

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : GÉOLOGIE PETROLIERE

THEME

Synthèse géologique et caractéristique pétrophysique du réservoir ordovicien (Unité IV-3) du champ d'AMASSAK TFT

Présenté par :

- FENNICHE Abd Ennacer
- BENOUDINA Abdelilah Abdelmoumin
- BELKOU Ammar

Devant le jury :

Président :	MRABET Mohammed	M. A. A Univ. Ouargla
Encadreur :	SATOUH Adel	M. C. B Univ. Ouargla
CO-Encadreur :	TOUAHAR Messaoud	ING. SONATRACH
Examineur :	BELKSEIR Med Saleh	M. C. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2020/2021



Je dédie cette memoire à... ✍

*A mes chers parents qui m'ont soutenu avec
leurs Doua'a. Et ils aider tout au
long de mon parcours, sans eux je ne serai
jamais arrivé là où je suis*

*A mes très chers frères et sœurs
A tous les membres de ma famille, petits et
grands*

A mes chères amis et collègues

A.Nacer

B.moumin

B.Amar

REMERCIEMENT

Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant
de
nous avoir donné La volonté et la patience pour mener à
bien ce modeste travail.

Nous aimerions exprimer nos vifs remerciements à notre
promoteur Satouh Adel pour son appui, son orientation
et ses conseils qui nous ont été très précieux

Nous aimerions exprimer nos vifs remerciements à notre
encadreurs au sonatrach TFT Mr. Zita Mustafa,
Mr. Touaher Messoud et Mr.Nesrat Ali et Mr.Ali Hedad
Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et nos
amis de la Faculté qui ont été nombreux à nous aider et

à
nous encourager

ملخص

الهدف من هذا العمل هو إجراء دراسة جيولوجية وبتروفيزيائية على مختلف المعايير المتعلقة بخزان النفط، من أجل تخصيصه وتحديد تطور المعايير البتروفيزيائية في جميع امتدادات الخزان الاوردوفيشي (وحدة 3-IV) .

لهذا الغرض، استخدمنا بيانات التسجيل التي تم إجراؤها في الآبار، وتقارير القياسات على عينات الخزان والخرائط التقييمية المنشأة باستخدام برنامج سيرفر .

قمنا بالربط بين النتائج المختلفة التي تم الحصول عليها عن طريق التسجيل والقياسات على عينات الابار والخرائط التقييمية.

Résumé

Ce travail a pour but de faire une etude géologique et pétrophysique sur les différentes paramètres concernant le réservoir ordovicien l'unité IV3 de champ d'amassak ,afin de le caractérisé et détermine l'évolution des paramètres pétrophysique dans toutes les extensions du champ.

Pour cela nous avons exploité des données de diagraphie réalisé dans les puits , rapports des mesures sur carottes et les cartes isovaleur réalise à partir l'utilisation de logicielle SURFER .

Finally, en faire la corrélation entre les différents résultats obtenus par diagraphie ,mesure sur carotte et les cartes isovaleur.

Abstract

The objective of this work is to carry out a geological and petrophysical study on the various parameters concerning the Ordovician reservoir, the unit IV3 of the amassak field, in order to characterize it and determine the evolution of the petrophysical parameters in all the extensions of the field.

For this we used logging data carried out in the wells, reports of measurements on cores and isovaleur maps produced using the SURFER software.

Finally, make the correlation between the different results obtained by logging, measurement on core and the isovalue maps.

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE	1
Chapitre I Présentation de la région d'étude	1
I.1 Présentation de la région de Tin Fouyé Tabankort	4
I.1.1 Situation géographique	4
I.1.2 Historique du développement	5
I.1.3 Différents gisements de TFT	6
I.2 Présentation du gisement d Amasak	9
I.2.1 Cadre géographique	9
I.2.2 Cadre géologique	11
I.2.3 Stratigraphie de champ d'Amassak	13
I.2.4 Commentaire de coupe	19
I.2.5 Cadre structural	19
I.2.6 Evolution Tectonique	24
I.2.7 Evolution géodynamique	24
I.2.8 Système pétrolier	27
Chapitre 2 Synthèse et résultats des analyses diagaphiques	28
II.1. Introduction	29
II.2. Initiation a l'ingénierie du réservoir pétrolier	29
II.3. Le développement du réservoir	30
II.4. La caractérisation du réservoir	30
II.4.1. Le modèle statique:	30
II.4.2 Le modèle dynamique	31
II.4.3 La construction du modèle structural	31
II.5. La construction de la grille reservoir	31
II.6. Le remplissage du modèle reservoir	31
II.7. Initiation à la diagraphie	32
II.7.1 Notion de diagraphie	32
II.7.2 Les types de diagaphies	32
II.7.3 Buts des diagaphies	33
II.7.4 Classification Des Diagaphies	35
II.7.5 Les moyens techniques d'enregistrement	36
II.7.6 Principales caractéristiques enregistrées	39
II.7.7 Etude petrophysique	39
II.7.8 Analyse des données de diagaphies	40
II.7.9 Evolution verticale de la porosité dans le puits AMA-25	45

SOMMAIRE

II.7.10 Corrélation Gamma Ray (GR) entre les puits AMA-08, AMA-20INJ, AMA-24, AMA-25	46
II.7.11 Résultats d'interprétation et corrélation par la diagrapie différée :	47
II.8 CONCLUSION	47
Chapitre 3 Synthèse des mesures sur carottes	48
III.1 INTRODUCTION	49
III.2 Différentes analyses réalisées sur carotte	49
III.2.1 Analyse géologique	50
III.2.2 Analyse structurale	50
III.2.3 Analyse pétrophysique	51
III.2.4 Analyse du réseau poreux d'une carotte	51
III.2.5 Analyse des textures	51
III.2 Analyse par l'interprétation d'imagerie des puits	51
III.2.1 Introduction à l'imagerie	51
III.3 L'Outil utilisé et principe de fonctionnement	52
III.4 Principe de l'imagerie	53
III.4.1 Les limites des banks :	53
III.4.2 Les surfaces d'érosion	54
III.4.3 Les fractures	54
III.4.4 Les failles	54
III.4.5 Les breakouts	54
III.5 Evolution spatiale des paramètres pétrophysiques sur carottes	55
III.6 Corrélation des résultats des paramètres pétrophysiques de réservoir a partir les mesures diagrapiques et mesures sur carottes	55
III.6.1 Etude statistique des paramètres pétrophysiques du réservoir IV-3 de l'Ordovicien ..	55
III.7 Interprétation des données de la porosité et de la perméabilité	55
III.12 Présentation de logiciel SURFER	64
III.12.1 Définition	64
III.12.2 Le principe d'utilisation du « Surfer »	64
III.13 L'interpretation des cartes isovaleurs du champ d'Amassak	65
III.13.1 Carte en isobathes du réservoir ordovicien Unité IV-3 d'Amassak	65
III.13.1.1 Commentaire sur la carte en isobathes :	66
III.13.2 Carte en isopaques du réservoir ordovicien Unité IV-3 d'Amassak	67
III.13.2.1 Commentaire sur la carte en isopaques	68
III.13.3 Les données pétrophysiques	68
III.13.4 Carte d'isoporosités du réservoir ordovicien Unité IV-3 d'Amassak	70
III.13.4.1 Commentaire sur la carte en isoporosités	70

SOMMAIRE

III.11.5 Carte d'isoperméabilités du réservoir ordovicien Unité IV-3 d'Amassak	71
III.13.5.1 Commentaire sur la carte en isoperméabilités	72
III.14 Caractéristiques pétrophysiques des unités du réservoir gréseux d'amassak	72
III.14 .1 Unité IV-3	72
III.14 .2 Unité IV-2	72
III.15 Les paramètres pétrophysiques de champ Amassak	73
III.16 Conclusion	73
Conclusion Générale	74

Liste des figures

Figure 1: La situation géographique de la région de Tin Fouye Tabankort.....	4
Figure 2: les périmètres d'exploitation.....	8
Figure 3: carte de situation géographique du champ d'amssak	9
Figure 4: Carte de situation des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne (D'après SONATRACH année 2005).....	10
Figure 5: Localisation du gisement d'Amassak.....	12
Figure 6 : Colonne stratigraphique du champ de TFT.....	17
Figure 7: Colonne stratigraphique du champ d'Amassak.....	18
Figure 8: Modèle structural – construction des failles.....	20
Figure 9: Carte structurale de gisement d'Amassak (Beicip, 1975)	21
Figure 10: Aspect structural de la région TFT.....	22
Figure 11: Coupe structurale du gisement d'Amassak	23
Figure 12: Carte tectonique du bassin d'Illizi [BEICIP, 1975]	26
Figure 13: présentation d'une digraphie.....	34
Figure 14: Classification des outils de diagrapie.....	36
Figure 15: Schéma générale d'un matérielle de diagrapie (R.LAGABERIELLE).....	38
Figure 16: paramètre physique de réservoir gréseux.....	39
Figure 17: log composite de puits AMA-08.....	41
Figure 18: log composite de puits AMA-20.....	42
Figure 19: log composite de puits AMA-24.....	43
Figure 20: log composite de puits AMA-25.....	44
Figure 21: schéma de corrélation GR entre les puits étudié.....	46
Figure 22: Orientation de l'image sur puits vertical et horizontal	52
Figure 23: schéma représentatif d'outil d'imagerie UBI	53
Figure 24. Courbe représentant l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité au niveau des carottes du puit AMA08	57
Figure 25. Droite de corrélation entre la porosité et de la perméabilité au niveau du puits AMA 08.....	57
Figure 26. Courbe représentant l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité au niveau des carottes du puit AMA20	59
Figure 27. Droite de corrélation entre la porosité et de la perméabilité au niveau du puits AMA 20	59
Figure 28 : Courbe représentant l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité au niveau des carottes du puit AMA24	61
Figure 29 : Droite de corrélation entre la porosité et de la perméabilité au niveau du puits AMA 24.....	61
Figure 30 :Courbe représentant l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité au niveau des carottes du puit AMA25	63

Liste des figures

Figure 31 : Droite de corrélation entre la porosité et de la perméabilité au niveau du puits AMA 25	63
Figure 32: Carte en isobathes au toit du réservoir ordovicien Unité IV-3 d`Amassak	65
Figure 33: Carte en isopaques du réservoir ordovicien Unité IV-3 d`Amassak	67
Figure 34: Carte en isoporosités du réservoir ordovicien Unité IV-3 d`Amassak	70
Figure 35: Carte en iso perméabilités du réservoir ordovicien Unité IV-3 d`Amassak	71

Liste des tableaux

<i>Tableau 01: présentation des valeurs de la porosité d'Unité IV-3 du puits (AMA-25).....</i>	45
Tableau 02: L'évolution des paramètres pétrophysiques sur carottes(AMA 08).....	54
Tableau 03: L'évolution des paramètres pétrophysiques sur carottes(AMA 20).....	56
Tableau 04: L'évolution des paramètres pétrophysiques sur carottes (AMA 24).....	58
Tableau 05: L'évolution des paramètres pétrophysiques sur carottes (AMA 25).....	60
Tableau 06 : présentation des données petrophysiques de réservoir ordovicien Unité IV-3 du champ d'amassk	67
Tableau 07 : les paramètres pétrophysiques de champ Amassak	71

Abréviations

AMA: Amassak.

TFT: Tin Foyé Tabankort.

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.

ΦD : Porosité donné par diagraphie de densité.

ΦN : Porosité donné par diagraphie de neutron.

Sw: Saturation de l'eau.

So: Saturation de l'huile.

HC: Hydrocarbures.

Φu : Porosité utile.

Φmoy : Porosité moyenne.

Hu: Hauteur utile.

Hu moy: Hauteur utile moyenne.

Vv: Volume des vides.

Vt: Volume total.

K : Perméabilité.

mD : milliDarcy.

UBI: Ultrasonic Borehole Imager

INTRODUCTION GENERALE

Le champ de TFT considéré comme le 2^{ème} champ de production d'huile après le champ de Hassi Messaoud, il renferme plusieurs gisements qui contiennent des centaines de puits, il couvre 1200 km dans la région du Tinrhert dans le Sahara algérien, dans la wilaya d'illizi, il est situé le long de la route nationale n3, à environ 1350 km au sud-est d'Alger, 380 km au sud-est de Hassi Messaoud, et environ 200 km à l'ouest d'In Aménas, dans la commune de Bordj Omar Driss elle-même située à une centaine de kilomètres à l'ouest du périmètre, cette zone est déjà développée pour l'exploitation des hydrocarbures HC, avec notamment le gisement de gaz de TFT, un réservoir de gaz présent dans des formations de grès ordoviciens, en production depuis avril 1999.

De point de vue géologique, les formations géologiques d'origine différente allant de Turonien au surface jusqu'au l'Ordovicien à 2000 m de profondeur.

Les réservoirs d'âge différent, l'un d'âge Dévonien et l'autre d'âge Ordovicien (IV-3, IV-2 et III-3).

Généralement la lithologie de ces réservoirs est de nature gréseuse et gréseux-argileuse dans le monoclinale du TFT.

Le gisement d'Amassak est l'un des principaux gisements de tin fouyé Tabankort TFT producteur 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-3 (Ordovicien supérieur). Cette unité présente d'importantes variations de faciès et d'épaisseurs (50 m à plus de 200 m).

Problématique et l'objectif de l'étude

Les caractéristiques des réservoirs sont globalement médiocres et variables verticalement et horizontalement, en particulier la perméabilité avec variation dans les épaisseurs utile.

Le présent travail a pour l'objectif d'étude les paramètres pétrophysiques, et leur évaluation.

Méthodologie

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

Premier chapitre à décrit le cadre géographique et géologique de la zone d'étude a pour l'objectif de la reconnaissez.

Le deuxième chapitre qui est à propos de méthodes de traitement des plugs des carottes Sur laboratoire dans le but d'estime les caractéristique pétrophysique de la VI-3.

Troisième chapitre concerne a l'étude les différents matérielles et méthodes d'interprétation pétro physique a l'aide des logiciels SURFER ET TECHLOG pour accéder au résultats de caractérisation géologique et pétrophysique de réservoir d'étude.

Finalement, en conclu par l'importance pétrolière et économique de l'unité VI-3 de gisement d'amassak pour faire des prévisions de développement du champ.

A decorative blue border resembling a scroll, with rounded corners and a slight shadow effect. The text is centered within this border.

Chapitre I

**Présentation de la
région d'étude**

I.1 Présentation de la région de Tin Fouyé Tabankort :

I.1.1 Situation géographique :

La Région de Tin Fouyé Tabankort se situe à 1400 Km au Sud-Est d'Alger et 540Km du chef-lieu de la wilaya Illizi. Cette dernière se trouve sur la partie Ouest du plateau de Tin-Hert, sur la route nationale N°3 reliant Hassi- Messaoud et In-Aminas dans la commune de Bordj-Omar-Driss. Son effectif actuel est environ de 1000 Agents en plus il y a des agents contractuels, elle est placée au deuxième rang après Hassi Méssaoud de ce qui concerne les réserves d'huile.

La région se trouve sur une altitude de 432 m avec une température ambiante qui varie entre 0°C et 45°C durant l'année. Elle est limitée par les coordonnées UTM.

