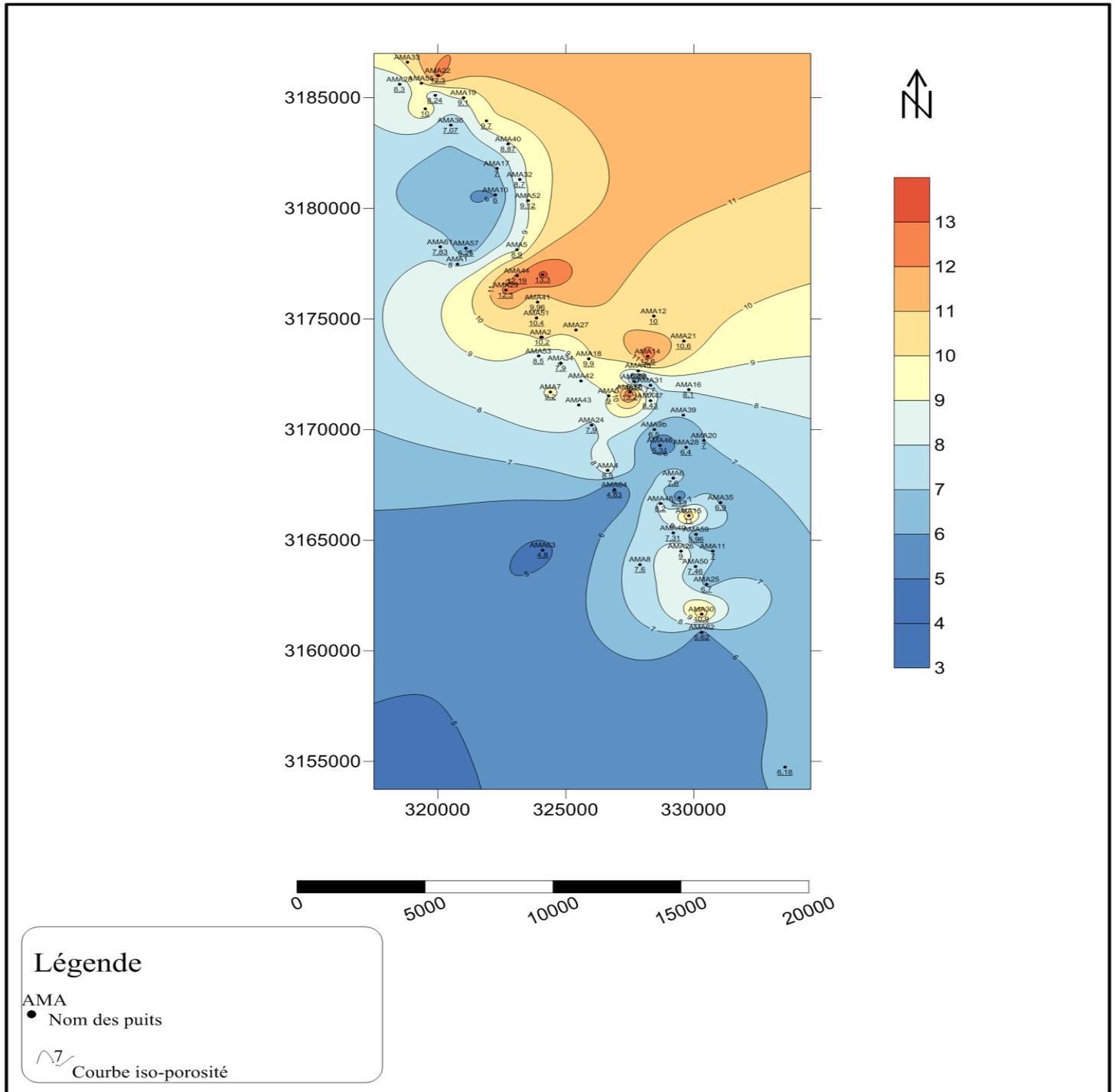
**Fig. III.5.** Carte en iso-épaisseurs utiles (m)

Cette carte montre des variations rapides des hauteurs utiles, selon l'axe d'orientation NO-SE de la distribution de ce paramètre, le maximum étant de **31,7 m** enregistrée au niveau du **puits AMA-19**, tandis que le minimum est de **2 m** au niveau des puits **AMA-61, AMA-37**. Les failles qui limitent le gisement suggèrent l'existence d'une réduction régionale de l'unité IV-3 dans ce secteur, (localement à AMA 19, cette variation est exprimée par la paléovalée).



**Fig. III.6.** Carte en isovaleurs du volume d'argile (%)

Cette carte montre une même structure de la distribution NO-SE du paramètre représenté, avec une valeur maximale de **15%** enregistrée au niveau du puits **AMA-05** et une valeur minimale de **1,2%** relevée dans le puits **AMA-40**. Les zones à très faible teneur en argile ont une porosité plus ou moins bonne par rapport aux zones argileuses. Ce qui est évident en quelque sorte, mais, peut être, ceci est du à la fissuration intense, où à une modification de la minéralogie au niveau des zones contigues à l'accident avec le broyage qui peut provoquer des re-minéralisations.



**Fig. III.7.** Carte en isovaleurs de la porosité (%)

La distribution des porosités s’organise régionalement à partir des limites du réservoir utile au nord ouest et au sud est. La valeur maximale est de **13,3 %**, enregistrée dans le puits **AMA-44** et une valeur minimale de **4.8%** pour le puits **AMA-63**, on constate une forte porosité dans le bloc centre du gisement et se varie vers le NE, cet important gradient de porosité peut s’expliquer soit par un changement de faciès, soit par une fissuration plus intense causée par les accidents NE-SW.

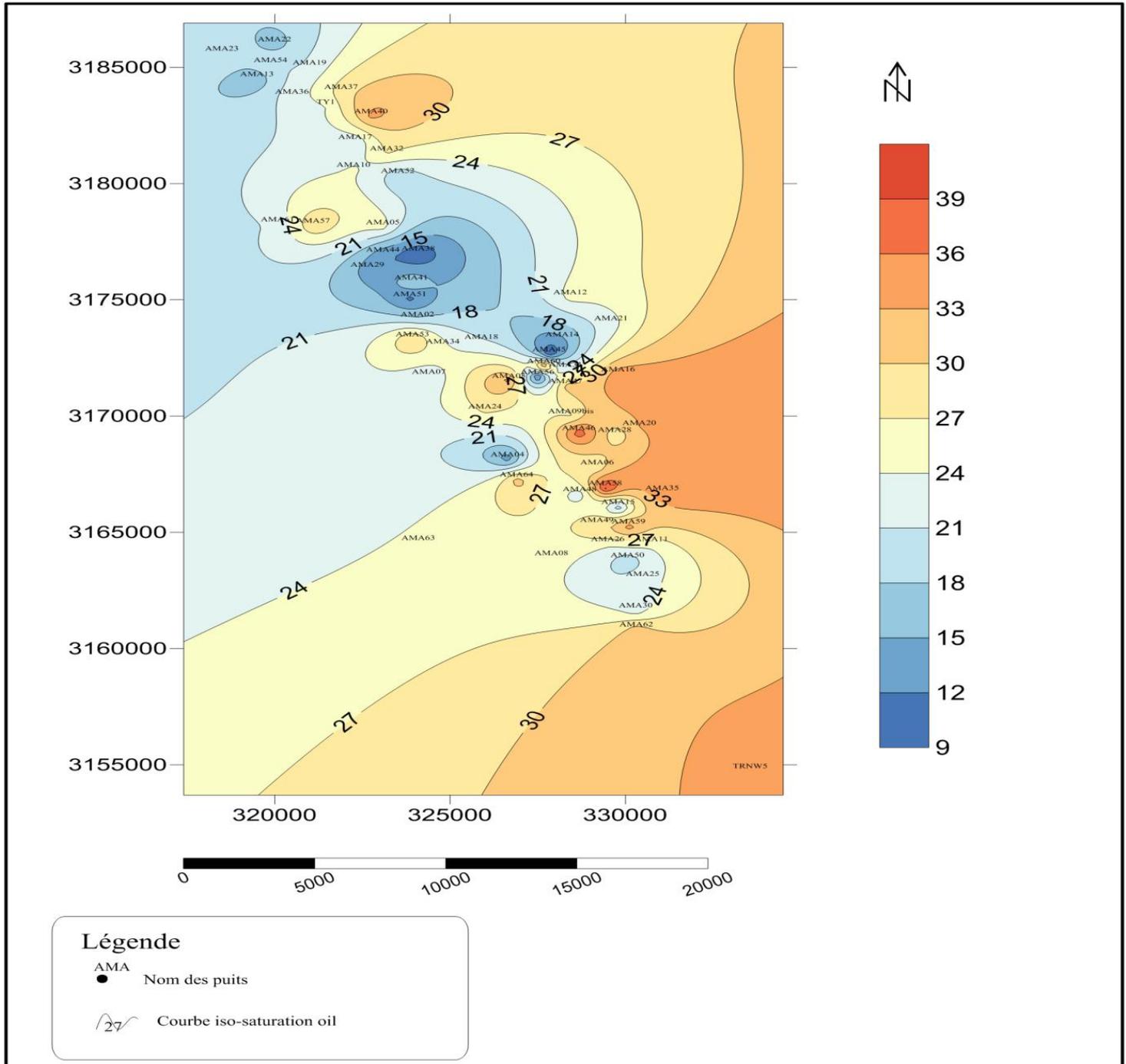


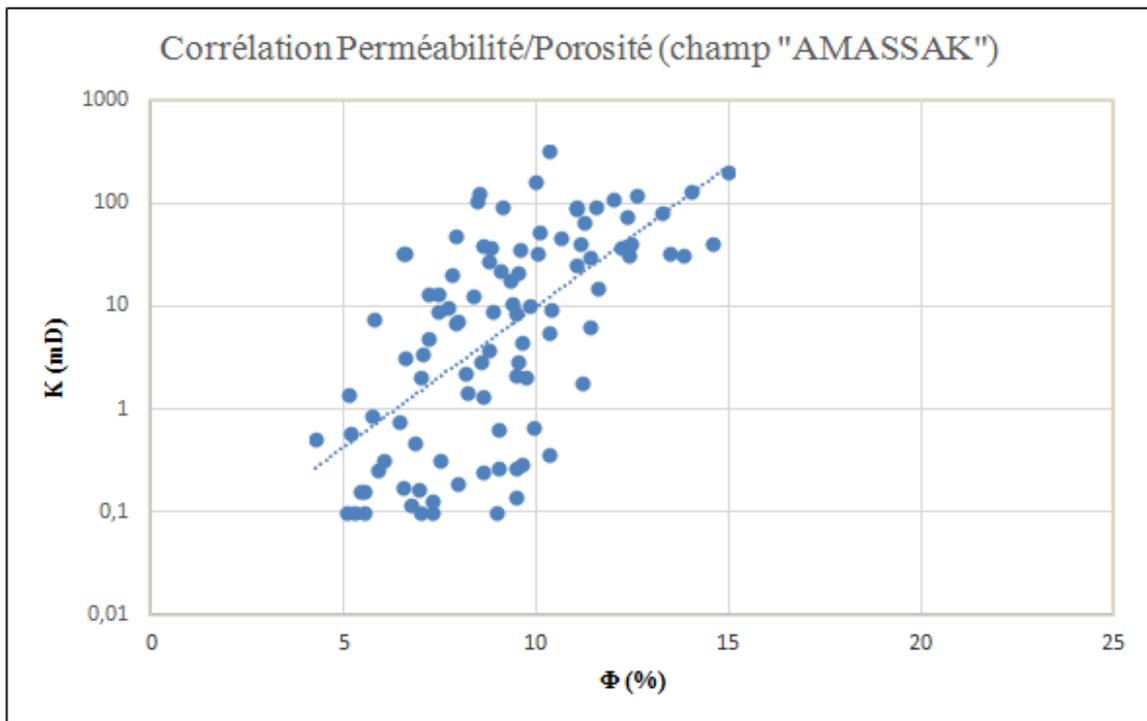
Fig. III. 8. Carte en isovaleurs de la saturation en eau (%)