Y1=3110000

Y2=3900000

X1=3100000

X2=400000

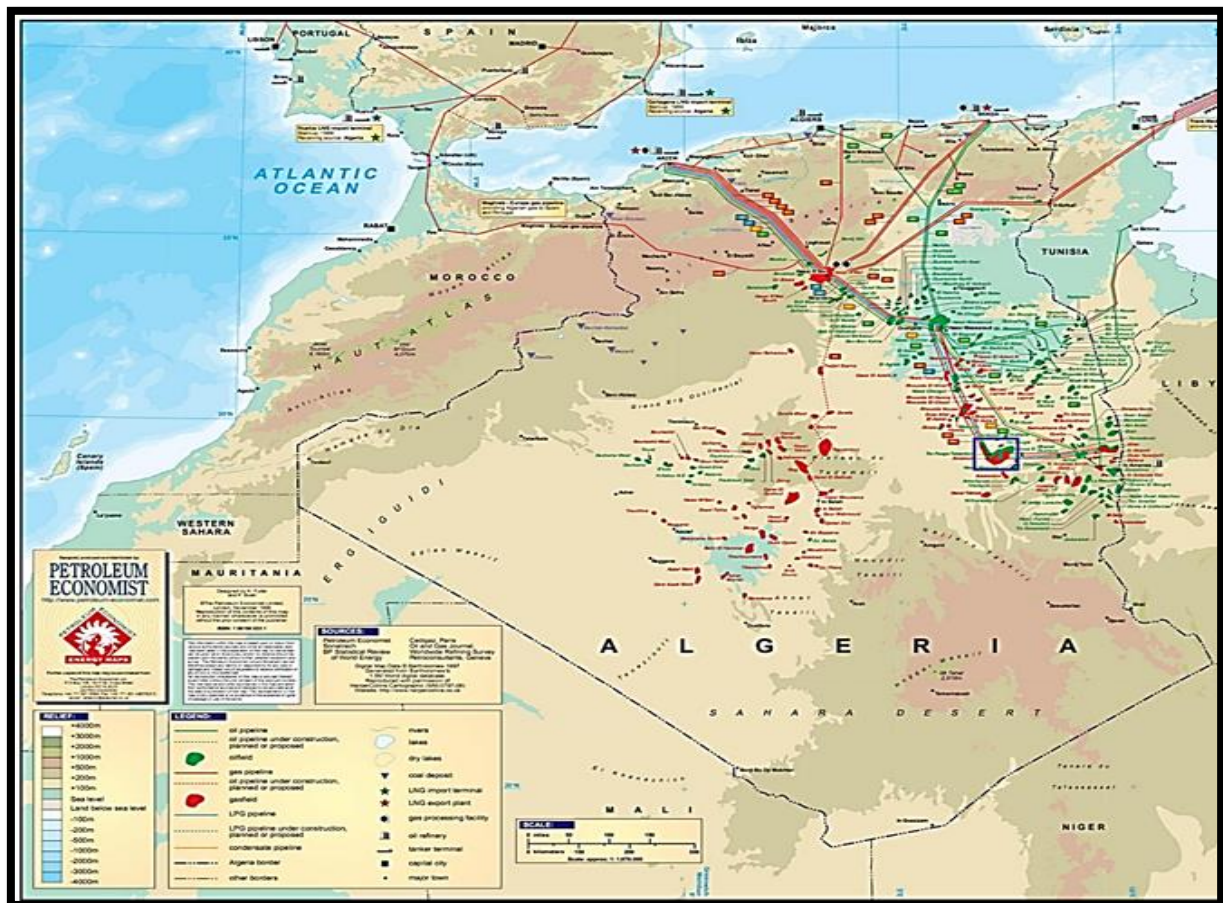


Figure 1: La situation géographique de la région de Tin Fouye Tabankort

I.1.2 Historique du développement:

A la fin de l'année 2002 la production cumulée a atteint $10.029 \times 10^6 \text{ m}^3$ d'huile et environ de $37.85 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ de gaz et une injection d'eau cumulée de $2.4 \times 10^6 \text{ m}^3$.

La période de 1974 jusqu'au 1977 était une période de production pilote avec quatre puits seulement (AMA1-2-3-4).

Suite au soutirage imposé au gisement, la pression de réservoir a passé de 201.53 Kgf/cm^2 en 1974 jusqu'à 183.3 Kgf/cm^2 en 1994 durant cette période de 20 ans équivaut à un gradient de pression de 1 Kgf/cm^2 /année

La pression atteinte en 1994 a accentué la libération du gaz dissous dans l'huile ainsi que le GOR a connu une augmentation rapide lors de cette phase, ce qui a rendu impératif l'injection d'eau pour deux objectifs :

- Maintien de la pression ou minimisation de sa chute.
- Balayage uniforme pour maximisation de la récupération d'huile.

De l'autre côté, en ce qui concerne la production d'huile qui a continué l'augmentation jusqu'à 1994, là on assiste à un soutirage de 526825.17 m^3 .

La pressurisation du réservoir apparaît à partir de l'année 1995 date ultime d'injection d'eau. La production d'huile a atteint son maximum 532753.12 m^3 avec un GOR moyen de $624 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

La pression du réservoir qui a été de 183.3 Kgf/cm^2 en 1994 a augmenté d'une manière progressive pour atteindre la valeur de 187.80 Kgf/cm^2 en 2000 et 193.06 Kgf/cm^2 en 2001 dont on a commencé à sentir les fruits de l'injection d'eau sélectionnée pour maintenir la pression du gisement d'Amassak, la période entre le début de l'injection et l'augmentation de la pression est appelé période de remplissage (FIL UP).

Dans la période de 1999-2001 on a assisté à un gonflement du réservoir : évolution de la pression avec une diminution du GOR qui est due à la redissolution d'une partie du gaz dans l'huile et en parallèle un balayage de l'huile par l'eau, ce qui a ramené à réaliser des meilleures performances, mais on remarque une chute progressive de production ceci est interprété par une percée précoce d'eau dans les meilleures dans les meilleur puits producteur d'huile qui est expliquée par l'augmentation de la quantité d'eau produite (Water-Cut) qui a atteint son maximum 10733 /an à la fin 1998 avec un Water-Cut de 2.3%, en suite elle a régressé en 2000 ou elle atteint de 4343.96 m^3 avec un Water-Cut de 0.1% dont on trouve que cette chute est expliquée par la fermeture des puits produisant de l'eau et en percée tel que AMA 28-AMA 16-AMA 34-TY01.

En 2001 la quantité d'eau produite a connu une légère augmentation jusqu'à 3861 m³/an avec un Water-Cut de 1.7%, cette augmentation est expliquée par l'augmentation des débits d'eau produit dans le puits AMA42, qui est en percée d'eau avec Water-Cut de 20.11% et le puits AMA9bis avec un Water-Cut de 5%.

I.1.3 Différents gisements de TFT:

La Région de Tin Fouyé Tabankort recouvre une superficie de 4000 km², et comporte plusieurs gisements dont:

1) Gisement de TFT :

Le gisement de TFT se présente comme un anneau d'huile, coiffé d'un important gaz cap. Le Toit du réservoir Ordovicien forme un monoclinal de direction Est – Ouest et de pendage Nord.

L'analyse de la carte en isobathes au toit de l'Ordovicien et au mur de la couche prouve que le gisement à une structure divisée en blocs.

Mode de drainage : expansion des gaz dissous et du gaz cap.

Injection d'eau à partir de 1981.

Le gisement est exploité actuellement en partie par gaz-lift.

2) Gisement de Tin Fouyé :

Il se présente comme une zone haute, extrêmement complexe, composé de différentes structures, dont la plus haute est celle de TIN FOUYE, la plus importante par ses dimensions (306) et sa hauteur imprégnée (160 m à TFY 18).

Dans le gisement de TFY, le forage a mis en évidence au niveau des séries paléozoïques des accumulations d'huile sous saturée, essentiellement dans le réservoir Dévonien F.6 qui comporte un aquifère actif et du gaz dans l'Ordovicien, unité IV.

Le réservoir dévonien est exploité par gas-lift.

3) Gisement d'Amassak :

Le gisement d'amassak est situé à 25 km à l'Ouest - Nord-Ouest du gisement de TFT.

Le réservoir ordovicien se présente comme un monoclinal penté vers le Nord - Est et recoupé par plusieurs accidents subméridiens ; ces accidents jouent le rôle de limites de compartiments de l'accumulation d'huile.

Il a été mis en évidence de l'huile et du gaz dans l'unité IV-3 de l'ordovicien qui est le principal réservoir de cette zone.

- Injection d'eau à partir de 1995.

4) Gisement de Djoua:

Le gisement de DJOUA situé à 30 Km au Sud Est de TFT, se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord / Ouest - Sud / Est affecté par une faille de même direction.

Il produit de l'huile principalement dans le réservoir F 6 (unités C1, A-VIII et M1-X) par pompage électrique.

5) Gisement de Tamendjlet :

Le réservoir de TAMENDJELT, situé à environ 6 km au Nord - Ouest de TFT se présente sous forme de deux unités structurales majeures, séparées par un grand accident composé d'une série de failles en relais ; du Sud au Nord on distingue :

- Un anticlinal
- Un monoclinal plongeant vers le Nord - Ouest,
- L'exploitation du réservoir F 6 se fait par gaz-lift.

6) Gisement de Hassi Mazoula Nord :

Le réservoir dévonien F6 se présente comme un anticlinal aplati, légèrement allongé du Sud - Sud / Est au Nord - Nord / Est, et est lié à l'accident majeur « Mazoula - Belouda ». L'exploitation du réservoir F6 se fait par pompage électrique.

7) Gisement de Hassi mazoula Sud :

Le gisement de HMZ - SUD se présente sous forme d'anticlinal limité par deux failles à l'est et à l'ouest dont les rejets sont de l'ordre de 100 m. Actuellement, seul le réservoir F6 produit de l'huile par pompage électrique.

8) Gisement de Hassi mazoula « B » :

Le gisement de HMZ B se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord - Sud et dont le flanc oriental est faillé.

La fermeture structurale est d'une trentaine de mètres et son aire de 4,4 km².

Il a été mis en évidence par la présence d'huile dans le réservoir F6 et du gaz dans le réservoir ordovicien.

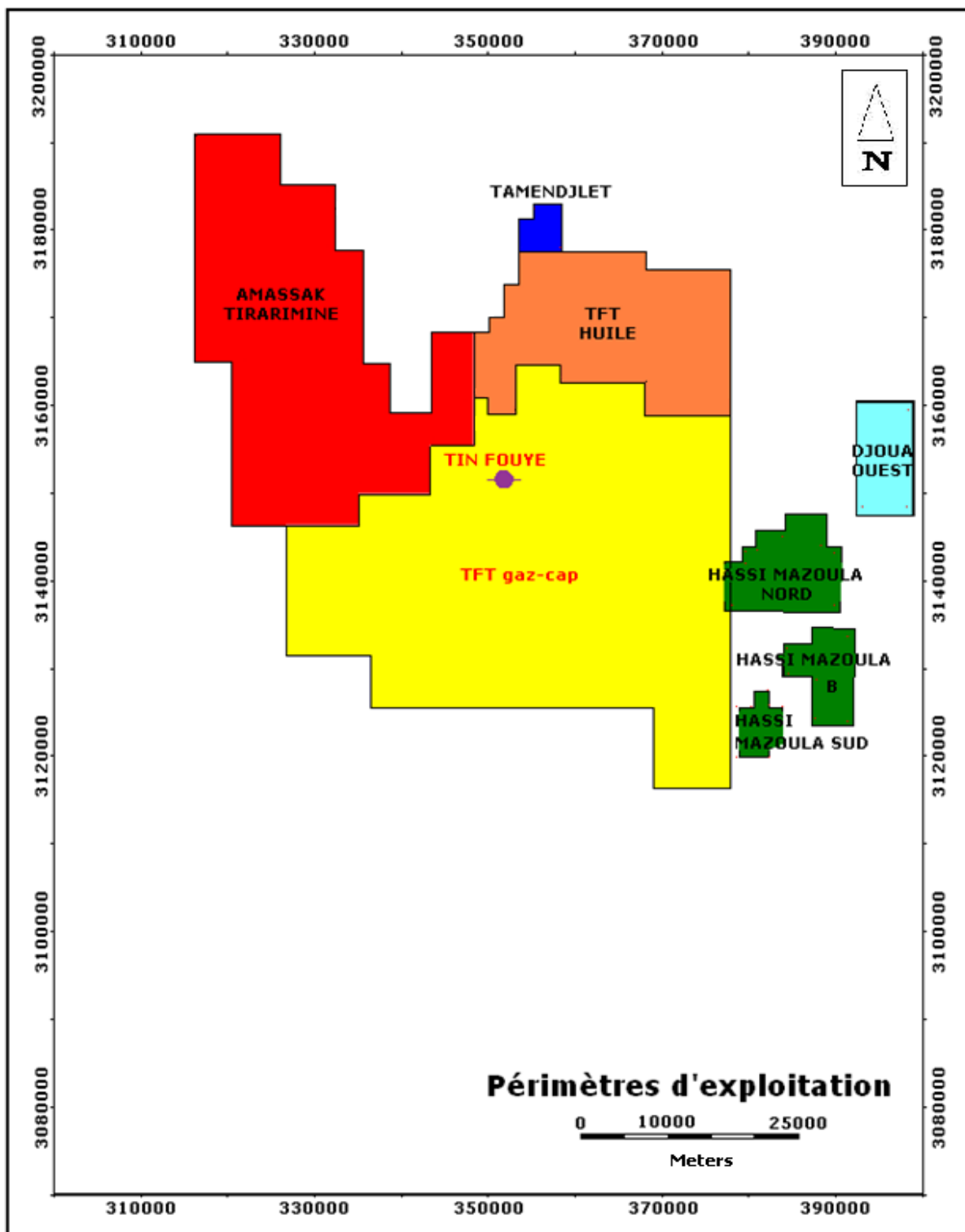


Figure 2: les périmètres d'exploitation

I.2 Présentation du gisement d Amasak

I.2.1 Cadre géographique :

Le gisement d'Amassak est situé dans la partie Ouest Nord-Ouest du bassin d'Illizi. (Bloc 238), plus précisément 230 km au Nord-Ouest d'In Aménas et 475 km au Sud-Est du Hassi Mesaoud. Il est délimité par les parallèles : $28^{\circ} 25'$ et $28^{\circ} 3'$ puis le long du méridien $7^{\circ}-30'E$.