L'analyse de cette carte nous a permis d'apprécier les différentes valeurs de la saturation en eau à travers le champ d'Amassak. Ainsi, on remarque une variation de ce paramètre selon une direction **NO-SE** de la carte, la valeur maximale est de **40,08%**, enregistrée au niveau du puits **AMA-58**. La saturation diminue progressivement jusqu'à atteindre une valeur de **9,2%** au niveau de puits **AMA-45**, les zones qui ont une faible saturation correspondent à des zones de faible teneur en argile avec des valeurs de porosité relativement bonne.

### a. Analyse statistique des paramètres pétrophysiques du réservoir IV-3 de l'Ordovicien

Afin de mieux apprécier les paramètres pétrophysiques caractérisant un réservoir pétrolier, une analyse statistique doit être mise en œuvre dans le but de déterminer certains paramètres (perméabilité, facteur de distribution de faciès) qui ne sont pas accessibles directement par les méthodes diagraphiques. Dans le cas étudié, on cherche à établir une relation entre la perméabilité et la porosité, sur la base de données expérimentales obtenues au laboratoire par des mesures opérées sur des carottes.

Ces mesures sont effectuées sur des carottes prélevées dans les puits AMA-25, AMA-26 et AMA-39. Les données obtenues sont exploitées pour tracer une courbe de la perméabilité en fonction de la porosité afin d'en établir une corrélation et en tirer une loi qui illustre au mieux la relation existant entre les deux paramètres (porosité et perméabilité).



**Fig. III.9.** Corrélation porosité-perméabilité

La courbe de tendance obtenue à partir de la distribution montre que la relation entre ces deux paramètres suit une loi logarithmique définie par l'équation :

$$\ln(K) = 0,63 \Phi - 4,012$$

En nous basant sur l'équation précédente, les valeurs des perméabilités sont estimées en fonction des valeurs des porosités de chaque puits. Le tableau suivant donne un récapitulatif des résultats de calcul de la perméabilité pour les puits du champ d'AMASSAK :

Tableau.III. 3. Récapitulatif des résultats de calcul de la perméabilité

Well	Xcoord	Ycoord	UNITE	K (mD)
AMA04	326 644,37	3 168 140,84	IV-3	3,83
AMA08	327 900,00	3 163 900,00	IV-3	2,17
AMA10	322 250,00	3 180 600,00	IV-3	0,79
AMA19	321 000,00	3 184 999,96	IV-3	54,01
AMA24	326 001,26	3 170 199,89	IV-3	2,63
AMA25	330 499,51	3 163 000,28	IV-3	31,97
AMA26	329 501,14	3 164 500,20	IV-3	39,39
AMA30	330 300,38	3 161 649,33	IV-3	17,38
AMA36	320 499,82	3 183 750,17	IV-3	1,56
AMA37	321 899,72	3 183 950,67	IV-3	8,16
AMA38	324 100,01	3 177 000,28	IV-3	78,82
AMA 39	329 598,62	3 170 650,60	IV-3	20,22
AMA40	322 749,67	3 182 901,13	IV-3	4,84
AMA41	323 899,92	3 175 750,85	IV-3	9,61
AMA44	323 090,04	3 176 949,58	IV-3	39,17
AMA45	327 829,03	3 172 660,57	IV-3	4,90
AMA46	328 675,8	3 169 282,43	IV-3	0,51
AMA47	328 300,13	3 171 300,08	IV-3	3,67
AMA48	328 701,16	3 166 649,22	IV-3	3,17
AMA49	329 191,26	3 165 321,63	IV-3	1,81
AMA50	330 065,54	3 163 811,09	IV-3	1,99
AMA51	323 859,51	3 175 037,12	IV-3	12,68
AMA52	323 518,93	3 180 345,82	IV-3	5,66
AMA53	323 936,58	3 173 314,47	IV-3	3,83
AMA54	319 887,29	3 185 106,89	IV-3	3,25
AMA56	327 497,72	3 171 690,79	IV-3	74,01
AMA57	321 101,08	3 178 197,02	IV-3	0,93
AMA58	329 432,07	3 166 907,97	IV-3	0,46
AMA59	330 097,84	3 165 259,66	IV-3	0,77
AMA60	327 676,54	3 172 162,09	IV-3	0,88
AMA61	320 088,53	3 178 248,97	IV-3	2,51
AMA62	330 316,7	3 160 829,90	IV-3	0,62
AMA63	324 100,62	3 164 550,30	IV-3	0,37
AMA64	326 901,11	3 167 275,49	IV-3	0,38
AMA501	319 572,57	3 187 510,92	IV-3	108,00

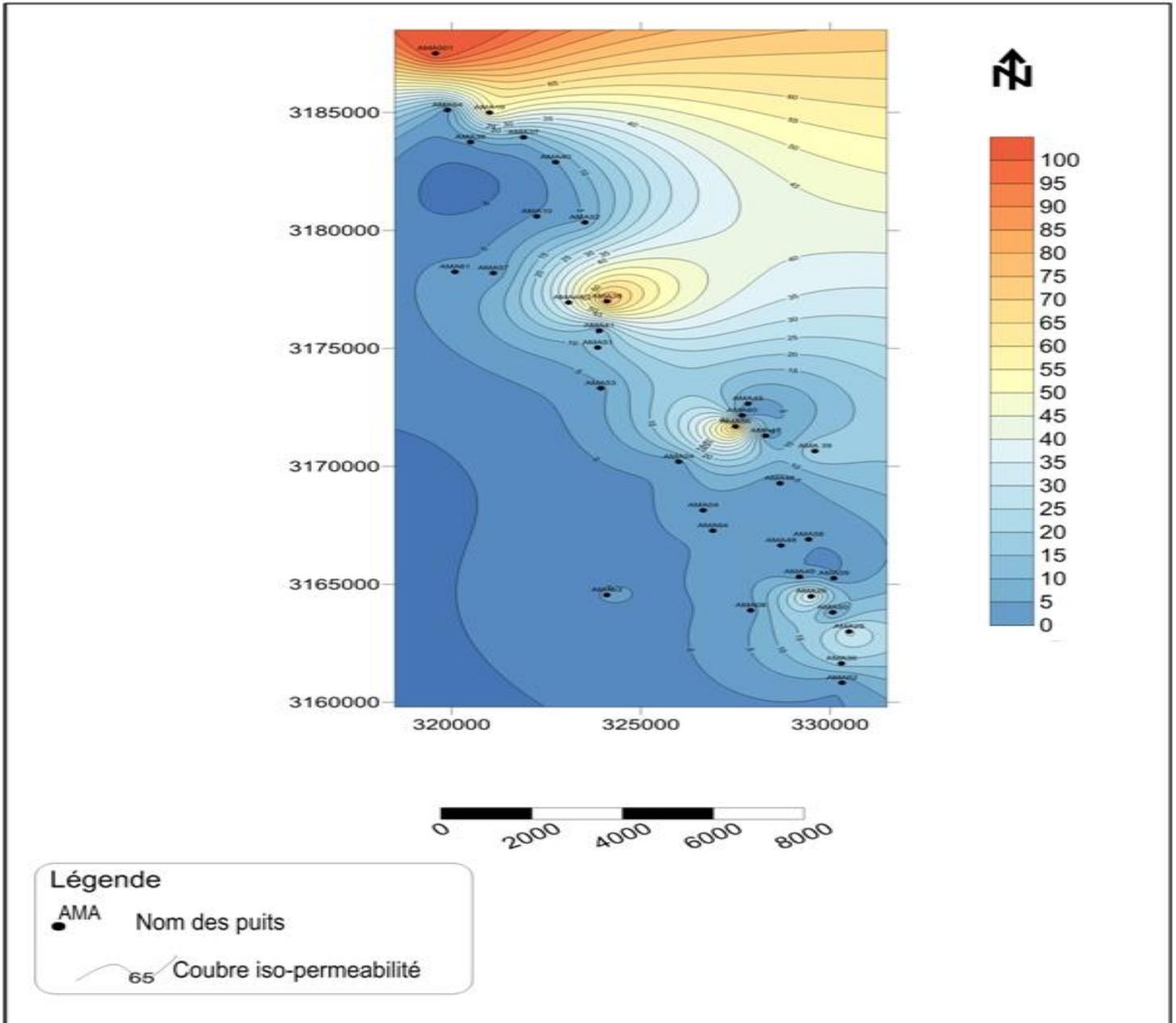


Fig. III. 10. Carte en isovaleurs de perméabilité (mD)

Cette carte montre que la perméabilité est variable dans ce réservoir, la plus grande valeur est au niveau du puits AMA-501 situé dans la partie NO avec 108 mD, par contre dans la partie Sud, elle diminue, cette diminution est due soit à la tectonique, essentiellement par les failles NNW-SSE qui influent négativement, car en s’approchant des failles la perméabilité diminue avec une rupture de la connectivité entre vides, le changement de la nature de la porosité (on peut passer d’une porosité de joints intergranulaires à une porosité par fissuration, ou encore, les miroirs de faille peuvent constituer des obstacles, les strates n’étant pas de même nature lithologique ou de faciès il y a forcément des discontinuités de porosité et de perméabilité.

**Remarque :** A l'Est de cet axe, tous les paramètres ( $H_u$ ,  $V_{sh}$ ,  $\Phi$ ,  $K$ ) accusent des valeurs relativement élevées, tandis que la partie Ouest de cet axe laisse apparaître plus ou moins de faibles valeurs de ces paramètres. La distribution des puits étant approximativement orientée elle-même selon cet axe. Ce qui veut dire que pour les zones éloignées de l'axe et n'ayant pas une forte densité de puits, l'opération d'interpolation peut paraître arbitraire voire subjective.

### III.3. Conclusion

Les résultats de l'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir ordovicien (Unité IV-3), présentent :

- Des caractéristiques pétrophysiques variables et relativement moyennes à médiocres, cela se traduit par les valeurs moyennes des paramètres du réservoir tels que : la porosité, la hauteur utile, la saturation, la perméabilité ainsi que le volume des argiles.
- La distribution, de ces paramètres pétrophysiques est irrégulière, elle montre une direction Nord Ouest-Sud Est du gisement d'Amassak, contrôlé par la tectonique, le changement des faciès ainsi que le milieu de dépôt.
- On peut dire en substance que cet axe tectonique majeur structure la carte des paramètres pétrophysiques du gisement d'Amassak en raison de la modification induite dans les différentes propriétés géo-mécaniques et lithologiques dans les formations en place.

## IV. Estimation du volume en place

### IV.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, c'est-à-dire productibles, du moins, dans la terminologie française (**Mathieu. Y**).

Le terme de réserve en place laisse en effet une possibilité de confusion avec le terme de « **réserve** » employé par les Anglo-Saxons notamment, et qui signifie « **réserves récupérables** », c'est à dire les quantités d'huile et/ou de 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

### IV.2. Les différentes catégories de quantités des réserves en place

Les quantités des réserves en place sont classées selon différents critères variables dans le temps en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires.

#### IV.2.1. Catégorie (production/réserves/ressources)

Relativement à cette catégorie, il y a également la notion de « ressources contingentes » et la notion de « ressources prospectives ».

#### **IV.2.1.1. 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, et
- *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).

#### **IV.2.1.2. 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.

#### **IV.2.2. Catégorie de quantité en place (prouvés, probables, possibles)**

Les différentes catégories de quantités en place sont schématisées par les notions de fluides « prouvés », « probables » et « possibles » pour un gisement. Ces appellations sont utilisées de façon générale par les sociétés européennes et américaines, selon le degré croissant de certitude que l'on a de leur existence, en fonction des données et des interprétations géologiques et techniques, pour chaque localisation.

##### **IV.2.2.1. Les réserves prouvée 1P :(l'huile ou gaz en place), [réserves prouvées]**

Il s'agit de volumes d'hydrocarbures dont la présence est à considérer certaine. Cette notion repose généralement sur des données de puits, connus sous le nom 1P ou P90 ( $\geq 90\%$  de chance de mise en production).

##### **IV.2.2.2. Les réserves 2P :(l'huile ou gaz en place), [réserves prouvées + probables]**

Cette notion représente les réserves où les interprétations diagraphiques, géophysiques et dynamiques (pression) permettent de considérer ces zones comme imprégnées d'huile et/ou

de gaz, sans que l'on puisse l'affirmer avec une entière certitude, connus sous le nom 2P ou P50 (50% de chance de mise en production).

#### IV.2.2.3 Les réserves 3P l'huile ou gaz en place [réserves prouvées + probables + possibles]

Les incertitudes existent tant sur les interfaces fluides que sur l'extension du faciès dans certaines zones, mais elles ne peuvent être définitivement exclues. Ce type de réserves est connu sous le nom 3P ou P10 (10% de chance de mise en production).

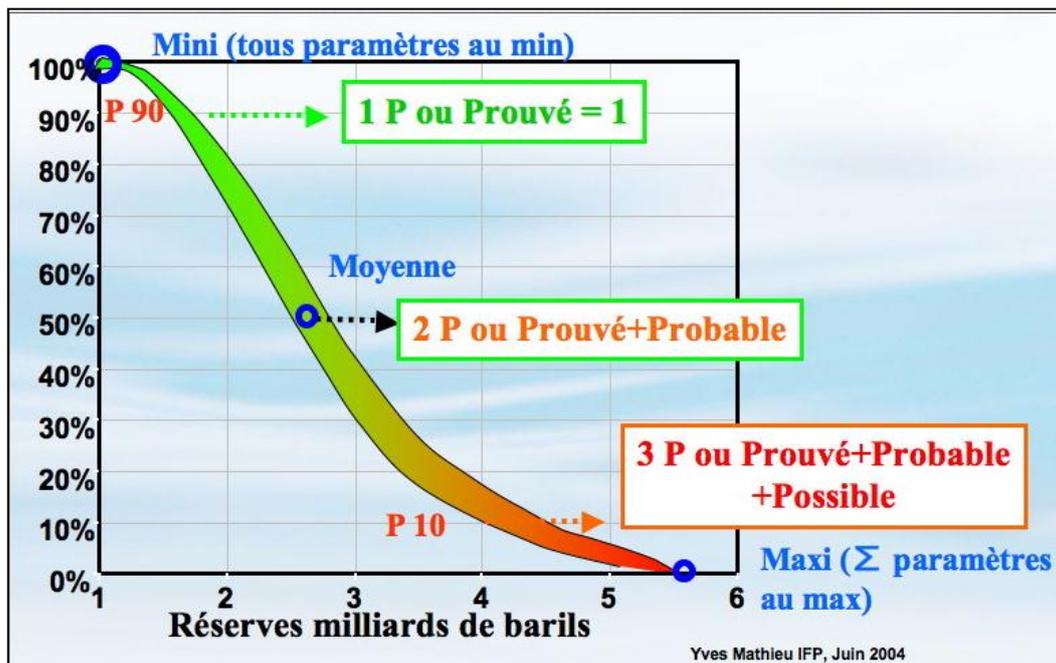


Fig. IV. 1. Graphique de classification des réserves (Mathieu, 2004).

Ce graphique illustre sur un cas « pour l'exemple », les différentes valeurs associées aux différentes réserves pour un même gisement. En mettant tous les paramètres aux valeurs les plus défavorables, il sortira 1 milliard de barils, en les mettant tous à la valeur la plus probable, il en sortira 1,7 milliard (soit 70% de plus), et en mettant tous les paramètres à la valeur la plus optimiste possible, il en sortirait 4 milliards de barils (soit 4 fois plus).

### IV.3. Calcul des réserves

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

Il existe deux groupes de méthodes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs (A. Tarek) :

- **La méthode volumétrique** : basée sur les caractéristiques pétrophysiques moyennes dans le réservoir (elle vise la totalité d'huile dans le champ) ;
- **La méthode dynamique (bilan matière)** : basée sur 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 certains temps (2ans au minimum).

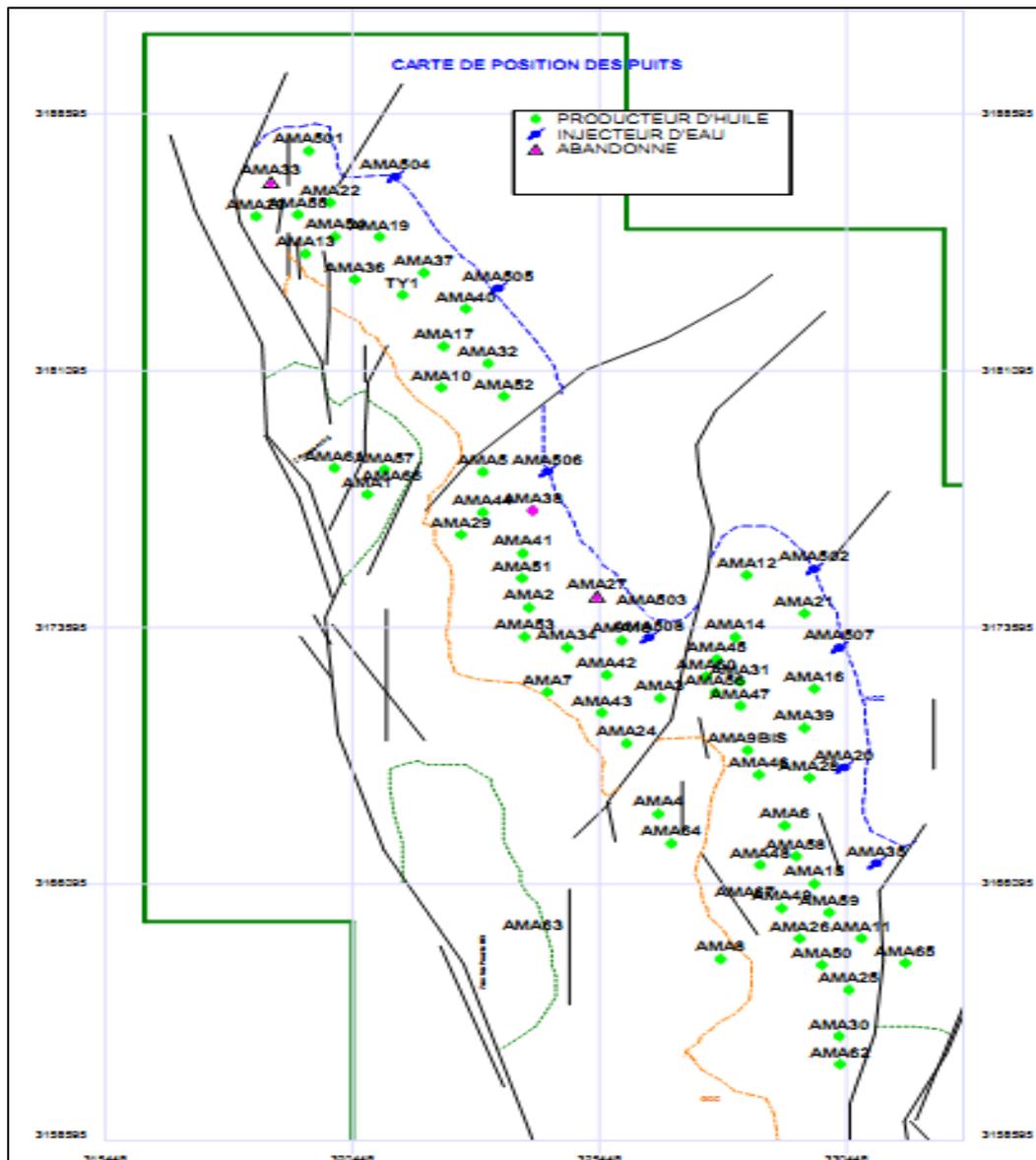
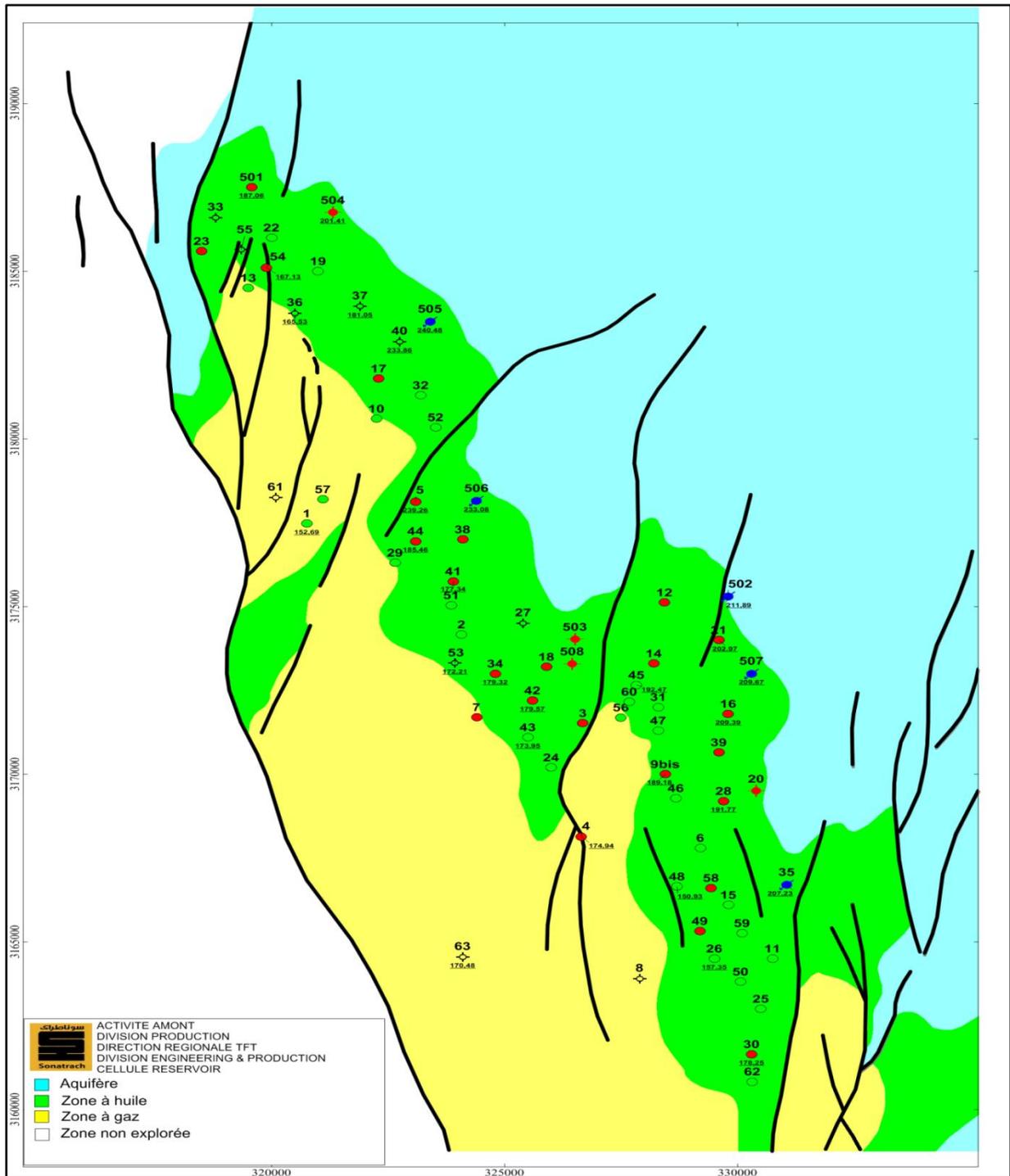