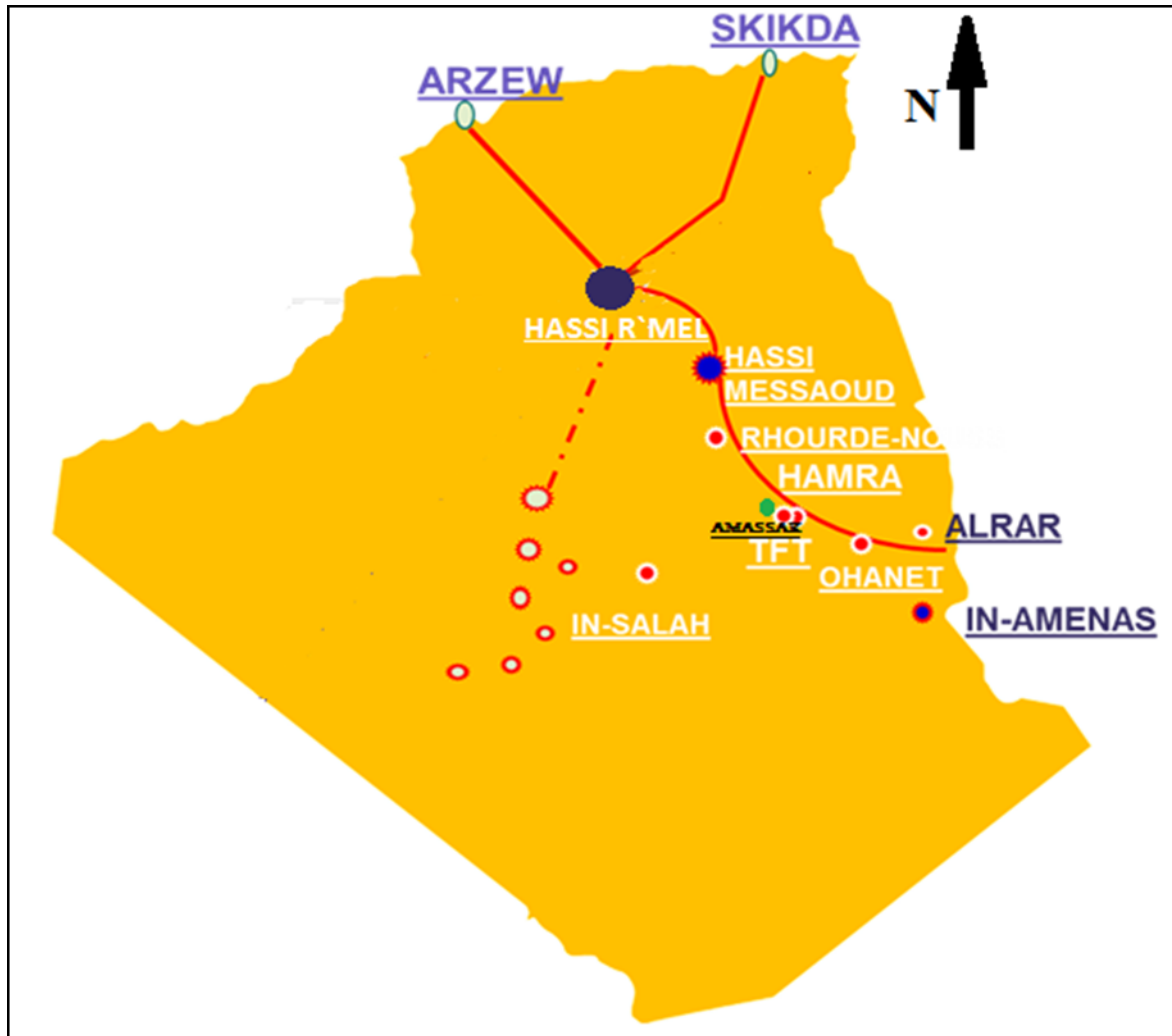


Figure 3: carte de situation géographique du champ d'amssak

Le champ d'Amassak a été mis en production en 1977 par déplétion naturelle jusqu'à 1994. Cette déplétion avait développé une chute importante de pression de gisement (environ 20 bar). Depuis cette date, un projet d'injection d'eau périphérique a été mis en œuvre afin de maintenir la pression de gisement et d'assurer un bon balayage d'huile

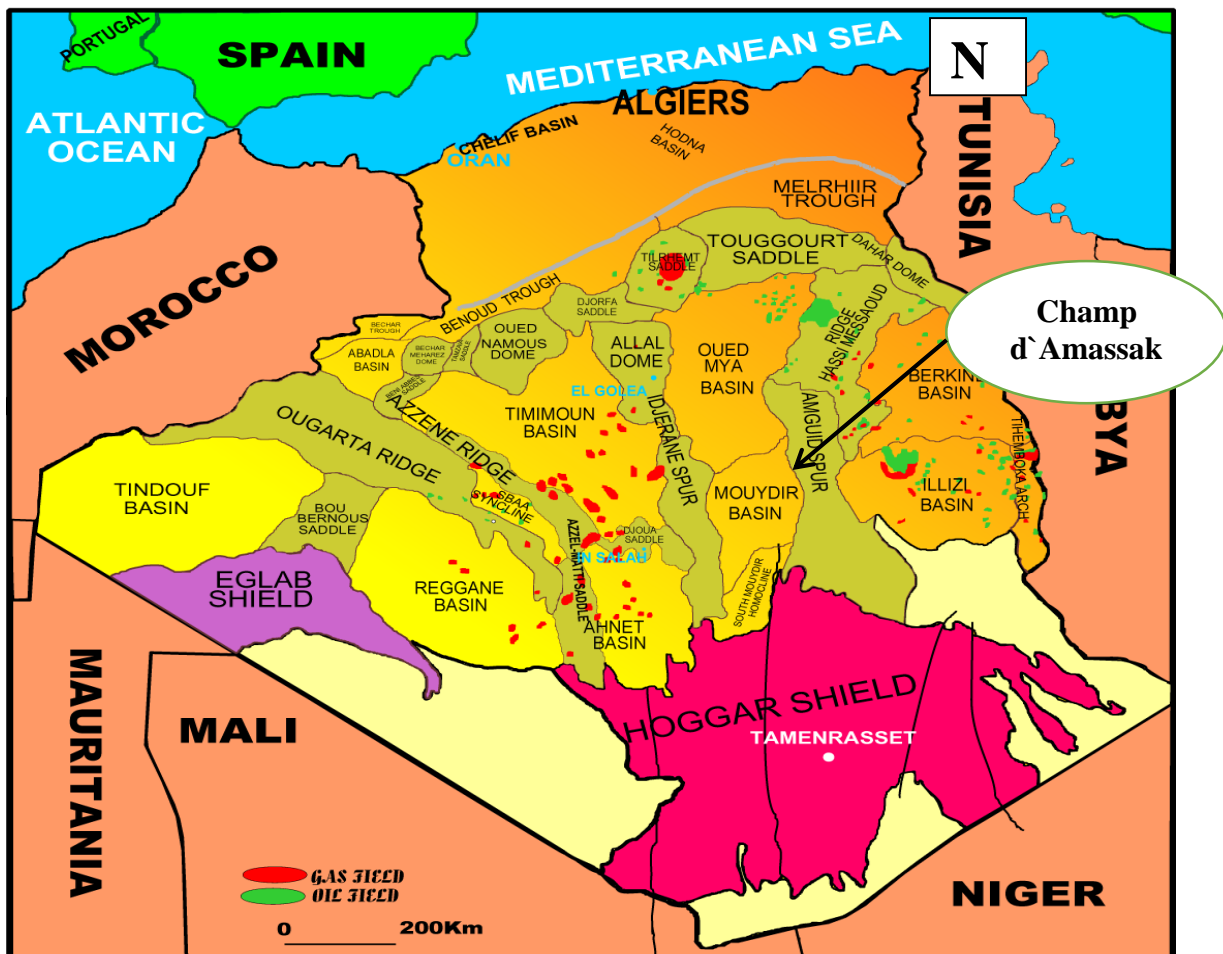


Figure 4: Carte de situation des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne (D'après SONATRACH année 2005).

I.2.2 Cadre géologique:

I.2.2.1 Géologie de la région d'étude d'Amassak:

Le gisement d'Amassak est situé à l'OUEST NORD-OUEST du gisement de TFT, plus précisément dans la partie OUEST du plateau de TINHERT qui se prolonge au NORD sous les dunes de l'ERG Oriental.

La zone d'étude se présente comme un monoclinale penté vers le NE et recoupé par de nombreux accidents subméridiens. Ce périmètre est entouré:

- Au Nord par la mole de Maouar.
- A l'Est par le gisement d'Ohanet.
- A l'Ouest par la mole d'Amguid El Biod
- Au Sud par Tiguentourine.

La zone d'étude se présenter comme un monoclinale penté vers le NE et recoupé par de nombreux accidents subméridiens.

Le champ d'Amassak correspond à un bloc structural triangulaire fortement relevé vers le Sud et limité par deux accidents principaux :

A l'Ouest, une faille majeure inverse subverticale peut atteindre un rejet de 300 m très localement (ouest d'AMA-1). Cet accident régional d'orientation moyenne NNO est l'une des principales failles du bassin d'Illizi et relie Tin Tayart au Sud à Maouar au Nord d'Amassak. Cet accident majeur semble se subdiviser dans sa partie Nord où une deuxième faille inverse parallèle vient augmenter le rejet de la faille principale voire le dépasser à l'Est des puits AMA-23 et AMA-33.

A l'Est, une série de failles inverses et normales de direction N20°, traduisant un système en décrochement. Ce réseau d'accidents relie Oued Zenani à Gerboise vers le Nord-Est et se poursuit au-delà vers El Ouar. 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 formant un coin étroit où le toit de l'Unité IV-3 culmine à - 1410 m (puits OZN-1).

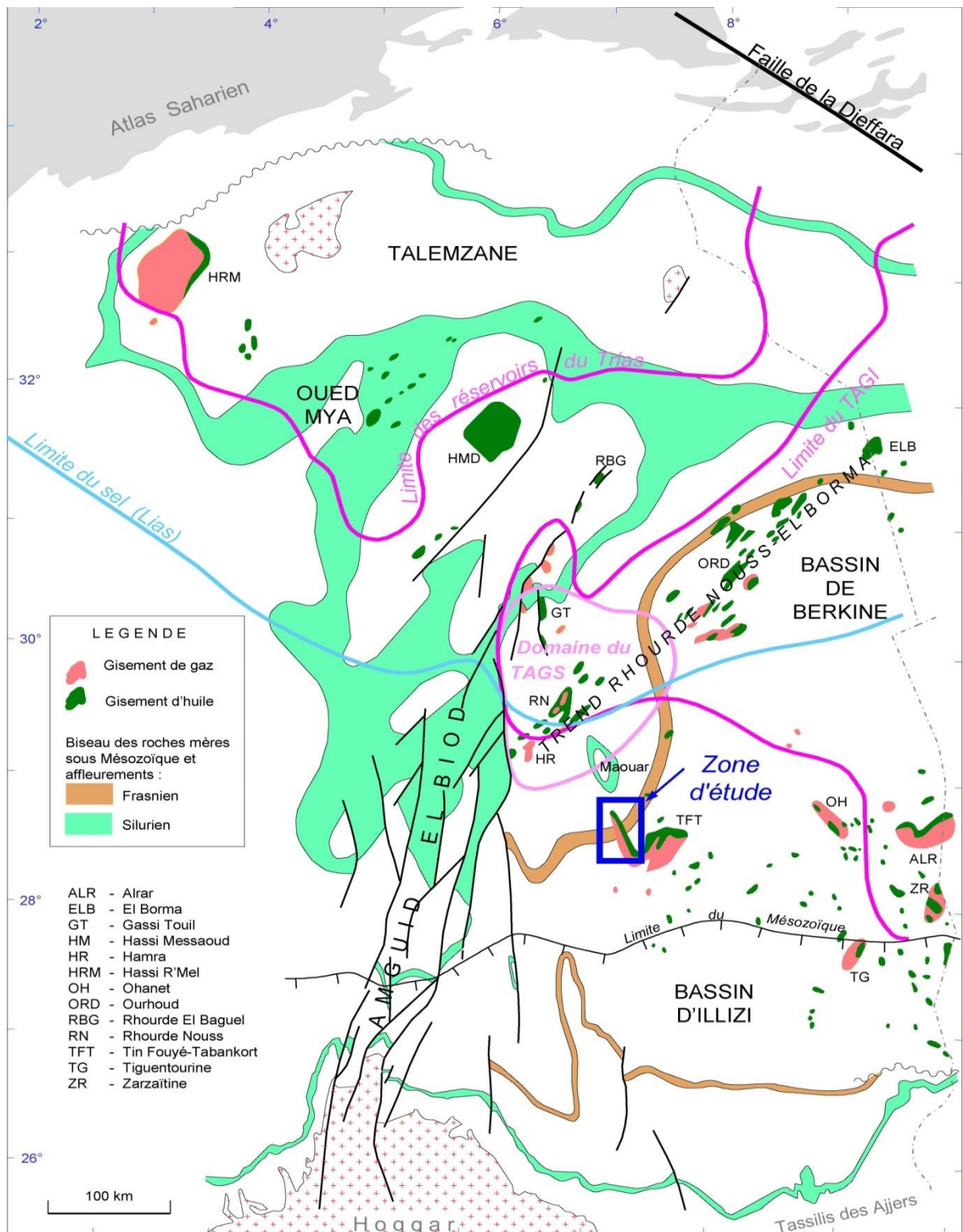


Figure 5: Localisation du gisement d'Amassak

I.2.3 Stratigraphie de champ d'Amassak:

I.2.3.1 Description litho-stratigraphique:

La coupe stratigraphique Type du champ d'Amassak se compose d'une série sédimentaire allant du Cambro -Ordovicien gréseux au Turonien calcaire.

L'étude des coupes des puits forés dans la région montre une certaine régularité dans la disposition des couches sur toute l'étendue du champ.

On remarque néanmoins dans certaines zones que le Paléozoïque est profondément entamé par la discordance hercynienne, il ne reste que quelques mètres du carbonifère et de même le réservoir F6 est complètement ou partiellement érodé par endroit à son sommet.

I.2.3.1.1 Le Mésozoïque:

Il est caractérisé par la disparition des terrains triasiques et une limite incertaine entre le crétacé et le jurassique.

1) Le Senonien:

Il est affleurant et à une puissance de 25m ; il est composé de dolomie dans sa partie sommitale et d'argilite à sa base.

2) Le Turonien:

Il est subdivisé en deux ensembles lithologiques : le premier est représenté par un calcaire blanc à beige, microcristallin, dur légèrement dolomitique, le second ; par de marne grise tendre à pâteuse.

3) Le Cenomanien:

Il est représenté par une argile verte au sommet et brunâtre à rouge brique vers le bas, tendre à pâteuse, localement carbonaté, au sein de cet ensemble argileux, on note une intercalation de passées de gypse blanc, translucide, fibreux et de calcaire blanc, microcristallin légèrement dolomitique.

4) L'albien:

Ce terme est représenté par une alternance de niveaux métriques de grés gris blanc, fins à très fins, friables, à ciment argilo-carbonaté, de sable blanc à rosâtre, fins à moyens, arrondi et subarrondi et d'argile brune à verte, tendre à pâteuse, localement indurée.

5) L'aptien:

Il est représenté par un niveau d'argile gris vert, tendre à pâteuse silteuse ou s'intercalent des passées de sable blanc fin à moyen, arrondi.

6) Le Barremien:

Cet étage est représenté dans sa partie sommitale par un empilement rythmique de niveaux de

sable translucide, opaque moyen à grossier, subarrondi, séparées par des passées d'argile rouge brique, tendre, légèrement carbonatés, et de calcaire jaune tendre, dans sa partie basse, il est représenté par du sable translucide moyen à grossier, arrondi à subarrondi, renfermant des passées micro conglomératiques.

7) Le Neocomien et Le Malm:

Cet intervalle est représenté par une intercalation de niveau de sable translucide, parfois rosâtre, moyen à grossiers, sub-arrondi, d'argile brune légèrement siliceuse, présentant des traces de lignite à la base

8) Le Dogger:

C'est un empilement de niveaux métriques de sable, translucide, parfois rosâtre, fin à moyen, de silt versicolore, pâteux, de grés blanc, moyen à grossier, sub-arrondi, siliceux, pyriteux et d'argile brune à verts pâteuse.

On note par ailleurs la présence de fines passées de lignite le long de l'intervalle.

9) Le Lias:

Il est caractérisé par une alternance de niveaux de sable blanc translucide, moyen, subarrondi, de grés blancs, moyen à grossier siliceux dur, pyriteux, devenant micro-conglomératiques par endroit.

10) Le Trias:

Grés fin à moyen argilo-dolomitique avec argile verte plastique.

On note par ailleurs la présence de petites passées de dolomie blanche compacte massive. Mésozoïque.

I.2.3.1.2 Paléozoïque:

1) Carbonifère:

1.1) Viseen et Tournaisien:

Ces deux formations sont représentées par une intercalation de niveaux métriques d'argile gris foncé à noir, silteuse, finement micacé renfermant quelques passages de grés gris à beige brun, moyen à grossiers, silico-argileux, moyennement dur.

2) Dévonien:

La série dévonienne est marquée par la disparition des termes du dévonien moyen.

2.1) Le Dévonien supérieur:

2.1.1) Le Strunien:

C'est un ensemble d'argile gris noir, silteuse, micacée, ou s'intercalent quelques niveaux métriques de grés brun, moyen à grossier, silico-argileux, pyrit.

2.1.2) Série Argileuse:

Cet intervalle est représenté par une argile gris foncée à noir silteuse, finement micacée et de silt blanc, tendre.

2.2) Dévonien inférieur (F6):**2.2.1) L'Unité C3-I:**

Elle est caractérisée par une alternance d'argile et de grés.

2.2.2) L'Unité C2-II:

Cette unité est représentée par une intercalation de niveaux métriques de grés blancs, fin à très fins, friables, mal cimentés, intercalés par des fines passées d'argile gris foncée, silteuse, finement micacée et de silt blanc, tendre.

2.2.3) L'Unité C1-III (E: 15m):

C'est une superposition de niveaux de grés blancs, moyens à grossiers bien classée, siliceux, riche en dragées de quartz, séparés par des passées d'argile gris foncée, silteuse, indurée finement micacée.

3) Le Gothlandien:**3.1) Le Gothlandien argilo-gréseux: (F6)****3.1.1) L'unité B2 IV-V:**

C'est une succession rythmique de niveaux de grés Clairs, moyens à grossiers, silico-argileux et d'argile gris foncée, silteuse indurée finement micacée.

3.1.2) L'unité B2 VI:

Elle est caractérisée par une superposition de niveaux de grés blanc moyens à grossiers, subarrondi à arrondi, moyennement consolidée, séparées par des passées d'argile gris foncée, silteuse finement micacée.

3.1.3) L'unité B1-VII :

Elle est représenté par une succession rythmique de niveaux de grés gris clair à blanc, fins à très fins, silteux et d'argile gris clair, légèrement silteuse, tender, devenant rouge brique vers la base.

On note par ailleurs la présence de passées de silt blanc à gris vert, tendre.

3.1.4) L'unité A-VIII :

C'est une superposition de niveaux métriques de grés blanc, fins à moyens, silico-argileux, friable, localement pyriteux, riche en dragées de quartz.

Ces niveaux sont séparés par des passées de Silt blanc à gris vert ,tendre.

3.1.5) L'unité M 2-IX :

Elle est représentée par une argile gris clair, indurée ; finement micacée présentant des traces de pyrites, avec des passées de grés blanc, fins à très fins, silico-argileux, friables.

3.1.6) L'unité M 1-X :

C'est une superposition de niveaux de grés gris blanc, fins à très fins, silico-argileux, friable, pyriteux, séparées par des passées d'argile gris clair à noir, tendre, localement micacées.

3.2) Le Gothlandien argileux :

Cet ensemble est représenté par une argile gris foncé devenant parfois noire, silteuse, micacée. On note par ailleurs la présence vers le sommet de quelques passées de grés gris blanc, fins à très fins, silico-argileux.

4) L'Ordovicien :

L'ensemble des carottes récupérés au cours des sondages sur le réservoir ORDOVICIEN a été étudié du point de vue de faciès.

4.1) L'unité IV-3 :

Caractérisée par la prédominance des grés généralement moyens grossiers et propres et s'observe localement par un passage entre des grés propres et des grés argileux et même des faciès argilo-gréseux.

4.2) L'unité IV-2 :

Caractérisée par des faciès totalement argileux et des grés fins à très fins argileux.

4.3) L'unité III-3 :

Caractérisée par l'homogénéité des faciès essentiellement argilo gréseux.

4.5) L'unité III-2 :

Elle est représentée par une intercalation de niveaux d'argile grise, fortement silteuse, indurée, micacée et de grés gris blanc à gris beige, silico-argileux, moyen à grossiers, sub-arrondi.

5) Cambrien :

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

5.1) 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.

5.2) 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.

ERE	SYST	ETAGES	NOMENCLATURE A L'AFFLEUREMENT	EPmoy (m)	DESCRIPTION		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	ARGILO-GYPSEUX	120	Alternance de dolomie calcaire, gypse et argile.		
		TURONIEN	CALCAIRE	81	Calcaire, marne et argile.		
			MARNEUX				
		CENOMANIEN	DALLE CALCAIRE	176	Argile avec passées de calcaire et de gypse.		
			IN-AKAMIL				
		ALBIEN	TAOURATINE SUPÉRIEUR	71	Grès, argile.		
		APTIEN	TAOURATINE MOYEN	28	Argile carbonatée, passées de dolomie		
	BARREMIEN	TAOURATINE INFÉRIEUR	296	Grès et sable avec passées d'argile et de calcaire.			
	NEOCOMIEN + MALM		188	Intercalations de sable et d'argile. Traces de lignite.			
	JURASSIQUE	DOGGER	ZARZAITINE SUPÉRIEUR ET MOYEN	195	Sable, silt, grès, argile. Présence de lignite et pyrite		
		LIAS		99	Alternance de sable et de grès. Présence de dolomie et pyrite		
		TRIAS	discordance hercynienne	ZARZAITINE INFÉRIEUR	30	Argile, grès.	
	PALEOZOIQUE	CARBO-NIFERE	WISEEN & TOURNAISIEN	SÉRIE DES GRÈS D'ISSENDJEL	47	Argile, grès.	
DEVONIEN		SUP	STRUNIEN RESERVOIR "F2"	SÉRIE DE LA GARA MAS-MELLOUKI	65	Argile, grès.	
			SERIE ARGILEUSE discordance frasienne	154	Argile avec présence de silt, passées de calcaire		
		INF	UNITE C3 - I	RESERVOIR "F6"	BARRE SUPÉRIEURE	10	Grès, argile. Pyrite
			UNITE C2 - II		TROTTOIRS	25	Argile, silt, grès.
			UNITE C1 - III		BARRE MOYENNE	15	Grès, argile.
GOTHLANDIEN		GOTHLANDIEN ARGILO-GRÉSEUX	UNITE B2 - IV-V	RESERVOIR "F6"	TALUS A TIGILLITES	60	Grès, argile.
			UNITE B2 - VI		17	Grès.	
			UNITE B1 - VII		74	Grès, argile.	
			UNITE A - VIII		BARRE INFÉRIEURE	100	Grès, silt, argile.
			UNITE M2 - IX		FORMATION D'ATAFAITAFA	54	Argile, grès.
			UNITE M1 - X		56	Grès, argile.	
			GOTHLANDIEN ARGILEUX		195	Argile avec passées de grès au sommet.	
CAMBRO-ORDOVICIEN	UNITÉ IV - 3	"COMPLEXE TERMINAL" OU "FORMATION DE TAMADJERT"	15	Grès.			
	UNITÉ IV - 2		24	Argilo-gréseux.			
	UNITÉ III - 3	FORMATION D'IR TAHOUTE	17	Grès, argile. Tigillites.			
	UNITÉ III - 2	"QUARTZITE D'HAMRA" OU "BANQUETTE"	25	Grès quartzitique. Tigillites.			
SOCLE					Roches éruptives (gabbro).		

Figure 6: Colonne stratigraphique du champ de TFT

(DOCUMENT SONATRACH)

Ere	Age	Profondeur m	Etages	Lithologie	Description	Principales discordances	
MESOZOIQUE	CRETACE	850	Turonien		Calcaire Marne	Discordance Autrichienne	
			Cénomanién		Argile avec passées de calcaire et de gypse.		
			Albien		Grès, sable, argile.		
			Aptien		Argile, sable.		
			Barrémien		Sable avec passées d'argile et de calcaire.		
	JURASSIQUE	1373	Neocomien + Malm		Intercalation de sable et d'argile. Traces de lignite.		Discordance Hercynienne
			Dogger		Sable, silt, grès, argile. Présence de lignite.		
			Lias		Alternance de sable et de grès. Présence de dolomia		
			Trias		Argile, grès.		
			Série argileuse		Argile avec présence de silt		
PALEOZOIQUE	DEVONIEN	1423	Unité C3-I	R é s e r v o i r F 6	Grès, argile.	Discordance Caledonienne	
			Unité C2-II		Grès, argile, silt.		
			Unité C1-III		Grès, argile.		
			Unité B2-IV-V		Grès, argile.		
			Unité B2-IV		Grès, argile.		
	SILURIEN	2028	Unité B1-VII		Grès, argile.		
			Unité A-VIII		Grès, silt.		
			Unité M2-IX		Argile, grès.		
			Unité M1-X		Grès, argile.		
			Silurien argileux		Argile avec passées de grès au sommet.		
ORDOVICIEN	2138	Unité IV-3	grès hétérométrique				
		Unité IV-2	Argilo-gréseux				
		Unité III-3	Argilo-gréseux				
PRECAMBRIEN					Roches éruptives et métamorphiques	Discordance de base	

Figure 7: Colonne stratigraphique du champ d'Amassak
(DOCUMENT SONATRACH)

I.2.4 Commentaire de coupe:

L'aspect géologique et lithologique du champ d'Amassak est semblable à celui du champ de TFT ; il est représenté par les dépôts du Mésozoïque et Paléozoïque. La puissance sédimentaire du Mésozoïque est plus importante au Nord d'Amassak où elle est l'ordre de 1540m. A AMA-33 elle atteint 1360 m dans la partie centrale et qui s'amincit au Sud avec une épaisseur de 1200m à AMA-39. L'amincissement et l'extinction des dépôts du Trias du Nord vers le Sud, explique que la partie Nord du champ Amassak est l'extension de la province triasique.

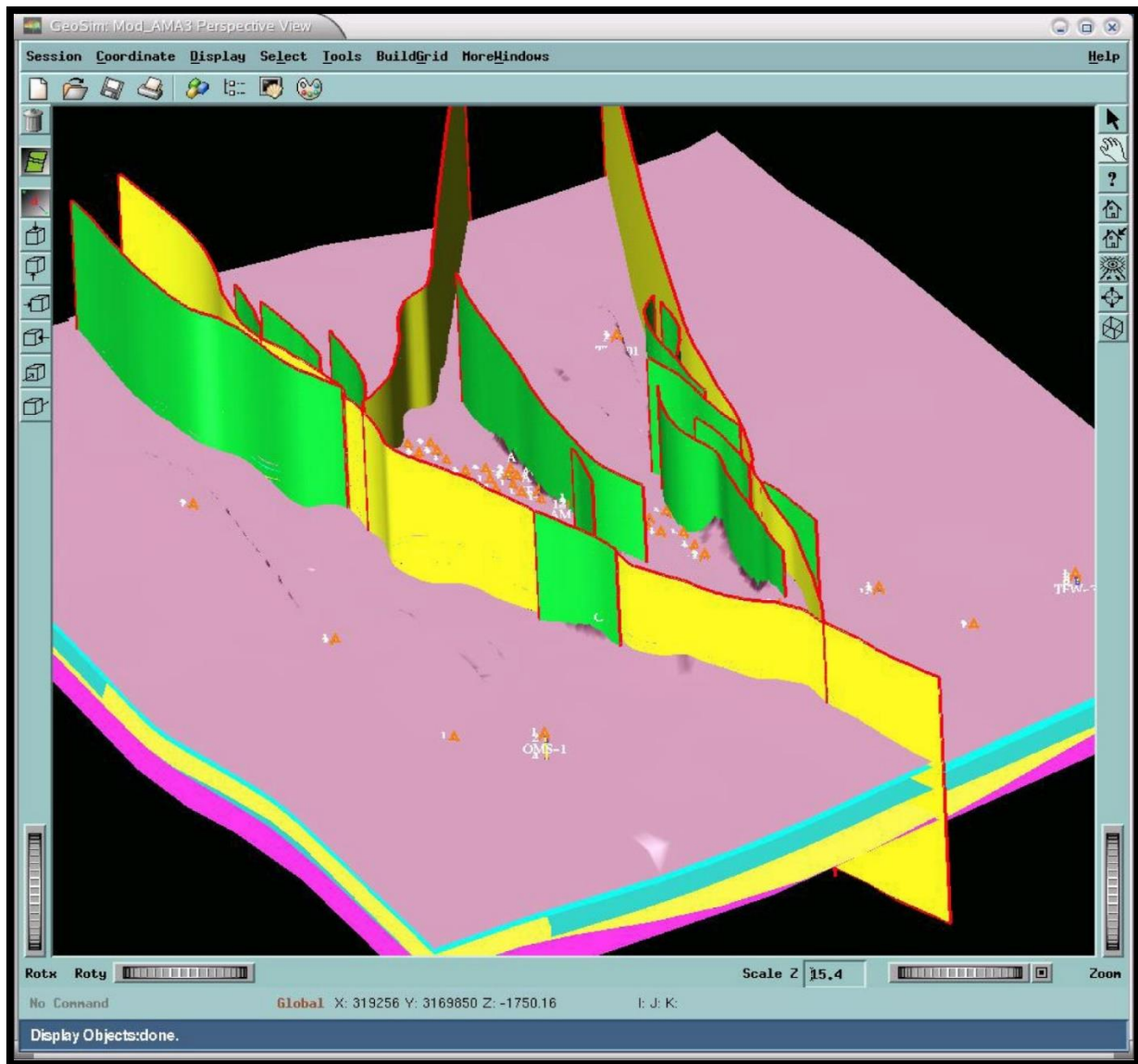
Le Paléozoïque est caractérisé par l'intensité des discordances hercynienne et frasnienne ayant affectées les dépôts du Carbonifère, du Dévonien ainsi que ceux du Silurien. Celle-ci est plus intense au Nord à AMA-33. Les dépôts du Trias reposent directement sur l'Unité IV-3, par contre les dépôts du Mésozoïque à AMA-39 reposent directement sur la série argileuse. La puissance sédimentaire du Paléozoïque est plus important au Sud du champ d'Amassak et réduite en allant vers le Nord.

I.2.5 Cadre structurale:

Le gisement de TFT se présente comme un système de compartiments longitudinaux, délimité par des failles transversales par rapport à la direction Est – Ouest du monoclin. Le toit du réservoir forme un monoclin de direction Est –Ouest et de pendage Nord, la régularité du monoclin est aussi affectée par une série de failles direction Nord –Ouest à Nord Nord–Ouest et Nord–Est à Nord Nord–Est. Ces failles dont le rejet atteint 50 à 60m ont été mises en évidence dans la Partie Ouest de la structure. Dans la partie Est le rejet est de 20 à 30m.

Quand au mur, il est constitué par les séries argilo- gréseuses de l'unité IV-2 (ensemble inférieur).

Le réservoir principal dans la région est l'ordovicien qui est divisé en plusieurs unités, les plus importantes sont IV-3 et IV-2 appelés complexe terminal. Ce complexe est constitué par des dépôts mis en place sous un régime glaciaire ce qui explique les importantes variations de faciès, d'épaisseur, de lithologie et de caractéristiques pétrophysiques. L'analyse de la carte en isobathe au toit de l'ordovicien et au mur de la couche productrice prouve que le gisement a une structure divisée en blocs.