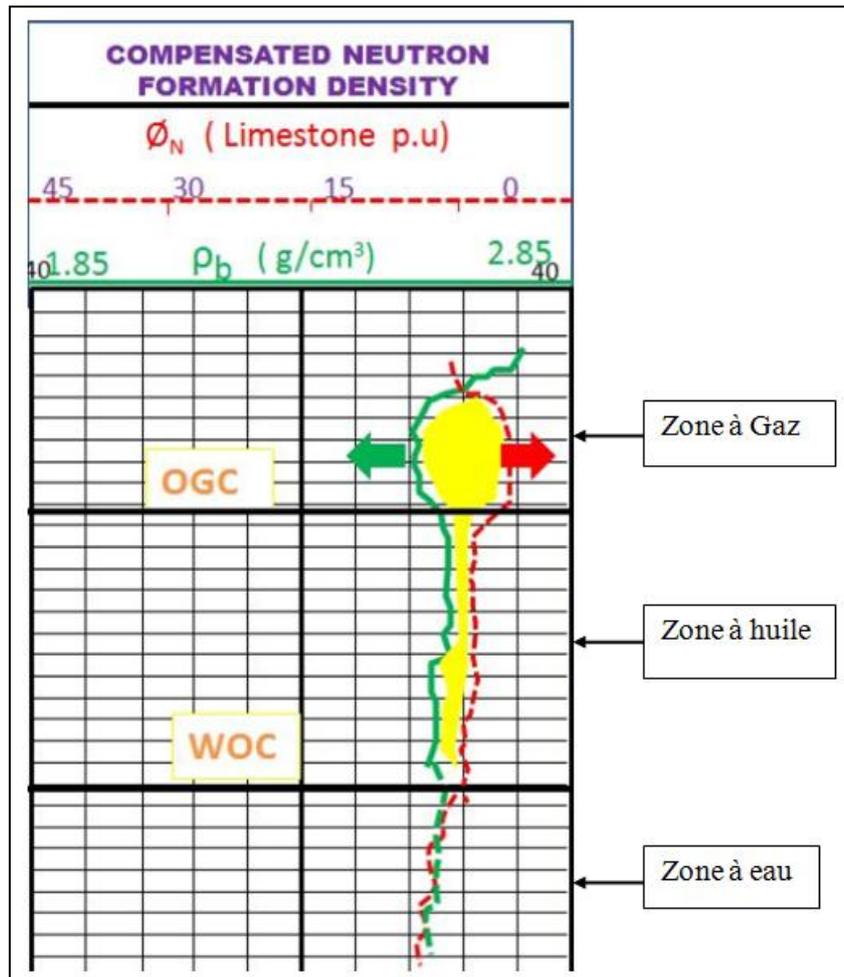
Fig. IV.2. Carte de situation des puits (OFM,Project,Sonatrach)

Dans cette partie, nous aurons à évaluer les réserves d'huiles du gisement d'Amassak (réservoir ordovicien, unité IV-3), en se basant sur le calcul des réserves en place par la méthode volumétrique et ses deux approches déterministe et probabiliste.



**Fig. IV.3.** Carte en isobathes montrant les contacts gaz /huile et eau / huile de l'unité IV-3.

D'après le forage et les interprétations diagaphiques (log de résistivité, neutron et densité), nous avons pu déterminer les contacts gaz/huile (GOC) à **-1 562m** et (WOC) eau/huile à **-1641m** et les définir dans les cartes en isobathes (toit et mur) afin de délimiter l'extension de la zone à huile (Figure IV-2).



**Fig. IV. 4.** Détermination de la nature et des contacts des fluides, à partir des diagraphies neutron et densité

- Dans la zone à gaz, une grande séparation des courbes de neutron et de densité, cette séparation indique la poche à gaz.
- Dans la zone à huile, une légère séparation des courbes de neutron et de densité.
- Dans la zone à eau, les échelles sont compatibles, donc les courbes de neutron et de densité se coïncident.

Afin de mieux déterminer le contact eau/huile (WOC) dans le réservoir, le log résistivité joue un rôle très important dont une faible résistivité indique la présence de l'eau, ainsi l'élévation de cette résistivité montre l'existence de l'huile.

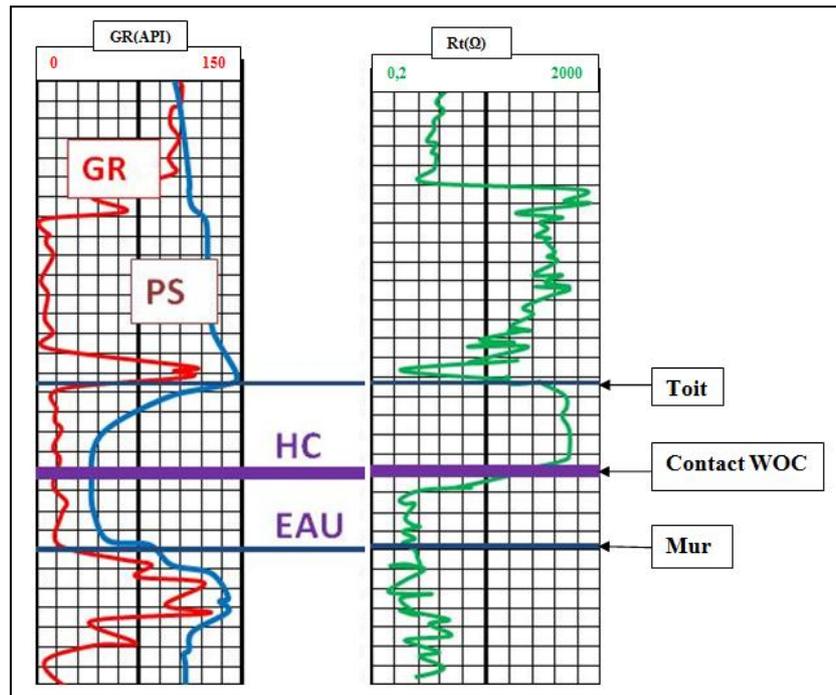


Fig. IV. 5. Détermination de la nature et des contacts des fluides, à partir du log de résistivité

### IV.3.1. Méthode volumétrique déterministe

#### IV.3.1.1. 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 :

$$N = A * H_u * \Phi(1 - S_w)/B_o$$

$N$  : les réserves d'huile initiales ( $m^3$ ) ;

$A * H_u$  : le volume de la roche ( $m^3$ ) ;

$H_u$  : la hauteur utile moyenne de la roche (m) ;

$\Phi$  : la porosité moyenne de la couche (%) ;

$S_w$  : la saturation en eau moyenne (%) ;

$B_o$  : le facteur volumétrique de fond initial ( $m^3 / m^3$ ) ;

Le « Surfer » a été utilisé afin d'accéder aux différents résultats en l'occurrence, les volumes initiaux d'hydrocarbures en place (OOIP).

### IV.3.1.2. Calcul des paramètres pétrophysiques

Les valeurs moyennes des paramètres  $H_u$ ,  $Sw$ , et  $\Phi$  sont calculées pour chaque puits à l'aide de la méthode de moyenne pondérée :

#### a. Calcul du volume total de la roche réservoir

##### i. Calcul de la surface de la zone à huile

Sur la carte en isobathes (toit et mur) la surface de la zone d'huile est délimitée par le contour des contacts eau-huile et huile-gaz. La surface délimitée et calculée par le « Surfer » et évaluée à :

$$A = 116\,850\,774,1 \text{ m}^2.$$

##### ii. Calcul de la hauteur utile

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

$$H_{u \text{ moy}} = \sum_{i=1}^{i=n} h / N = \frac{h_1 + h_2 + \dots + h_n}{N}$$

Avec:

$H_{u \text{ moy}}$  : la hauteur moyenne (m).