**Figure 8: Modèle structural – construction des failles
(DOCUMENT SONATRACH)**

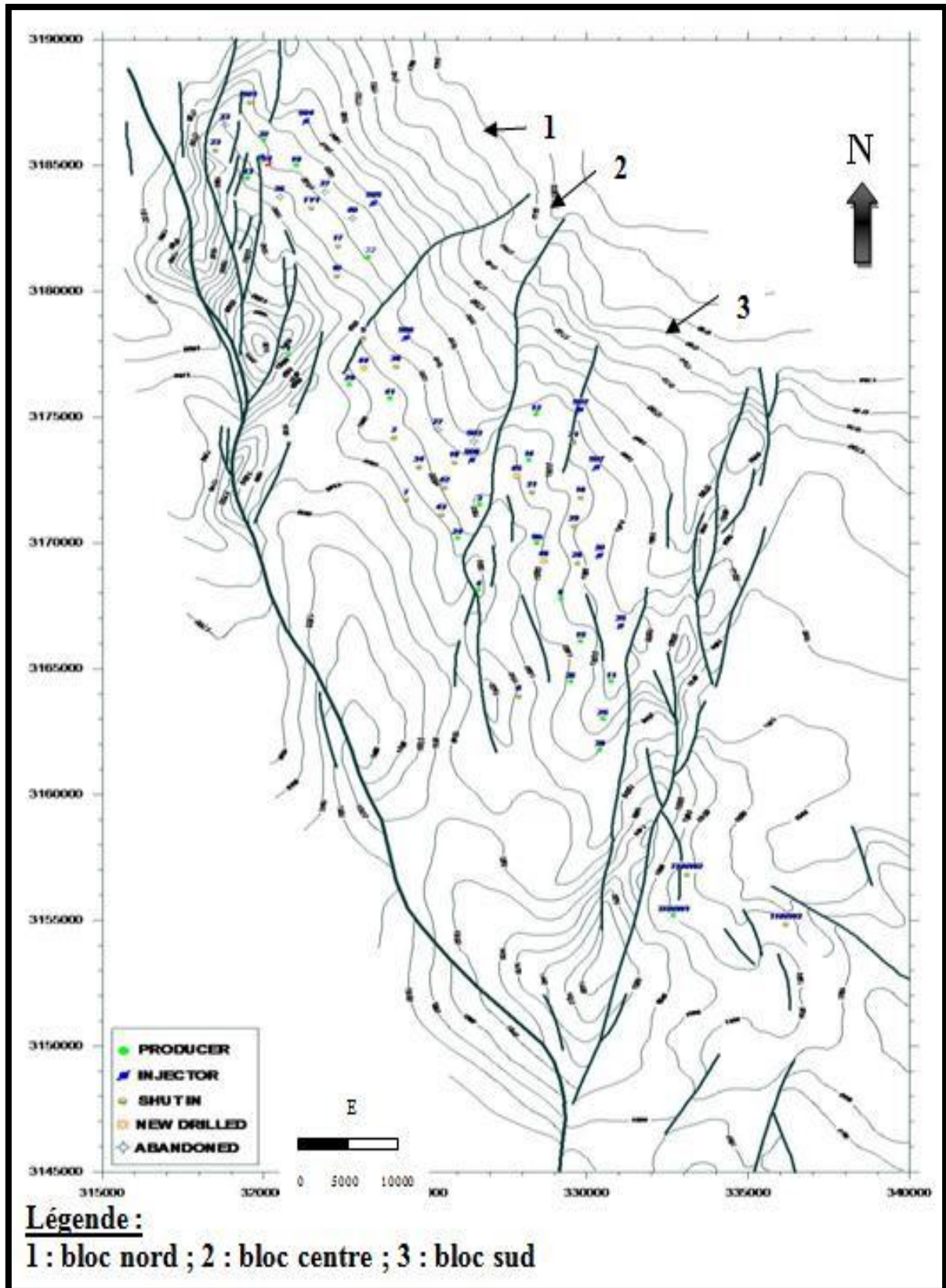
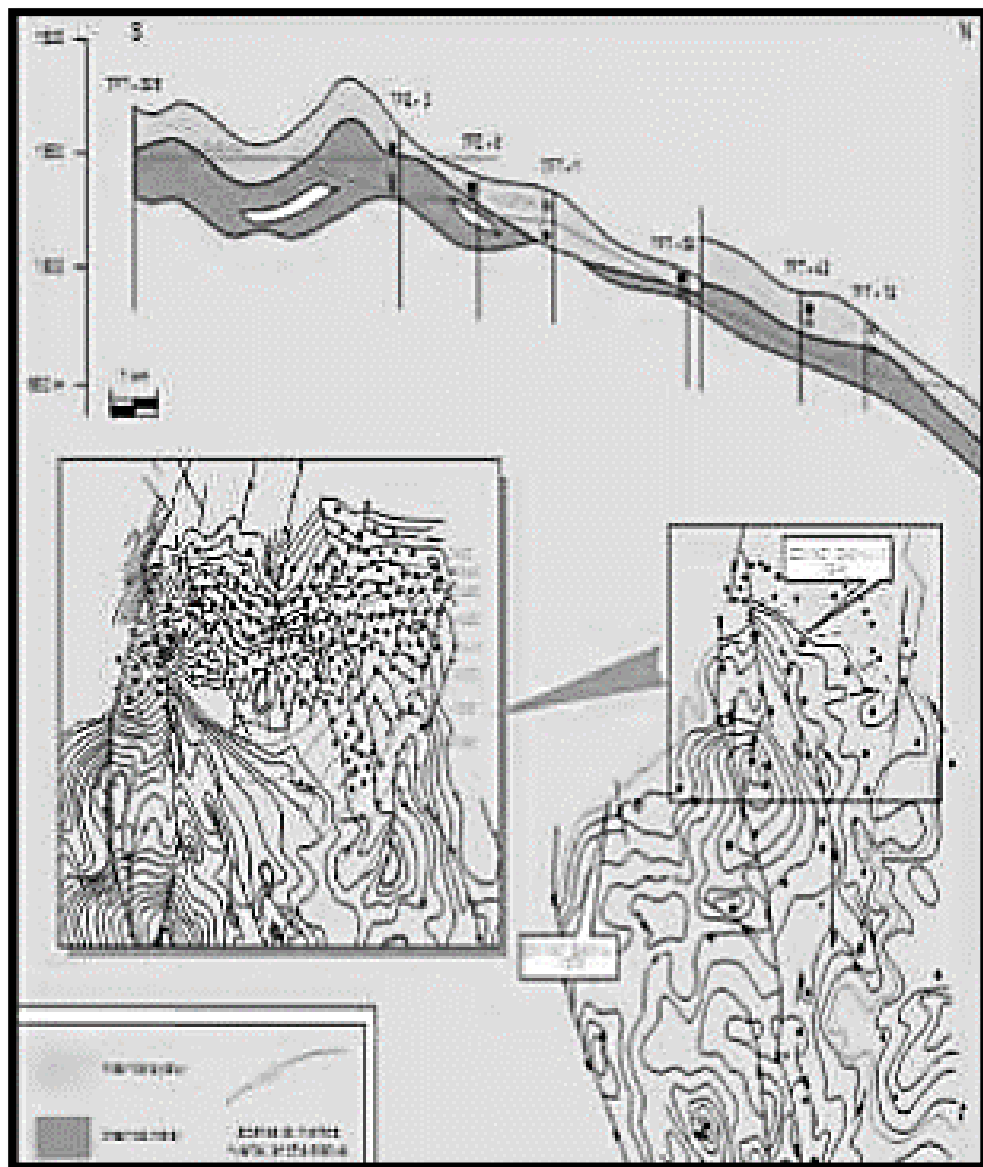


Figure 9: Carte structurale de gisement d'Amassak (Beicip, 1975)



**Figure 10: Aspect structural de la région TFT
(DOCUMENT SONATRACH 2005)**

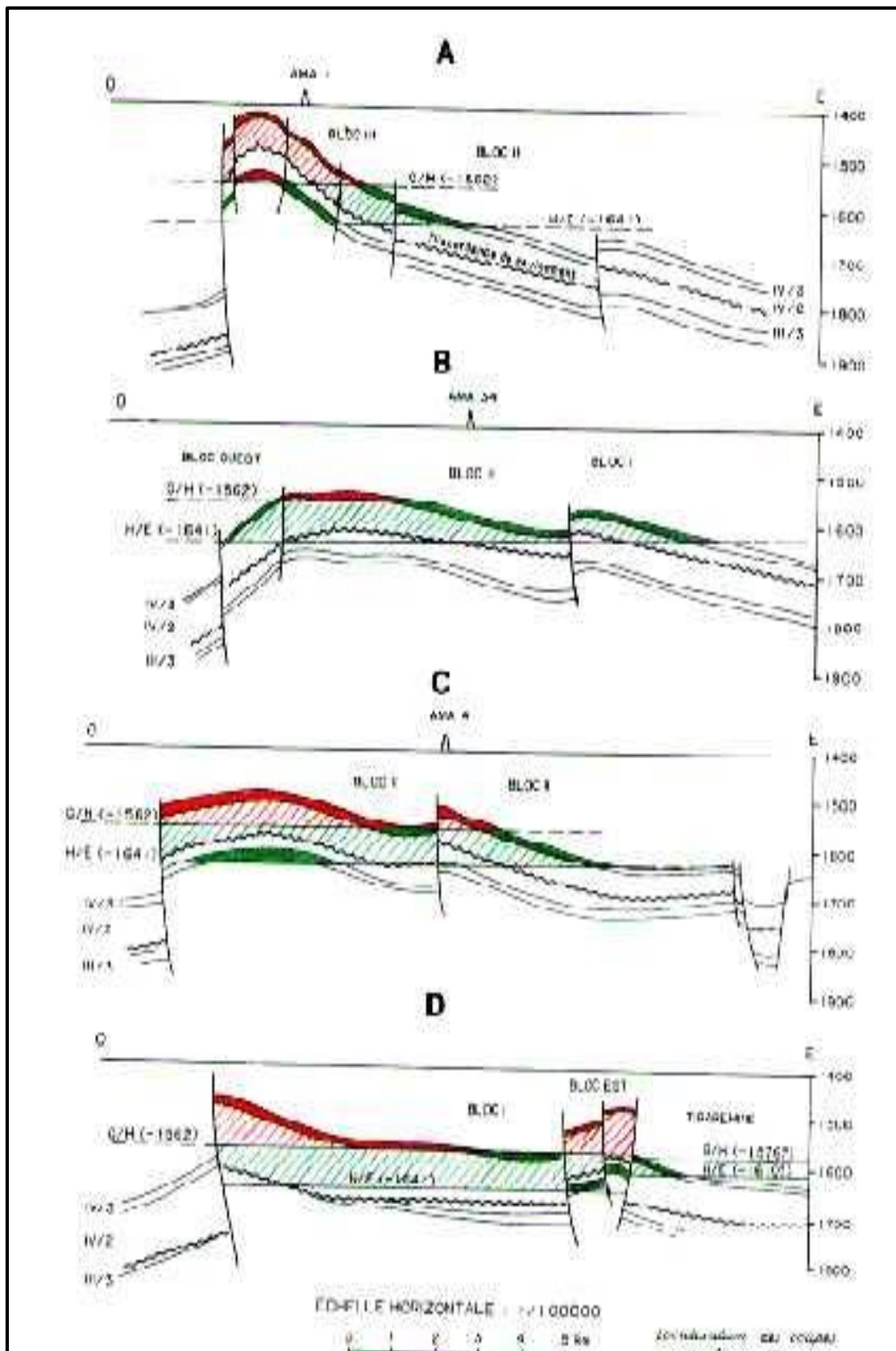


Figure 11: Coupe structurale du gisement d'Amassak
(DOCUMENT SONATRACH)

I.2.6 Evolution Tectonique:

I.2.7 Evolution géodynamique:

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

1) 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 infratassilienne (Beuf et al, 1971), avec un léger plongement vers le Nord.

2) 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 tectonique : 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 provoquant 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 fluvial (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.

3) 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.

4) 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 donnés 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 appelé 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.

Tectonique régionale Le bassin d'Illizi se range dans les bassins intracratoniques de typesynclise. Les différents événements tectoniques ayant affecté ce bassin ont engendré divers éléments structuraux don't on distingue particulièrement.

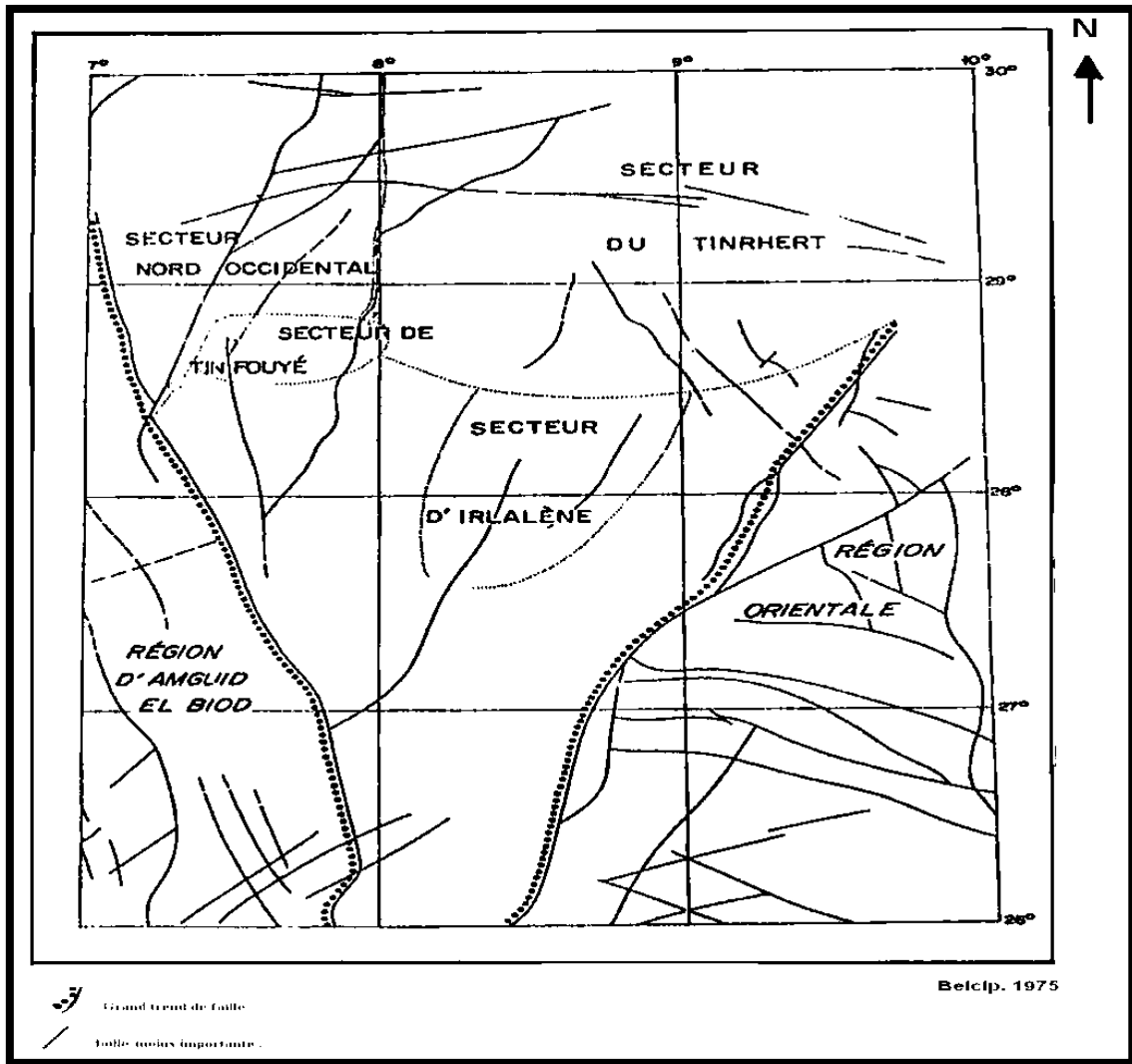


Figure 12: Carte tectonique du bassin d'Illizi [BEICIP, 1975]

I.2.8 Système pétrolier:**1) Les roches mères:**

Les principales sont les argiles du Gothlandien, dont l'épaisseur varie de 250 à 300 mètres. Les argiles de l'Ordovicien, du Dévonien et du carbonifère ont également des caractéristiques des roches mères, mais elles sont de moindres importances.

2) Les roches réservoirs:

Le réservoir d'Amassak se caractérise par l'importante variation d'épaisseur, de facies et de caractéristiques petro physiques.

Les accumulations d'huiles et de gaz appartiennent à l'unité IV-3 et IV-2 de l'Ordovicien.

3) Les roches couvertures:

Les réservoirs IV-3 et IV-2 sont surmonté par les argiles Siluriennes (Gothlandiennes).

I.3 Conclusion:

La région d'Amassak est limité par le gisement Tin foyé Tabankort à l'Est dont l'ensemble occupe la Nord-Ouest du bassin d'Illizi .L'épaisseur de la série sédimentaire occupée s'étale du socle anté-Cambrien au Quaternaire avec les sables dunaires recents Le gisement d'Amassak proprement dit se présente comme un monoclinal penté vers les Nord-Est et recoupé par de nombreux accidents subméridiens.



Chapitre 2

Synthèse et résultats des analyses diagraphiques

II.1. Introduction :

Après la découverte d'un réservoir pétrolière à potentiel important par les différentes méthodes d'exploration géologiques et géophysiques et après le forage ,il faut faire des approches directes basé sur l'études diagraphiques par l'enregistrement des paramètres petrophysique en fonction de la profondeur des formation réservoir par toute une diversité d'outils de diagraphies conventionnelles utilisés couramment tels que les rayons gamma, neutron, sonique, caliper, etc .et s'il est possible des carottages qui nous renseignent directement sur la nature et les propriétés des formations traversée , toutes ces méthodes sont réalisé pour conditionnée le rendement potentiel d'un réservoir,

On utilise l'outil informatique la banque des données sur le gisement d'Amassak a été mise à notre disposition nous permettant d'accéder : aux anciens travaux d'exploitation de ce bloc , aux résultats petrophysiques et aux diagraphies actualisées.

Dans le présente chapitre on base notre étude sur les mesures diagraphique actualisé dans quartes puits qui délimitent le champ pour caractérise l'unité étudié IV-3 de l'ordovicien.

II.2. Initiation a l'ingénierie du réservoir pétrolier:

Un réservoir pétrolier est une formation rocheuse perméable dont l'espace poreux est partiellement saturé par des hydrocarbures (huile, gaz). Au terme d'une migration depuis la zone de formation des hydrocarbures, appelée roche mère, ceux-ci viennent se piéger dans le réservoir en raison de l'imperméabilité des couches supérieures limitant ce dernier ou du piège formé par la disposition des couches stratigraphiques. Le fluide saturant les pores interconnectés possède une liberté de mouvement par rapport au solide environnant.

La physique associée aux milieux poreux est décrite par Mavko et al. 2003, qui parlent des relations théoriques et empiriques entre la physique des roches, et les données sismiques. Pendant toute la durée de l'étude d'un champ pétrolier, les caractéristiques du réservoir sont continuellement estimées et synthétisées dans un modèle qui nous permet de reproduire le comportement du réservoir réel et d'anticiper son comportement futur. Ainsi, les spécialistes sont capables de déterminer à quel moment de la vie du champ il faut, par exemple, installer un puits d'injection pour réactiver la déplétion du réservoir, ou encore combien de temps le champ pourra encore être exploité.

II.3. Le développement du réservoir :

La délimitation d'un réservoir pétrolier est la première phase de développement de celui-ci, puisqu'il s'agit de l'identification du réservoir. Les données sont rassemblées pour définir un premier modèle de réservoir. Ainsi, les prélèvements sur les carottes vont permettre d'établir les caractéristiques pétrophysiques locales; les diagraphies nous permettent d'obtenir des profils de faciès géologiques, les premières relations entre les propriétés pétrophysiques et les propriétés de physique des roches; les données sismiques donneront lieu aux interprétations structurales du réservoir dans un premier temps, puis à des interprétations en terme de contenu de fluides par la suite.

La création du premier modèle réservoir permet de faire les premières études de sensibilité de la sismique aux paramètres pétrophysiques et donne une estimation des réserves d'hydrocarbures. Si le gisement est économique, il sera mis en production. Cela consiste tout d'abord à installer un certain nombre de puits (dits puits de production) à des endroits stratégiques (dôme du réservoir par exemple). La pression interne du réservoir engendre une déplétion naturelle du réservoir, de courte durée. D'autres puits (puits d'injection) peuvent ensuite être installés pour assister la récupération des hydrocarbures. L'injection de fluides, deuxième étape du développement, permet de maintenir la pression interne du réservoir. Ceci active la phase d'étude dynamique du réservoir. Les propriétés liées à l'écoulement des fluides, la géologie et la connectivité entre les puits vont permettre d'améliorer le modèle de réservoir.

II.4. La caractérisation du réservoir :

La caractérisation réservoir est la discipline centrée sur la compréhension des mécanismes physiques du réservoir. Elle s'applique dès les premières étapes du développement du champ, et se poursuit jusqu'à l'arrêt de la production.

La caractérisation réservoir est basée sur le modèle développé lors de la délimitation du gisement, comme mentionné plus haut, et correspond à la synthèse de toutes les données disponibles.

Le modèle de réservoir se divise en deux parties:

II.4.1. Le modèle statique:

qui décrit les propriétés du réservoir à l'équilibre (à un instant donné). Le modèle statique synthétise les informations provenant des différents types de données (puits, sismiques, carottes).

L'ingénieur réservoir qui s'occupe de cette synthèse doit donc mettre en cohérence toutes ces données qui ne se trouvent pas sur le même support d'information.

II.4.2 Le modèle dynamique:

qui vise à reproduire le déplacement des fluides à travers le réservoir et la courbe de production (calage d'historique de production).

Pour le reste de la thèse, nous nous focaliserons sur le modèle statique, et toutes références ultérieures aux modèles de réservoirs concerneront la partie statique.

La construction du modèle d'un réservoir se fait généralement en trois étapes:

II.4.3 La construction du modèle structural:

La trame géométrique du réservoir est obtenue par l'interprétation des données sismiques, en terme d'histoire dépositionnelle et tectonique, croisée avec l'interprétation des puits, sur le positionnement des unités stratigraphiques. Le modèle structural nous donne l'enveloppe, l'extension du réservoir, les objets géologiques présents, ainsi que les extensions des failles et les contacts entre les fluides (eau, huile, gaz).

Pour l'obtenir, on procède au pointé des horizons et des failles sur un volume sismique. On obtient alors des nuages de points définissant une surface tridimensionnelle dans l'espace. Ces données surfaciques nous donnent une première visualisation du réservoir.

II.5. La construction de la grille réservoir:

Le modèle de réservoir peut être discrétisé en une grille composée de blocs élémentaires. La grille réservoir est un maillage tridimensionnel complexe généralement en profondeur et dont chaque cellule est renseignée par les propriétés qui nous intéressent, à savoir les propriétés pétrophysiques et pétroélastiques. Les couches de la grille réservoir suivent les couches géologiques. Le maillage généralement utilisé pour décrire les grilles réservoirs est un maillage structuré irrégulier car il permet de reproduire assez les objets géologiques Il s'agit d'un maillage composé de cellules hexaédriques dont les huit sommets sont ancrés sur les piliers (piliers et horizons forment le squelette de la grille réservoir (avant maillage).

Typiquement, on trouvera une grille de plusieurs centaines de milliers (voire plusieurs millions) de cellules, dont la dimension latérale est de 50 à 100 mètres, et l'épaisseur de 1 à 15 mètres.

II.6. Le remplissage du modèle réservoir:

Il existe deux approches principales pour remplir le réservoir de propriétés pétrophysiques :

La première consiste à un modèle de faciès dans la grille réservoir .Ce modèle exprime l'historique dépositionnel en terme de lithologie. Par exemple, un chenal se matérialisera sous

la forme de faciès sableux plus ou moins cimentés, saturés en eau ou en huile. À partir des relations établies entre faciès et pétrophysique au niveau des puits, les propriétés réservoirs (perméabilité, porosité, saturation, etc...) sont attribuées à chaque faciès en fonction de sa position dans le réservoir (relations basées sur la profondeur, l'unité géologique,...).

La deuxième approche consiste à intégrer dans le réservoir l'information issue d'une inversion sismique en étudiant les relations entre les propriétés d'intérêt et les attributs de l'inversion.

Quelle que soit l'approche utilisée, le modèle réservoir doit être continuellement remis en cause, pour chaque nouvelle donnée acquise à intégrer au modèle. Cette mise à jour est difficile à mettre en place, conséquence de la complexité des phénomènes physiques qui s'appliquent aux réservoirs.

II.7. Initiation à la diagraphie:

II.7.1 Notion de diagraphie:

La diagraphie c'est l'enregistrement en continu d'un paramètre en fonction de la profondeur. Les méthodes de diagraphie sont des techniques géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage. Elles permettent l'enregistrement en continu des variations des paramètres physiques et pétrophysiques en fonction de la profondeur.

L'objectif principal de la diagraphie consiste à identifier la nature de la formation (minéralogie et lithologie) et des fluides s'y trouvant.

L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de la sonde dans le puits (ouvert ou tubé).

II.7.2 Les types de diagraphies:

Les diagraphies instantanées, qui sont réalisées pendant le forage.

Les diagraphies différées, qui sont réalisées à la fin du forage.

Elles rendent aussi possible les corrélations de puits à puits, donc le suivi des horizons lithologiques entre les sondages, et fournissent une image en trois dimensions des structures géologiques. C'est pourquoi elles revêtent une importance qu'on ne peut plus ignorer de nos jours pour une synthèse géologique.

- Les diagraphies traduisent en effet un état de fait qu'on ne peut changer.

Elles établissent en quelque sorte un constat incontournable. Elles sont donc la signature du terrain.

- Il en résulte que la modification d'un paramètre géologique doit se répercuter sur un ou plusieurs paramètres physiques. De même, une variation de paramètre physique aura 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
Les données diagraphiques sont considérées comme des données géologiques et requièrent un même esprit d'analyse, il faut donc leur appliquer les mêmes principes et méthodes.

Ce qui revient à dire que toute interprétation des diagraphies est en soi une interprétation géologique.

L'interprétation diagraphique divisée en deux grandes parties :

- Interprétation qualitative.
- Interprétation quantitative.

II.7.3 Buts des diagraphies:

Les buts principaux des diagraphies différées sont les suivants :

- La reconnaissance des réservoirs : lithologie, porosité, saturation (eau-huile-gaz). On n'obtient pas de valeurs de perméabilité.
- La connaissance du puits : diamètre, inclinaison, cimentation des cuvelages, liaison couche-trou (perforation).

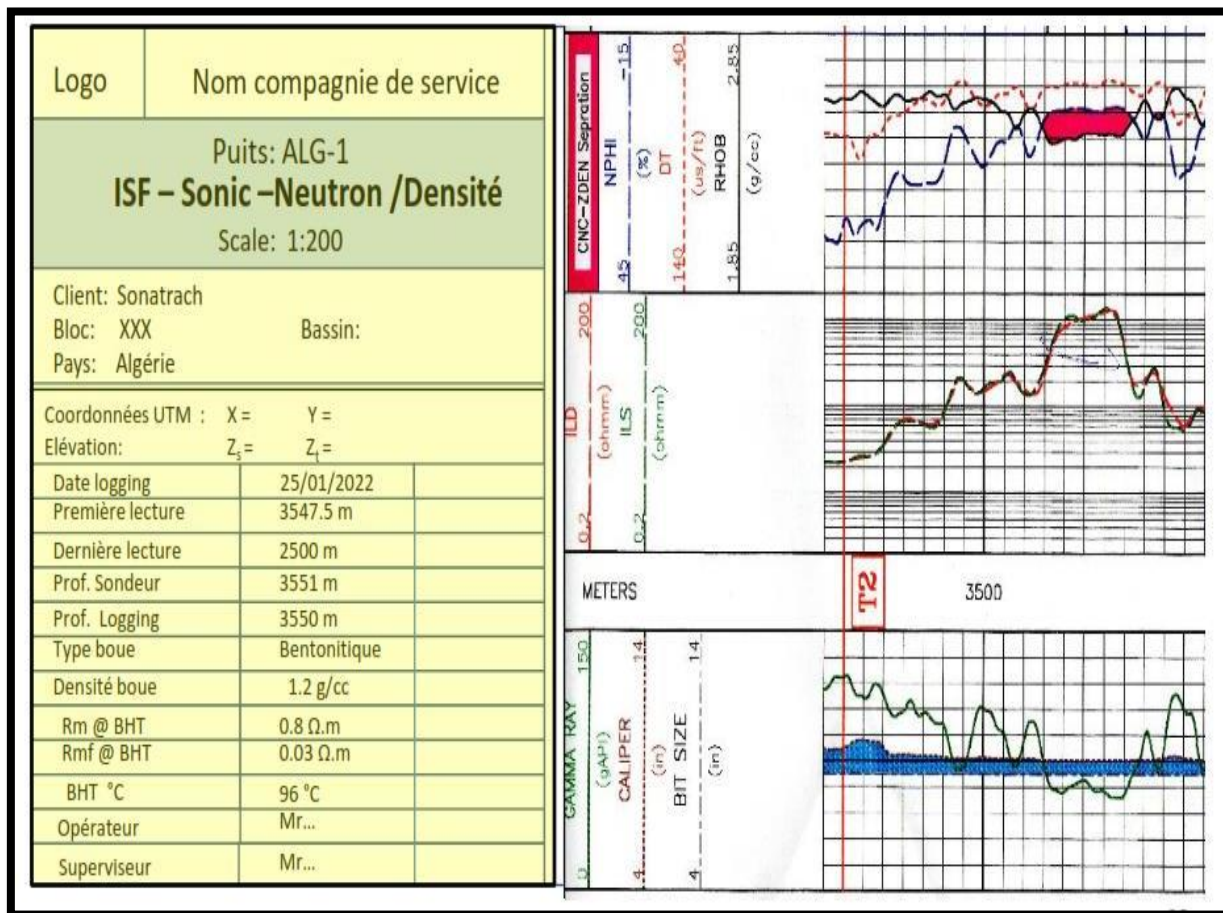


Figure 13: présentation d'une diagaphie

II.7.4 Classification Des Diagraphies:

Les diagraphies peuvent être subdivisées en quatre grands groupes :

- 1-Diagraphies nucléaires.
- 2-Diagraphies électriques.
- 3-Diagraphies acoustiques.
- 4-Diagraphies auxiliaires.

II.7.4.1 Diagraphies nucléaires:

Les diagraphies nucléaires font un usage intensif de la mesure de la radioactivité dans les forages. Les logs nucléaires ont en effet un grand avantage. Ils peuvent être enregistrés en trous ouverts ou tubés, vides ou remplis de n'importe quel type de fluide.

Les plus couramment utilisés sont:

- Le log gamma ray naturel.
- Le log gamma-gamma (densité).
- Le log neutron.

II.7.4.2. Digraphie électrique:

Les outils de résistivité sont destinés à donner des informations sur la saturation en eau, à partir de la connaissance de la résistivité de cette dernière et de la porosité de la formation.

De fortes valeurs de résistivité indiquent des quantités d'eau faibles, et donc des saturations en eau faibles, elles aussi.

Les résistivités, les plus utilisées, sont celles focalisées. Pour cela, deux groupes sont définis:

Les latéralogs en boue salée.

Les inductologs en boue douce ou non conductrice

II.7.4.3 Diagraphies acoustiques (log sonique):

Dans la pratique, le log sonic mesure le temps de transit ΔT entre deux récepteurs, des ondes longitudinales envoyées dans la formation.

Souvent le système utilisé comporte deux émetteurs et deux récepteurs couplés, ceci pour pouvoir corriger les décalages dans les temps de parcours.

La profondeur d'investigation du sonic n'est pas très élevée, c'est un outil qui mesure dans la zone lavée

II.7.4.4 Application des diagraphies acoustiques:

- Détermination des propriétés mécaniques de la formation.
- Analyse des fractures.
- Vérification de la cimentation.
- Estimation de la perméabilité

II.7.4.5 Diagrapie auxiliaire:

Mesure du diamètre du trou (caliper) :

La mesure du diamètre du trou est réalisée à l'aide de deux bras articulés symétriques reliés à un curseur d'un potentiomètre. Les variations du diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations de résistance.