$h_i$  : les hauteurs de l'unité IV-3 dans chaque puits (m).

$N$  : nombre des puits.

Après avoir fait les calculs pour le cas d'Amassak, on a abouti au résultat suivant :

$$H_{u, \text{ moy}} = 10,16\text{m}$$

Le volume de la roche réservoir est :

$$V_{\text{roche}} = A * H_{u \text{ moy}} = 1\,187\,203\,559 \text{ m}^3$$

#### b. 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 :

$$\Phi_{\text{moy}} = \sum_{i=1}^{i=n} \Phi_i / N = \frac{\Phi_1 + \Phi_2 + \dots + \Phi_n}{N}$$

Avec :

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

$\Phi_i$  : la porosité de l'unité IV-3 dans chaque puits (m) en %.

N : nombre des puits.

Le calcul nous donne comme valeur de la porosité moyenne :

$$\Phi_{\text{moy}} = 8,53\%$$

### c. 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.

$$S_{w_{\text{moy}}} = \sum_{i=1}^n S_{w_i} / N = \frac{S_{w_1} + S_{w_2} + \dots + S_{w_n}}{N}$$

Avec :

$S_w$  : la saturation moyenne en eau (%).

$s_{w_i}$  : la saturation en eau de l'unité IV-3 dans chaque puits en (%).

N : nombre des puits.

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

$$S_{w_{\text{moy}}} = 75,97\%$$

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 :

$$S_{o_{\text{moy}}} = 24,03\%$$

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

Les hydrocarbures contiennent des éléments plus légers ( $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $H_2S$ ,  $CO_2$ , ...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  $1m^3$  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 d'Amassak, le FVF est égale à :

$$B_o = 1,472$$

### IV.3.1.3. Application de la méthode volumétrique

Après avoir déterminé les différents paramètres utilisés dans la formule citée auparavant (paragraphe III-1), on peut déterminer les réserves d'huile en place.

#### Résultats :

La surface délimitée et calculée par le software Surfer est évaluée à : 116 850 774,1 m<sup>2</sup>.

Les paramètres pétrophysiques calculés sont les suivants :

$$H_{u \text{ moy}} = 10,16 \text{ m}$$

$$\Phi_{\text{moy}} = 8,53\%$$

$$S_{\text{moy}} = 24,03\%$$

Le volume de la roche réservoir :

$$V_{\text{roche}} = A * H_u = 1\ 187\ 203\ 559 \text{ m}^3$$

Le volume du vide (liquide) :

$$V_{\text{vide}} = A * H_{u \text{ moy}} * \Phi_{\text{moy}} = 101\ 268\ 463,6 \text{ m}^3$$

Le volume du vide (huile):

$$V_o = A * H_{u \text{ moy}} * \Phi_{\text{moy}} * (1 - S_{w_{\text{moy}}}) = 76\ 477\ 943,7 \text{ m}^3$$

$$76,48 \text{ MMm}^3$$

Le facteur volumétrique de fond initial est : 1,472.

Le volume des réserves en place en conditions de surface est finalement :

$$51,956 \text{ MMm}^3$$

L'incertitude des paramètres pétrophysiques moyens de réservoir peut entraîner des erreurs numériques importantes lors du calcul par la méthode déterministe. Un gros effort a été accompli dans ce domaine depuis une décennie, avec l'utilisation de la méthode probabiliste appliquée à tous les paramètres caractérisant le réservoir.

### IV.3.2. Méthode volumétrique probabiliste

Cette méthode est basée sur le fait qu'en réalité les paramètres cités précédemment ne peuvent pas être pris par leurs moyennes pondérées mais plutôt par une forme de distribution pour chacun d'entre eux et cela à l'aide d'une étude géostatistique des différents paramètres des puits, en utilisant le logiciel « Mbal »

### IV.3.2.1. Le logiciel « Mbal »

Ce logiciel aide l'ingénieur à mieux définir le volume des hydrocarbures et les mécanismes d'entraînement du réservoir. C'est une condition préalable pour des études de simulation fiables. « Mbal » est couramment utilisé pour modéliser les effets des réservoirs dynamiques antérieurs à la construction d'un modèle numérique.

« Mbal » est un programme intuitif avec une structure logique qui permet à l'ingénieur réservoir de développer rapidement des modèles de réservoir fiables. Il sert à la modélisation de l'analyse de réservoir, les prévisions de production en cours, et aux études prospectives pour les nouveaux réservoirs.

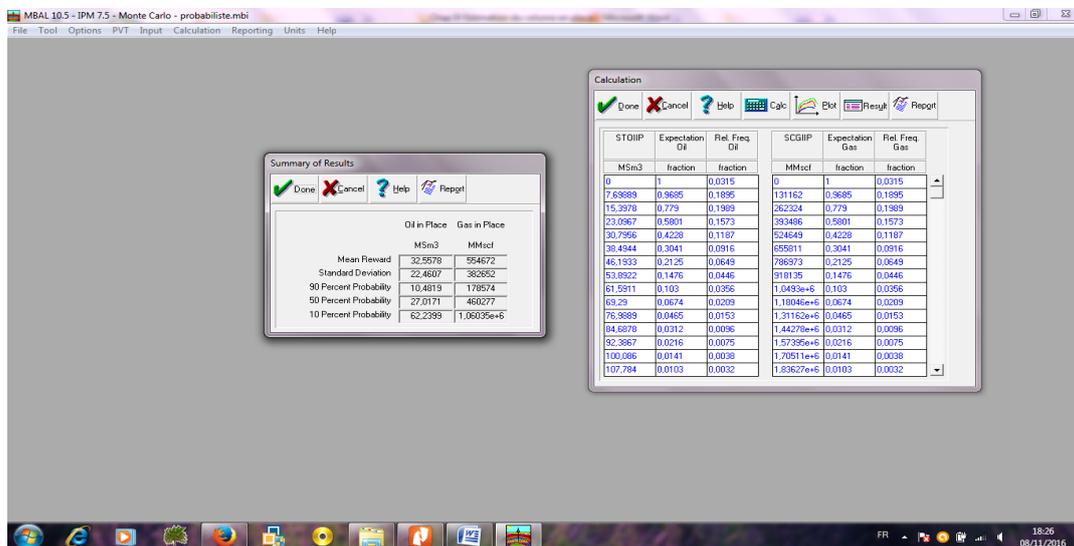


Fig. IV. 6. Interface graphique du logiciel « Mbal »

#### a. La méthode de « Monte-Carlo »

Le terme « Monte-Carlo », désigne toute méthode visant à calculer une valeur numérique en utilisant des procédés aléatoires. Dans cette étude, la cible étant les réserves en place. Chaque paramètre nécessaire au calcul est représenté sous forme d'une distribution statistique.

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

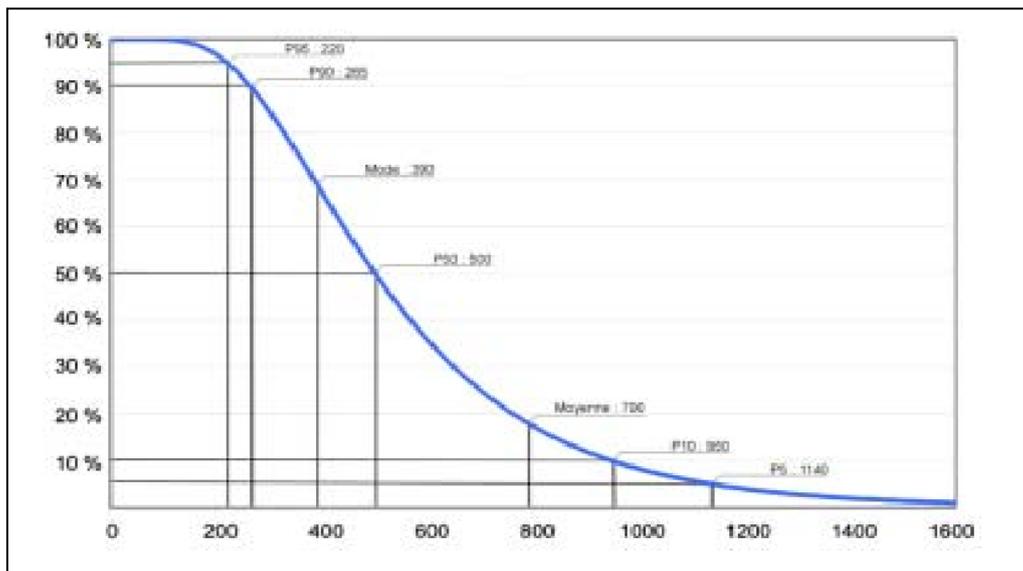


Fig. IV.7. Fonction de queue de répartition d'une loi log Normale d'un champ de médiane 500Mb.

#### IV.3.2.2. Application

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

- Surface : nous avons pris une valeur obtenue à partir du logiciel « Surfer » pour le champ d'Amassak et qui est : 116 850 774,1 m<sup>2</sup> ;
- La porosité et la perméabilité : dans un premier temps la porosité et la perméabilité moyennes de chaque puits ont été utilisées. Ensuite, ces moyennes sont pondérées à la hauteur utile avec la distribution normale.
- La hauteur utile : pour déterminer la hauteur utile chaque puits, le logiciel « Techlog » a été utilisé.
- Oil & gas gravity : ces deux grandeurs sont considérées comme des valeurs fixes rapportées par le rapport pression, volume et température (PVT), (**Annexe B**).

Après le calcul des différents paramètres cités précédemment, on a obtenu :

- la Hauteur utile est fixée à 10,16m ;
- la Porosité moyenne est de 0,0853% avec une déviation standard de 0,0246% ;
- la Saturation moyenne est de 0,2776% avec une déviation standard de 0,1263%.