Un simple étalonnage permet à l'inverse de passer des résistances aux diamètres. Le log du caliper enregistré, est une échelle qui varie entre 6 et 16 in.

La sonde étant motorisée, l'ouverture et la fermeture de l'outil peut être réalisées dans le trou.

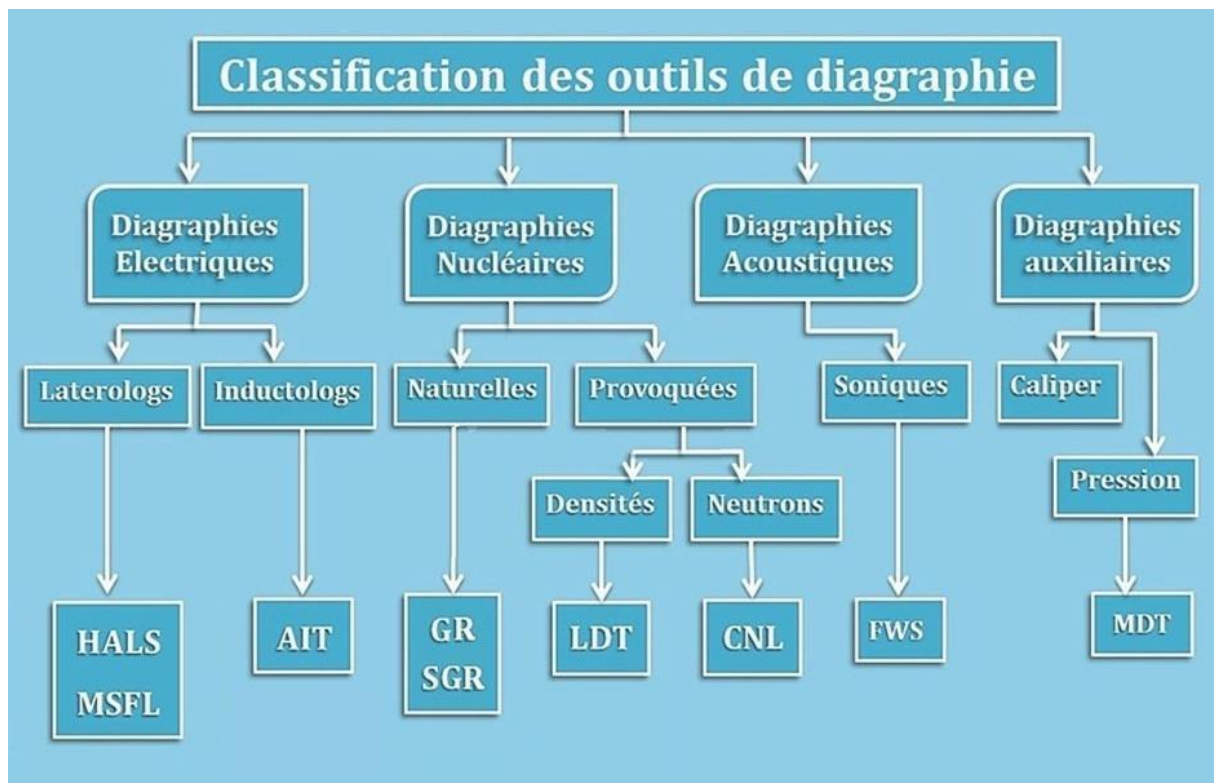


Figure 14: Classification des outils de diagrapie

II.7.5 Les moyens techniques d'enregistrement:

L'ensemble des équipements utilisés pour l'enregistrement des diagraphies comprend :

II.7.5.1 Un treuil: volumineux et puissant, sur le tambour duquel sont enroulés plusieurs milliers de mètres de câble. Le câble est un organe essentiel dont le rôle est à la fois mécanique

et électrique.

Fixé à une extrémité du tambour, il se termine à l'autre extrémité par un raccord rapide qui permet la connexion mécanique et électrique avec l'outil descendu dans le trou de forage. Le câble assure la transmission, vers l'outil, de l'énergie électrique assurant son fonctionnement, et permet le retour en surface des signaux émis par l'outil. C'est le défilement du câble qui permet la mesure des profondeurs. La mesure des profondeurs est une mesure imparfaite ; le câble en effet, est soumis à des efforts considérables, il peut s'allonger sous l'effet de son poids ou par vieillissement, certains outils collent à la paroi du trou, il peut aussi y avoir des dépôts de boue sur le câble ou sur la molette. Une première chose à faire avant toute interprétation est donc de recalibrer les diagraphies entre elles.

II.7.5.2 Les circuits de contrôle et de commande : des appareils de mesure, ainsi que les équipements de traitement de l'information. Ils sont réunis dans des "panels " que l'on met en place dans des supports adaptés en fonction des outils utilisés.

II.7.5.3 Les outils : ce sont les appareils que l'on descend dans le trou de forage, à l'extrémité du câble.

Cela peut aller de la simple électrode aux outils à plusieurs patins et aux outils de diagraphies de production en prospection pétrolière.

II.7.5.4 Un système d'enregistrement : l'avancement du film ou du papier était synchrone du déroulement du câble et l'enregistrement se faisait en fonction de la profondeur. Dorénavant un enregistreur digital est utilisé.

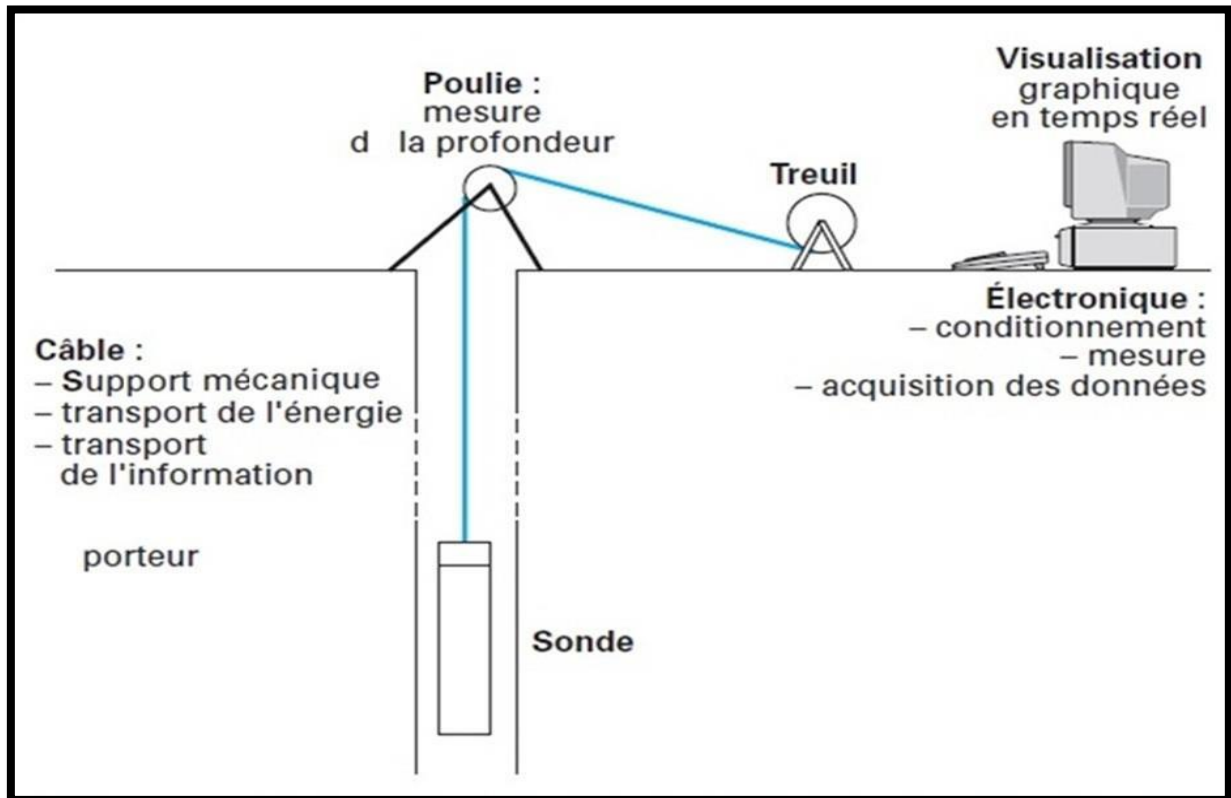


Figure 15: Schéma générale d'un matériel de diagraphie (R.LAGABERIELLE)

II.7.6 Principales caractéristiques enregistrées :

Les principales caractéristiques enregistrées sont les suivantes :

- potentiel spontané,
- résistivité,
- radioactivité naturelle (rayons gamma) et provoquée (neutrons),
- vitesse du son (log sonique),
- diamètre du sondage, sa déviation, le pendage des couches.

II.7.7 Etude petrophysique :

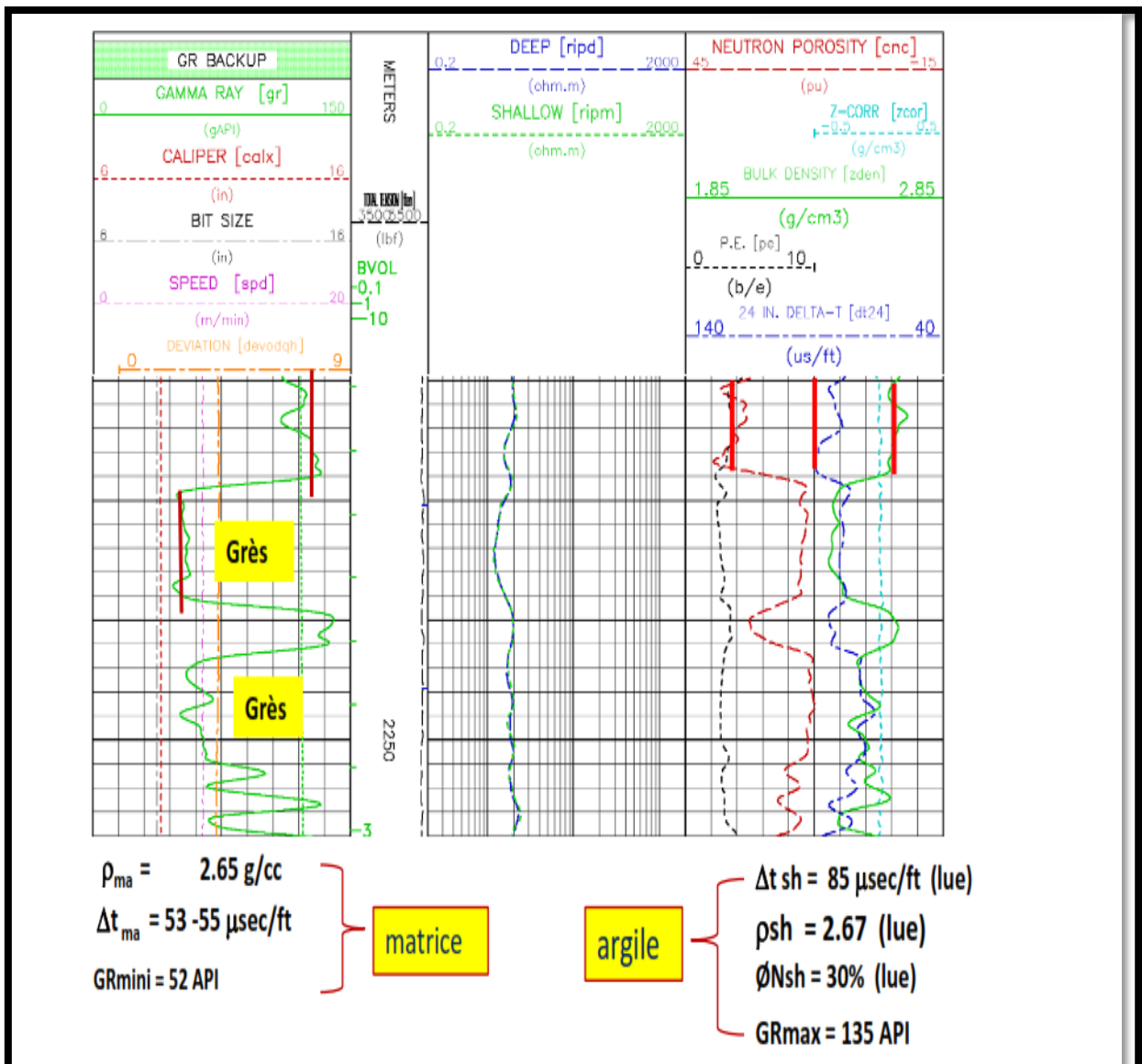


Figure 16: paramètre physique de réservoir gréseux

II.7.8 Analyse des données de diagraphies :

Les données de diagraphies utilisées dans cette étude sont obtenues à partir de l'interprétation diagraphiques des puits#1 et puits#2 situés dans le Zone 1A. Les données diagraphiques sont enregistrées dans le drain D4 du réservoir anisométrique (Ra). L'enregistrement des rayons gamma naturels dans le puits détecte et évalue les minéraux radioactifs dans les formations sédimentaires.

II.7.8.1 Analyse par diagraphie (sur log composite) :

II.7.8.1.1 La base de l'étude : l'évaluation des paramètres pétro physique sauvant la porosité et la perméabilité au niveau de l'ordunité IV-3 étudié

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

Pour la démarche d'études comparative sur les analyses diagraphique (sur log composite) et par contre sur les résultats des analyse sur carottes on choisissons quatre puits :AMA 08 –AMA 20 –AMA 24 –AMA 25.