#### IV.3.2.3. Résultats

a) Nombre de Cas (NC) = 100 :

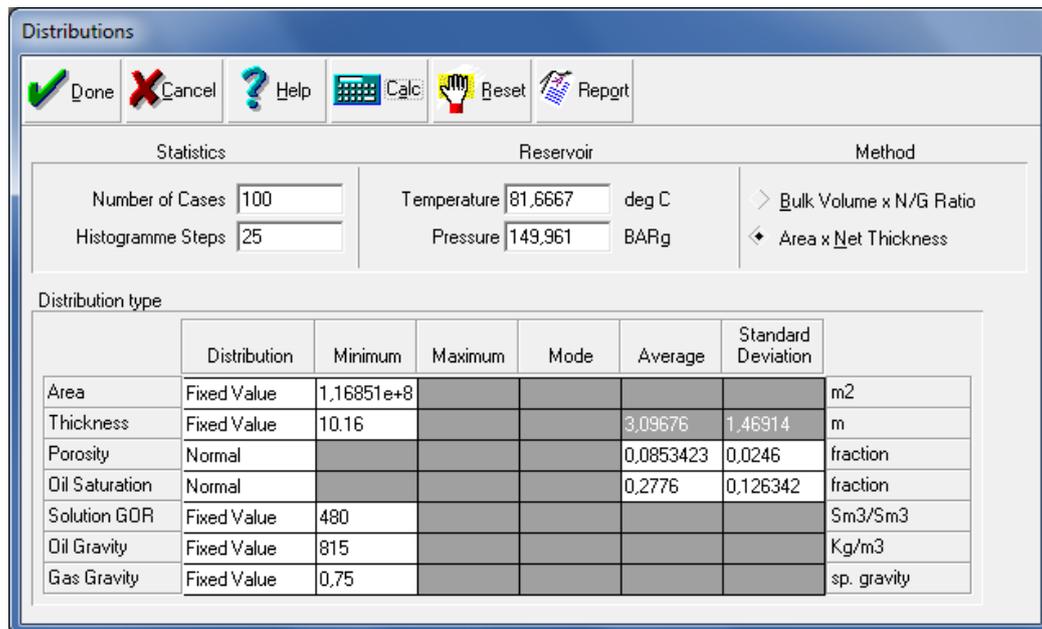


Fig. IV.8. Paramètres du cas N°1

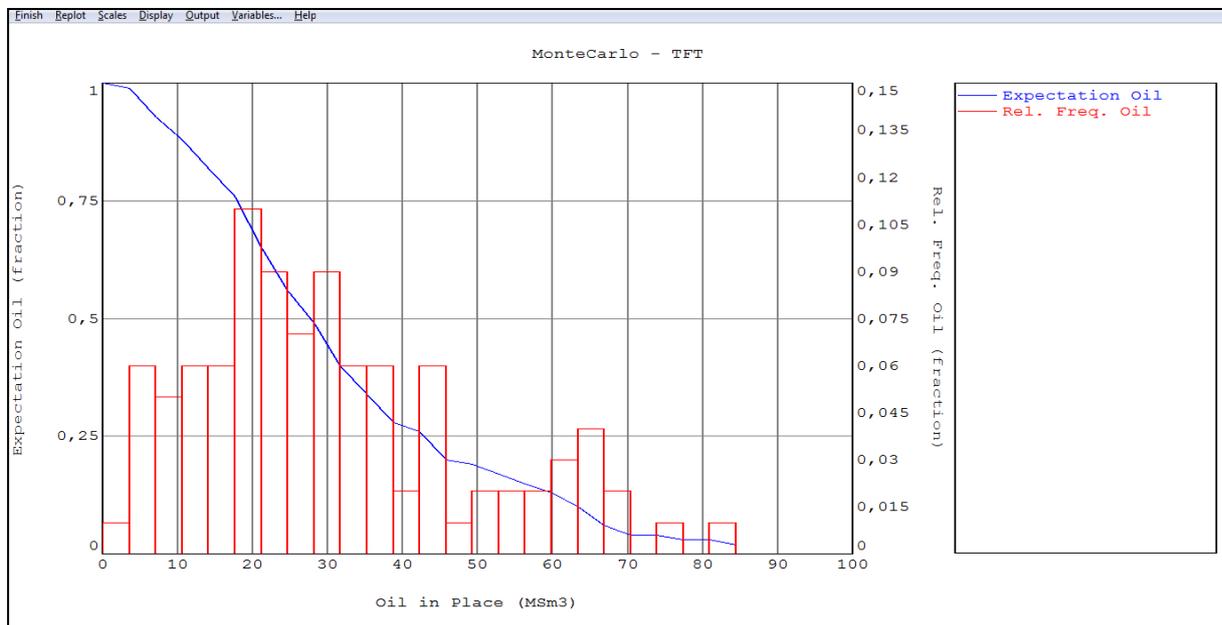


Fig. IV.9. La répartition des réserves du premier cas (NC=100)

	Oil in Place	Gas in Place
	Msm3	MMscf
Mean Reward	30,8798	526083
Standard Deviation	19,1108	325582
90 Percent Probability	9,14956	155876
50 Percent Probability	27,6498	471055
10 Percent Probability	63,3431	1,07914e+6

Fig. IV.10. Les probabilités des réserves du cas N°1 (NC=100)

Les résultats donnent une moyenne des réserves de 30,8798 MSm<sup>3</sup>. La quantité prouvée d’huile (P90) est de 9,149MSm<sup>3</sup>, la quantité probable (P50) est de 27,6498 MSm<sup>3</sup>, et enfin la quantité possible (P10) est de 63,3431MSm<sup>3</sup>.

b) NC=10 000

Dans le deuxième cas (NC=10 000), on garde les mêmes paramètres physiques, et on augmente le nombre de cas à 10 000.

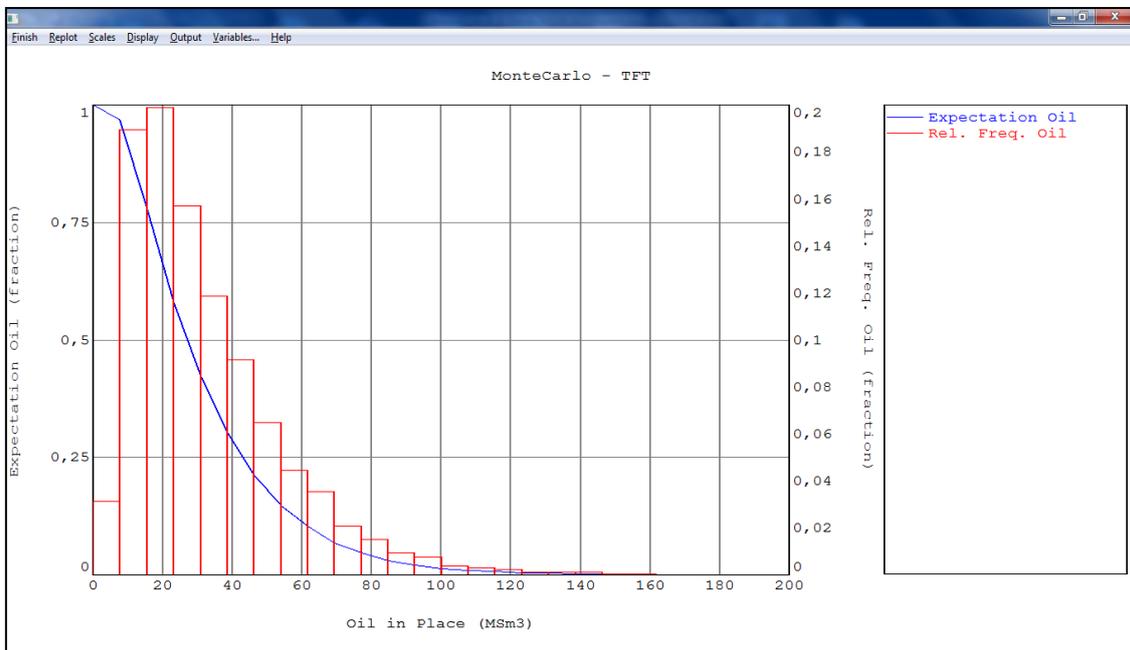


Fig. IV.11. La répartition des réserves du cas N°2 (NC= 10 000)

	Oil in Place	Gas in Place
	MSm3	MMscf
Mean Reward	32,5578	554672
Standard Deviation	22,4607	382652
90 Percent Probability	10,4819	178574
50 Percent Probability	27,0171	460277
10 Percent Probability	62,2399	1,06035e+6

**Fig. IV. 12.** Les probabilités des réserves du cas N°2 (NC = 10 000)

On remarque qu'avec l'augmentation des nombres de cas de 100 à 10 000, nous avons obtenu des résultats plus précis.

Les résultats donnent une moyenne des réserves de 32,5 578 MSm<sup>3</sup>. La quantité prouvée d'huile (P90) est de 10,4 819MSm<sup>3</sup>, la quantité probable (P50) est de 27,0 171 MSm<sup>3</sup>, et enfin la quantité possible (P10) est de 62,2 399MSm<sup>3</sup>.

#### IV. 4. Conclusion

L'étude des paramètres du gisement a permis d'estimer les réserves en place par la méthode volumétrique avec les deux approches :

- déterministe qui suppose que le gisement a des paramètres pétrophysiques isotropiques (moyennes pondérées) et ;
- probabilistique qui tient compte de l'hétérogénéité des paramètres (chaque paramètre suit une loi de distribution bien spécifiée).

Pour la première approche, la détermination des lois appropriées présente une difficulté énorme, cela est dû à la complexité du gisement (hétérogénéité du gisement).

La quantité estimée par la méthode déterministe correspond approximativement à la P20 de la classification des réserves, ceci rend crédible la valeur estimée (52 MMm<sup>3</sup>) par cette méthode.

# Conclusion Générale

---

## Conclusion générale

Ce tour d'horizon général des méthodes géophysiques de surface, de forage et des diagraphies, montre que les géophysiciens, géologues ainsi les pétroliers peuvent apporter au processus de reconnaissance une contribution riche et variée par la diversité des techniques. Encore, faut-il bien en saisir les domaines d'application et les limites.

Le gisement d'Amassak se trouve vers le Nord des zones de fort surcreusement glaciaire bien connu et dans le domaine essentiellement glacier pour l'unité IV-3, correspondant aux dépôts de phases progressives de retrait glaciaire caractérisés par des grés généralement moyens à grossiers plus ou moins homogènes.

A travers cette modeste étude, nous avons contribué à évaluer les capacités du réservoir ordovicien (unité IV-3), productif d'huile du champ d'Amassak essentiellement à l'aide de la mise en œuvre des diagraphies différées et, accessoirement, à l'aide de données issues de mesures en laboratoire opérées sur des échantillons de carottes prélevées dans différents puits voisins de ceux que nous avons eu à étudier.

Les résultats de l'évaluation pétrophysique du réservoir Ordovicien unité IV-3 du champ d'Amassak, montrent des caractéristiques pétrophysiques moyens à médiocres qui sont dues à la compaction de la roche réservoir, mais cela n'exclut pas l'existence d'accumulations éventuelles d'hydrocarbures.

Cette réalité pétrophysique du réservoir se traduit par les valeurs moyennes de ses paramètres tels que la porosité, hauteur utile, saturation et le volume d'argiles.

Nous n'omettrons pas de signaler au plan cognitif que l'utilisation du logiciel Schlumberger Techlog, nous a facilité la tâche de traitement et d'évaluation des paramètres pétrophysiques, ainsi que les nouveautés en termes d'opérations précieuses exécutées en un temps très bref.

L'évolution spatiale des paramètres pétrophysiques du réservoir ordovicien unité IV-3 du champ d'Amassak (porosité, saturation, perméabilité, hauteur utile et l'argilosité), est représenté sous forme de cartes en isovaleurs établies à l'aide du logiciel Surfer, montrent des variations qui dépendent essentiellement de la tectonique, des caractéristiques lithologiques du membre probablement en relation avec le milieu de dépôt.

## Conclusion Générale

---

La distribution de la perméabilité montre que les bonnes valeurs se localisent au Nord-ouest du bloc Nord, au centre, au sud du bloc centre ainsi au Nord Est du bloc Sud, ce qui laisse présager des potentialités en accumulation pour cette zone.

Par ailleurs, afin, d'évaluer les réserves initialement en place du réservoir ordovicien « unité IV-3 », on a mis en œuvre la méthode volumétrique qui demeure une méthode universelle largement appliquée. Elle est utilisable dans tous les régimes de production et nous a fourni un volume des réserves en place de 52MMm<sup>3</sup>, qui correspond à la P20 de la classification des réserves.

### Recommandations

A la lumière des résultats obtenus dans le cadre de ce travail, en corrélation avec la somme de données disponibles sur l'ensemble des puits du gisement d'Amassak, et en vue d'une meilleure exploration des structures susceptibles d'emmagasiner des hydrocarbures, il est recommandé :

- D'entreprendre des études plus fines et plus serrées de géophysique, particulièrement de sismique 3D et une modélisation du réservoir, dans le but de choisir une implantation des forages pour découvrir d'autres accumulations potentielles en hydrocarbures.
- De reprendre une analyse détaillée de la géologie structurale et sédimentaire, afin de bien délimiter les structures.
- De suivre la distribution des corps gréseux et leurs extensions spatiales dans le secteur d'étude et dans la région en général.
- D'attacher une plus grande importance à la porosité et la perméabilité des formations étant donné que ces deux paramètres contrôlent la production d'un réservoir et d'un puits, les mesures sur carottes restant le seul moyen de caractérisation direct de ces deux paramètres.
- De tenir compte du fait que la distribution de la perméabilité montre une localisation des valeurs intéressantes au Nord-ouest du bloc Nord, au centre, et ainsi au Nord Est du bloc Sud, pour cela, qui peut être un facteur déterminant pour l'implantation de nouveaux forages.
- D'envisager de nouvelles techniques pour améliorer la récupération des hydrocarbures.

### REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

- **Ahmed.T., (2010):** Oil Recovery Mechanisms and the Material Balance Equation, in Reservoir Engineering Handbook, Fourth Edition, Elsevier, USA.
- **Alain, F., Raoult.-F., (2010):** Dictionnaire de Géologie, 7<sup>e</sup> Edition, Masson, Paris, France.
- **Amrouche.F., AMRANE Arezki., (1996) :** Caractérisation géodynamique d'un modèle de synéclyse : Le bassin d'Illizi au permio-carbonifère, Mémoire d'Ingénieur, université USTHB.
- **Beuf, S., Biju-Duval, B., De Charpal, O., Rognon, P., Gariel, O., Bennacef., (1971) :** Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara, Travail collectif, Publications de l'Institut Français du Pétrole, Sciences et Technique, Paris, France.
- **BEICIP-SONATRACH, (1980) :** Bassin de Ghadamès. Evaluation pétrolière.
- **BEICIP-SONATRACH, (2005) :** Modèle géologique du gisement d'Amassak.
- **BEICIP –SONATRACH, (2010) :** Rapport Amassak réservoir.
- **BEICIP-SONATRACH (2010) :** Rapport Amassak géologie.
- **Boudjema., (1987) :** Evolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara Nord Oriental (Algérie), Thèse, université Paris Sud, Faculté des Sciences d'Orsay, Paris, France.
- **Chapellier, D. :** Cours de diagraphies différées, Option réservoirs, Cours online de Géophysique, Université de Lausanne & Institut Français du pétrole.
- **Chavane, X., (2007) :** la production des champs pétroliers, Equipe Géomatériaux et Environnement, Université Denis Diderot et IPGP, Contribution, ASPO-France, Paris.
- **Code des bonnes pratiques - Géophysique appliquée. , (1992) :** Document diffusé par l'UFG (Union Française des Géologues), 77 rue Claude Bernard, Paris.
- **Fabre.J., (1976) :** Introduction à la géologie du Sahara Algérien et régions voisines, Editions SNED, Alger.

## Références Bibliographiques

---

- **Galeazzi, S., & Al., (2010):** Regional Geology and Petroleum Systems of Illizi-Berkine Area of the Algerian Saharian Platform: An Over view Marine and Petroleum Geology, 27(1), 143-178.
- **Gratton, Y., (2002):** Le krigeage, la méthode optimale d'interpolation spatiale. Les articles de l'institut d'analyse géographique, ([www.iag.asso.fr](http://www.iag.asso.fr)).
- **Hohn, M.E., (1988) :** Geostatistics and petroleum, Van Nostrand Reinhold.
- **Latreche, S., (1982) :** Evolution structurale du bassin d'Illizi (Sahara oriental algérien) au Paléozoïque supérieur, Mémoire de DES, Université Paul Cézanne, Aix-en-Provence, France.
- **Moudir. N., (2013):** Enhanced oil recovery, IAP.
- **Naftogaz., (2006) :** Les diagraphies.
- **Serra, O., (1979) :** Diagraphies différées, Tom 1 : Interprétation des données diagraphiques. Edition SNEAP ELF Pau, France.
- **Serra, O., (1985):** Well logging and reservoir evaluation. Edition Technip.
- **Peroddon, A., (1985) :** Géodynamique pétrolière : Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures, Edition Masson, Paris, France.
- **Sonatrach, (1991) :** Monographie d'Amassak.
- **Sonatrach & Shlumberger, (2007),** Well Evaluation Conference « WEC », Hilton, Alger, Algérie, Bassin d'Illizi (29-36), Definition et evaluation des reservoirs (370).

## Annexes

### ANNEXES

#### Annexe A : Récapitulatif des résultats de calcul des paramètres pétrophysiques dans les divers puits d'Amassak

Well	Xcoord	Ycoor	Zs	Kb	RESREVOIR	UNITE	TOP	BOTTOM	Htot(m)	Hutile(m)	Vsh(%)	φ(%)	Sw(%)
AMA01	32 0756,75	3 177 476,39	362,94	366,90	ORDOVICIEN	III-2	1 962						
AMA01	320 756,75	3 177 476,39	362,94	366,90	ORDOVICIEN	III-3	1 946	1 962	16	4,9		11,2	18,7
AMA01	320 756,75	3 177 476,39	362,94	366,90	ORDOVICIEN	IV-2		1 946					
AMA01	320 756,75	3 177 476,39	362,94	366,90	ORDOVICIEN	IV-3	1 837						
AMA02	324 073,92	3 174 166,90	404,09	407,90	ORDOVICIEN		1 992	1 999	7	4,5		10,2	18,8
AMA03	326 679,84	3 171 522,64	371,36	374,42	ORDOVICIEN		1 998	2 019	21	14,2		9	33,9
AMA04	326 644,37	3 168 140,84	385,02	390,00	ORDOVICIEN	IV-2							
AMA04	326 644,37	3 168 140,84	385,02	390,00	ORDOVICIEN	IV-3	1 907	1 923	16	11,5		8,5	13,4
AMA05	323 089,68	3 178 130,72	369,87	375,00	ORDOVICIEN		1 982	2 005	23	18	15	8,9	25
AMA06	329 200,40	3 167 799,20	394,31	398,61	ORDOVICIEN		2 000,5	2 010	9,5	9,5	4	7,6	28
AMA07	324 399,90	3 171 700,10	387,50	391,53	ORDOVICIEN		1 956	1 976	20	13	5	9,2	21,6
AMA08	327 900,00	3 163 900,00	392,85	394,00	ORDOVICIEN	IV-2							
AMA08	327 900,00	3 163 900,00	392,85	394,00	ORDOVICIEN	IV-3	1 940	1 954	14	7	12,9	7,6	25,3
AMA09bis	328 451,54	3 169 999,95	379,71	384,20	ORDOVICIEN		1 966,5	1 982	15,5	14	1,2	6,5	26,7
AMA10	322 250,00	3 180 600,00	352,86	356,70	ORDOVICIEN	IV-3	1 926	1 940	14	6	2	6	24,3
AMA10	322 250,00	3 180 600,00	352,86	356,70	ORDOVICIEN	IV-2	1 940			8	25	7	55
AMA11	330 750,00	3 164 500,74	396,36	400,84	ORDOVICIEN		2 025,5	2 039	13,5	13	5	7	25
AMA12	328 432,00	3 1751 20,00	384,93	389,50	ORDOVICIEN		1 998	2 040	42	17	10	10	25
AMA13	319 501,54	3 184 501,65	323,96	328,40	ORDOVICIEN		1 899	1 912	13	11	6	10	16
AMA14	328 202,70	3 173 301,26	378,00	382,50	ORDOVICIEN		1 974	1 989	15	11		12,6	14,5
AMA15	329 801,20	3 166 100,06	393,49	397,99	ORDOVICIEN		1 991	2 008	17	17		11	19
AMA16	329 799,81	3 171 799,00	382,33	386,44	ORDOVICIEN		2 005			17		8,1	35
AMA17	322 300,14	3 181 799,17	346,34	350,70	ORDOVICIEN		1 945	1 962	17	7	10	7	21,4
AMA18	325 898,64	3 173 201,53	412,08	416,58	ORDOVICIEN		2 027,4	2 037	9,6	9,9		9,9	21,5
AMA19	321 000,00	3 184 999,96	345,83	348,63	ORDOVICIEN		1 957	1 990	33	31,7		9,1	21,7
AMA20	330 400,46	3 169 500,69	390,55	394,60	ORDOVICIEN		2 031,3	2 041	9,7	4,1	2,5	7	33
AMA21	329 599,95	3 173 999,94	414,22	418,76	ORDOVICIEN		2 045,5	2 060	14,5	13,3	2,3	10,6	22,8
AMA22	320 000,07	3 185 999,84	323,07	327,57	ORDOVICIEN		1 929	1 938	9	4		12,3	16,7
AMA23	318 499,90	3 185 599,98	324,86	329,36	ORDOVICIEN		1 901,3	1 912,8	11,5	10	10,2	8,3	20,4
AMA24	326 001,26	3 170 199,89	367,38	371,58	ORDOVICIEN	IV-3	1 961,7	1 971,2	9,5	9,5	4,8	7,9	27,4
AMA24	326 001,26	3 170 199,89	367,38	371,58	ORDOVICIEN	IV-2	1 971,2	2 004	32,8	23,1	14,6	6,7	43,4
AMA25	330 499,51	3 163 000,28	402,02	406,50	ORDOVICIEN		2 013	2 022	9	7	2,5	6,7	23

## Annexes

AMA26	329 501,14	3 164 500,20	392,88	397,38	ORDOVICIEN		1 982,5	2000	17,5	10,1	7,1	9	24,8
AMA27	325 399,67	3 174 499,41	381,74	385,74	ORDOVICIEN				0				
AMA28	329 700,35	3 169 199,41	390,01	394,51	ORDOVICIEN		2 001	2 016,5	15,5	11	3,6	6,4	28,1
AMA29	322 649,63	3 176 304,44	379,63	384,13	ORDOVICIEN		1 962,1	1 971,2	9,1	7,6	7,2	12,3	13,6
AMA30	330 300,38	3 161 649,33	408,59	413,09	ORDOVICIEN	IV-3	1 993	2 000,5	7,5	7	9,5	10,9	22,3
AMA30	330 300,38	3 161 649,33	408,59	413,09	ORDOVICIEN	IV-2			0				
AMA31	328 299,44	3 172 000,42	374,72	379,22	ORDOVICIEN		1 965	1 981	16	12,5	5,4	7,7	22,3
AMA32	323 200,37	3 181 300,12	352,19	356,09	ORDOVICIEN		1 960	1 978	18	9,1	14,2	8,7	27,3
AMA33	318 800,67	3 186 598,78	324,53	329,03	ORDOVICIEN				0				
AMA34	324 799,83	3 172 998,56	393,25	397,75	ORDOVICIEN		1 986,5	2 014	27,5	13,5	6,9	7,9	24,5
AMA35	331 053,34	3 166 700,80	411,16	415,66	ORDOVICIEN		2 047,5	2 053,2	5,7	5,4	3	6,9	35,2
AMA36	320 499,82	3 183 750,17	349,30	353,80	ORDOVICIEN	IV-2	1 936	1 985	49	19,6	48,19	8,82	31,3
AMA36	320 499,82	3 183 750,17	349,30	353,80	ORDOVICIEN	IV-3	1 930	1 936	6	3,7	13,7	7,07	23,2
AMA37	321 899,72	3 183 950,67	342,43	346,93	ORDOVICIEN	IV-3	1 954,5	1 960,2	5,7	2	7,7	9,7	28,6
AMA37	321 899,72	3 183 950,67	342,43	346,93	ORDOVICIEN	IV-2	1 960,2			5,2	23,6	9,8	44,7
AMA38	324 100,01	3 177 000,28	381,61	386,36	ORDOVICIEN	IV-3	2 002	2 013	11	9,2	4,9	13,3	9,5
AMA39	329 598,62	3 170 650,60	384,86	389,36	ORDOVICIEN	IV-3	2 004	2 017	13	11,5	10,8		
AMA40	322 749,67	3 182 901,13	343,14	347,64	ORDOVICIEN	IV-2	1 968			13,5	3	9,4	36,5
AMA40	322 749,67	3 182 901,13	343,14	347,64	ORDOVICIEN	IV-3	1 956	1 968	12	4	5,2	8,87	33,8
AMA41	323 899,92	3 175 750,85	396,00	400,50	ORDOVICIEN	IV-2	2 007,5	2 024	16,5	12	14,39	6,73	46
AMA41	323 899,92	3 175 750,85	396,00	400,50	ORDOVICIEN	IV-3	1 993	2 007,5	14,5	10,5	4,4	9,96	17,65
AMA42	325 599,08	3 172 199,24	378,12	382,62	ORDOVICIEN				0				
AMA43	325 500,24	3 171 100,29	375,10	379,60	ORDOVICIEN				0				
AMA44	323 090,04	3 176 949,58	381,24	386,34	ORDOVICIEN	IV-3	1 979	1 990	11	7	6,49	12,19	12,49
AMA45	327 829,03	3 172 660,57	372,31	380,00	ORDOVICIEN	IV-2	1 972			6	18,9	6,9	35,08
AMA45	327 829,03	3 172 660,57	372,31	380,00	ORDOVICIEN	IV-3	1 956	1 972	16	11,5	6,36	8,89	9,2
AMA46	328 675,80	3 169 282,43	383,38	388,48	ORDOVICIEN	IV-3	1 970	1 983	13	11	14,28	5,31	38,06
AMA47	328 300,13	3 171 300,08	375,29	380,69	ORDOVICIEN	IV-3	1 957	1 973	16	15	8,49	8,43	30,94
AMA48	328 701,16	3 166 649,22	393,14	398,54	ORDOVICIEN	IV-3	1 981,5	1 996	14,5	13,5	5,85	8,2	22,53
AMA49	329 191,26	3 165 321,63	389,50	394,60	ORDOVICIEN	IV-3	1 980	1 991	11	8,5	10,79	7,31	30,34
AMA50	330 065,54	3 163 811,09	398,29	503,39	ORDOVICIEN	IV-3	2 005	2 012	7	4,2	6,5	7,46	19,25
AMA51	323 859,51	3 175 037,12	396,28	401,38	ORDOVICIEN	IV-3	1 987	1 998	11	6,5	1,5	10,4	11,13
AMA52	323 518,93	3 180 345,82	365,22	370,32	ORDOVICIEN	IV-3	1 960	1 975	15	6,5	9,5	9,12	18,66
AMA53	323 936,58	3 173 314,47	379,52	384,62	ORDOVICIEN	IV-3	1 955	1 962,5	7,5	6	5,1	8,5	30,32
AMA54	319 887,29	3 185 106,89	332,04	337,14	ORDOVICIEN	IV-3	1 933,5	1 938	4,5	4,5	11,47	8,24	20,94
AMA55	319 350,01	3 185 650,03	331,96	337,06	ORDOVICIEN				0				
AMA56	327 497,72	3 171 690,79	372,91		ORDOVICIEN	IV-3	1 938,5	1 951	12,5	11	6,4	13,2	11
AMA57	321 101,08	3 178 197,02	365,83	370,93	ORDOVICIEN	III-3	1 961	1 976	15	12,9	7,69	5,55	30,94
AMA57	321 101,08	3 178 197,02	365,83	370,93	ORDOVICIEN	IV-3	1 848	1 861	13	13,2	14,7	6,25	29,49
AMA58	329 432,07	3 166 907,97	397,48	402,58	ORDOVICIEN	IV-3	2 006	2 014	8	7	6,48	5,13	40,08
AMA59	330 097,84	3 165 259,66	394,03	399,13	ORDOVICIEN	IV-3	1 994	2 007	13	11,5	12,72	5,96	34,38

## Annexes

<b>AMA60</b>	327 676,54	3 172 162,09	367,71	372,81	ORDOVICIEN	III-3	2 048	2 055,5	7,5	5,3	17,27	4,54	55,37
<b>AMA60</b>	327 676,54	3 172 162,09	367,71	372,81	ORDOVICIEN	IV-3	1 942	1 959	17	11	12,17	6,17	34,19
<b>AMA61</b>	320 088,53	3 178 248,97	356,58	361,68	ORDOVICIEN	III-3	1 926	1 943	17	12	9,94	6,79	43,57
<b>AMA61</b>	320 088,53	3 178 248,97	356,58	361,68	ORDOVICIEN	IV-2	1 825	1 884	59	59	12,91	6,18	36,49
<b>AMA61</b>	320 088,53	3 178 248,97	356,58	361,68	ORDOVICIEN	IV-3	1 813	1 815	2	2	6,85	7,83	21,52
<b>AMA62</b>	330 316,70	3 160 829,90	411,43	416,53	ORDOVICIEN	IV-3	1 996	2 008	12	9	7,44	5,62	31,4
<b>AMA63</b>	324 100,62	3 164 550,30	381,10	386,20	ORDOVICIEN	III-3	2 020	2 031	11	7,5	21,83	4,69	87,24
<b>AMA63</b>	324 100,62	3 164 550,30	381,10	386,20	ORDOVICIEN	IV-2			0				
<b>AMA63</b>	324 100,62	3 164 550,30	381,10	386,20	ORDOVICIEN	IV-3	1 907	1 923	16	14	5,1	4,8	50?
<b>AMA64</b>	326 901,11	3 167 275,49	384,14	391,64	ORDOVICIEN	IV-2	1 941	1 995	54	7,5	26,11	4,57	50,,76
<b>AMA64</b>	326 901,11	3 167 275,49	384,14	391,64	ORDOVICIEN	IV-3	1 925	1 941	16	13	10,19	4,83	31,18
<b>AMA65</b>	331 644,14	3 163 788,16	396,85	404,35	ORDOVICIEN				0				
<b>AMA66</b>					ORDOVICIEN				0				
<b>TY1</b>	321 467,46	3 183 305,87	352,23	356,68	ORDOVICIEN		1 944	1 970	26	15,5		9,6	24
<b>TRNW1</b>	332 674,40	3 155 205,62											
<b>TRNW2</b>	333 089,09	3 156 823,56											
<b>TRNW3</b>	336 154,18	3 154 847,13											
<b>TRNW4</b>													
<b>TRNW5</b>	333 567,00	3 154 734,00	434,78	440,00	ORDOVICIEN	IV-3	2 027,5	2 032	11	11	4,4	6,18	33,82
<b>AMA501</b>	319 572,057	3 187 510,92	322,20	317,70	ORDOVICIEN	IV-3	1 941	1 959	18	10,4	5,4	13,8	22,5

### Annexe B:

#### Caractéristiques pétro physiques des fluides de gisement

##### 1- HUILE :

- Pression initiale du gisement..... $P_i = 202 \text{ kg/cm}^2$
- Température du gisement..... $T = 85 \text{ }^\circ\text{C}$
- Pression de bulle..... $P_b = 202 \text{ kg/cm}^2$
- FVF initial..... $B_{oi} = 1.472 \text{ m}^3\text{res/m}^3\text{std}$
- GOR de dissolution initial..... $R_{si} = 161.5 \text{ m}^3\text{/m}^3$
- Densité de l'huile de stockage..... $\rho_o = 0.819$
- Viscosité de l'huile ..... $\mu_o = 0.365 \text{ cp}$

##### 2- EAU :

- Compressibilité ..... $C_w = 3.00 \cdot 10^{-6} \text{ v/v/psi}$
- FVF initial..... $B_w = 1.02 \text{ m}^3\text{/m}^3$
- Viscosité ..... $\mu_w = 0.519 \text{ cp}$
- Salinité moyenne..... $(\text{NaCl}) = 250 \text{ g/l}$