Pour la réalisation des diagraphies sur les puits AMA-08, AMA-24 AMA-20et AMA-25 les données brutes des enregistrements acquis (rayonnement gamma, résistivités, densité, neutron) ont été exploités et traités 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 diagraphies sont faites 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 :

Puits AMA 08 :

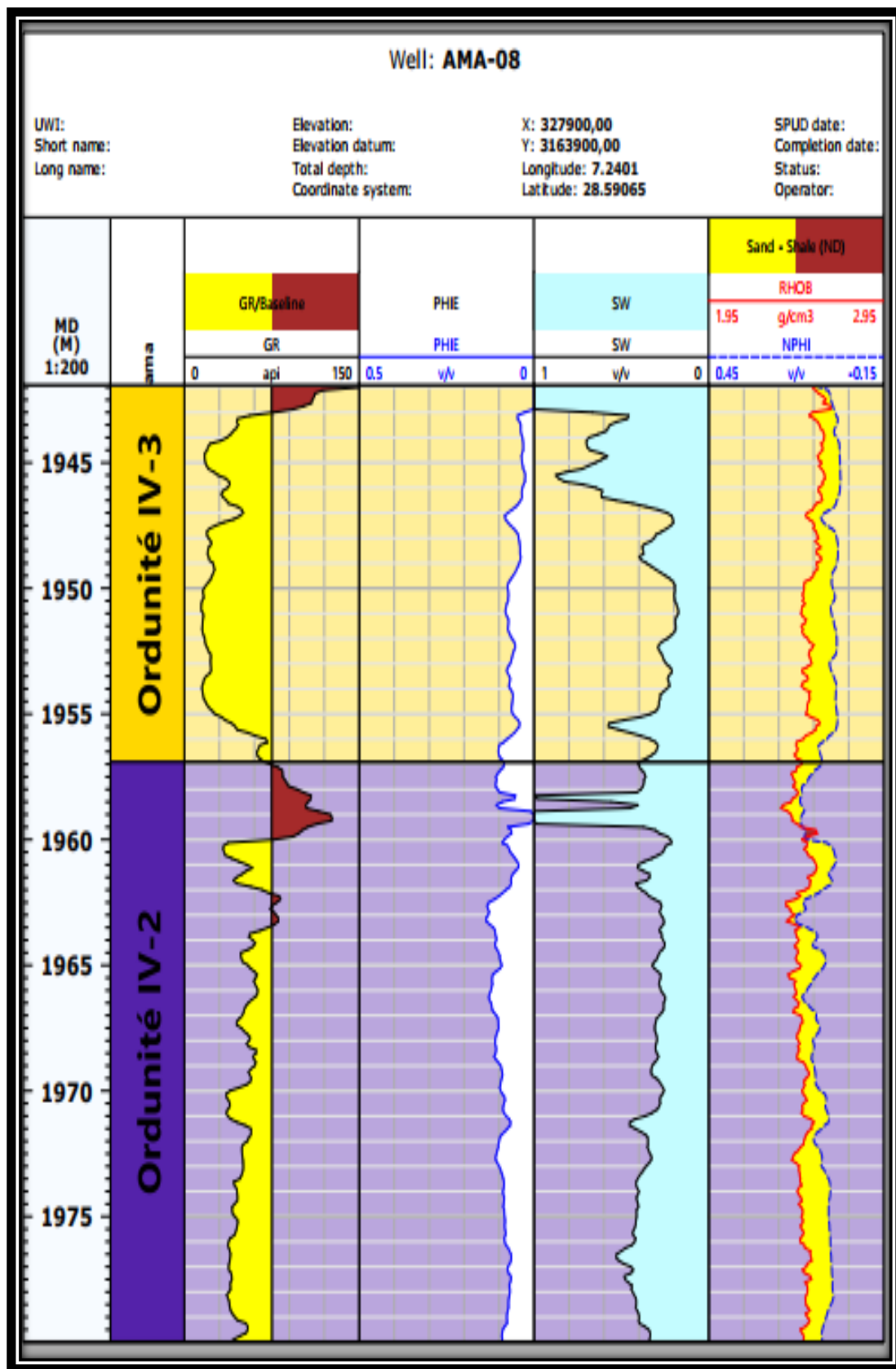


Figure 17: log composite de puits AMA-08

Le log composite du puits AMA-08 composé d'un réservoir à intérêt pétrolier d'une épaisseur de 14m, qui est délimité par la limite supérieure de 1942m, et la limite inférieure 1956m, l'interprétation montre, une porosité moyenne de 7,60%, une saturation en eau de 25,30%, et le volume d'argiles de 12,90%.

Puits AMA-20 :

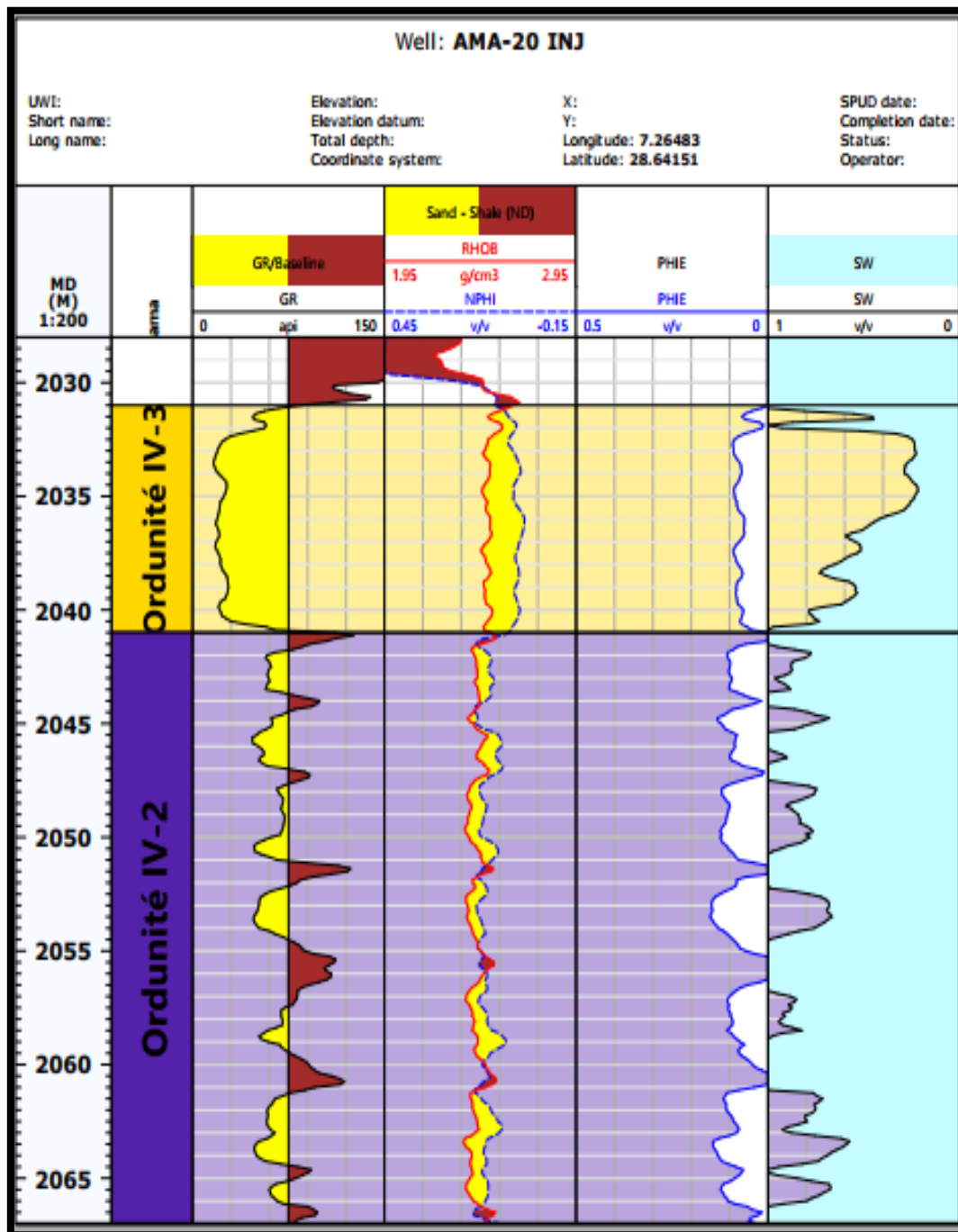


Figure 18: log composite de puits AMA-20

Le puits AMA-20 est un puits injecteur d'eau pour le maintien de pression de reservoir ordovicien du champ ne présente aucun intérêt pétrolier.

Puits AMA-24 :

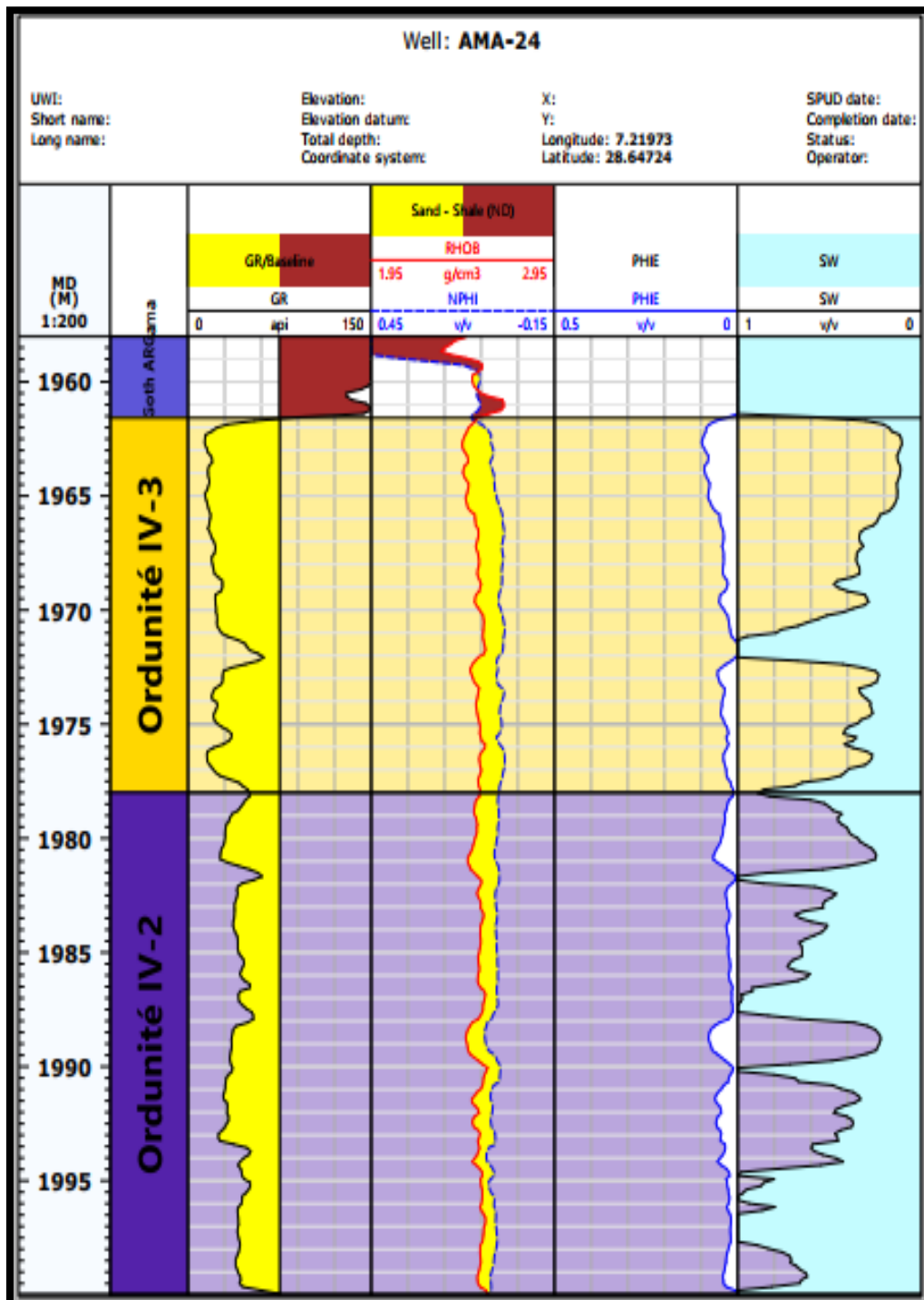


Figure 19: log composite de puits AMA-24

Le log composite du puits AMA-24, comprend un réservoir gréseux à intérêt pétrolier important d'une épaisseur de 17m, il délimité par sa limite supérieure de 1 961m, et la limite inférieure 1 978m, l'interprétation montre une porosité moyenne de 7.90%, une saturation en eau de 27,4%, et le volume d'argiles de 4,80%

Puits AMA-25 :

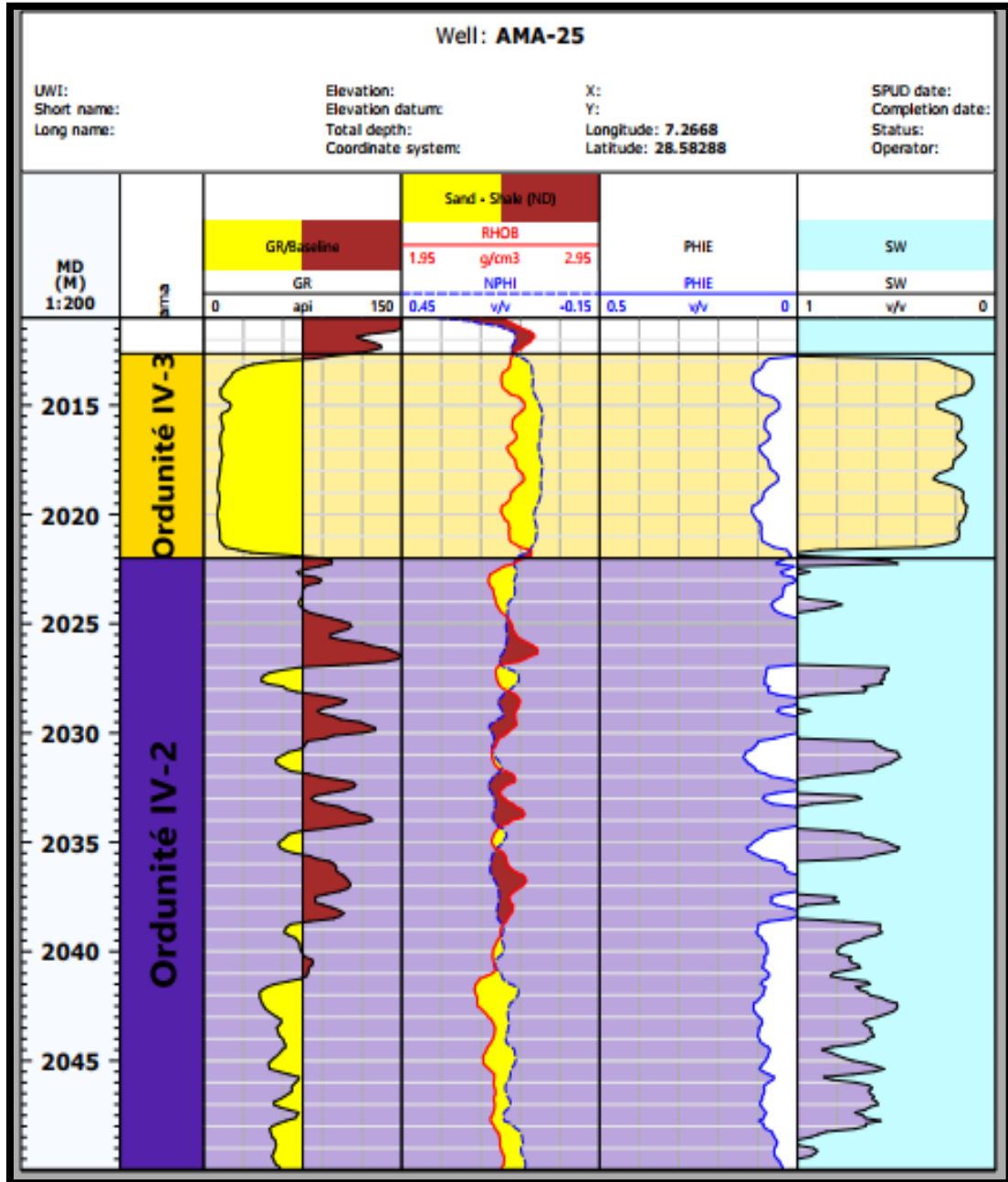


Figure 20: log composite de puits AMA-25

L'analyse du log composite du puits AMA-25 révèle que ce dernier est composé d'un réservoir gréseux d'une épaisseur de 8m délimité par le gamma ray par sa limite supérieure de 2013m, et la limite inférieure 2022m.

II.7.9 Evolution verticale de la porosité dans le puits AMA-25 :**Tableau 02 : présentation des valeurs de la porosité d'Unité IV-3 du puits AMA-25 :**

Profondeur (m)	Porosité (%)	Profondeur (m)	Porosité (%)
2015,75	8,09	2019,75	11,56
2016	7,88	2020	12,41
2016,25	9,56	2020,25	13,14
2016,5	9,99	2020,5	0,51
2016,75	5,77	2020,75	9,88
2017	10,3	2021	10,41
2017,25	8,72	2021,25	11,14
2017,5	11,56	2021,5	6,62
2017,75	5,77	2021,75	2,62
2018	7,56	2022	8,72
2018,25	5,04	2022,25	9,56
2018,5	9,56	2022,5	13,46
2018,75	9,25	2022,75	11,56
2019	8,51	2023	9,99
2019,25	9,35	2023,25	12,72
2019,5	9,67	2023,5	10,51

II.7.10 Corrélation Gamma Ray (GR) entre les puits AMA-08, AMA-20INJ, AMA-24, AMA-25 :

Résumé sur le schéma suivant :

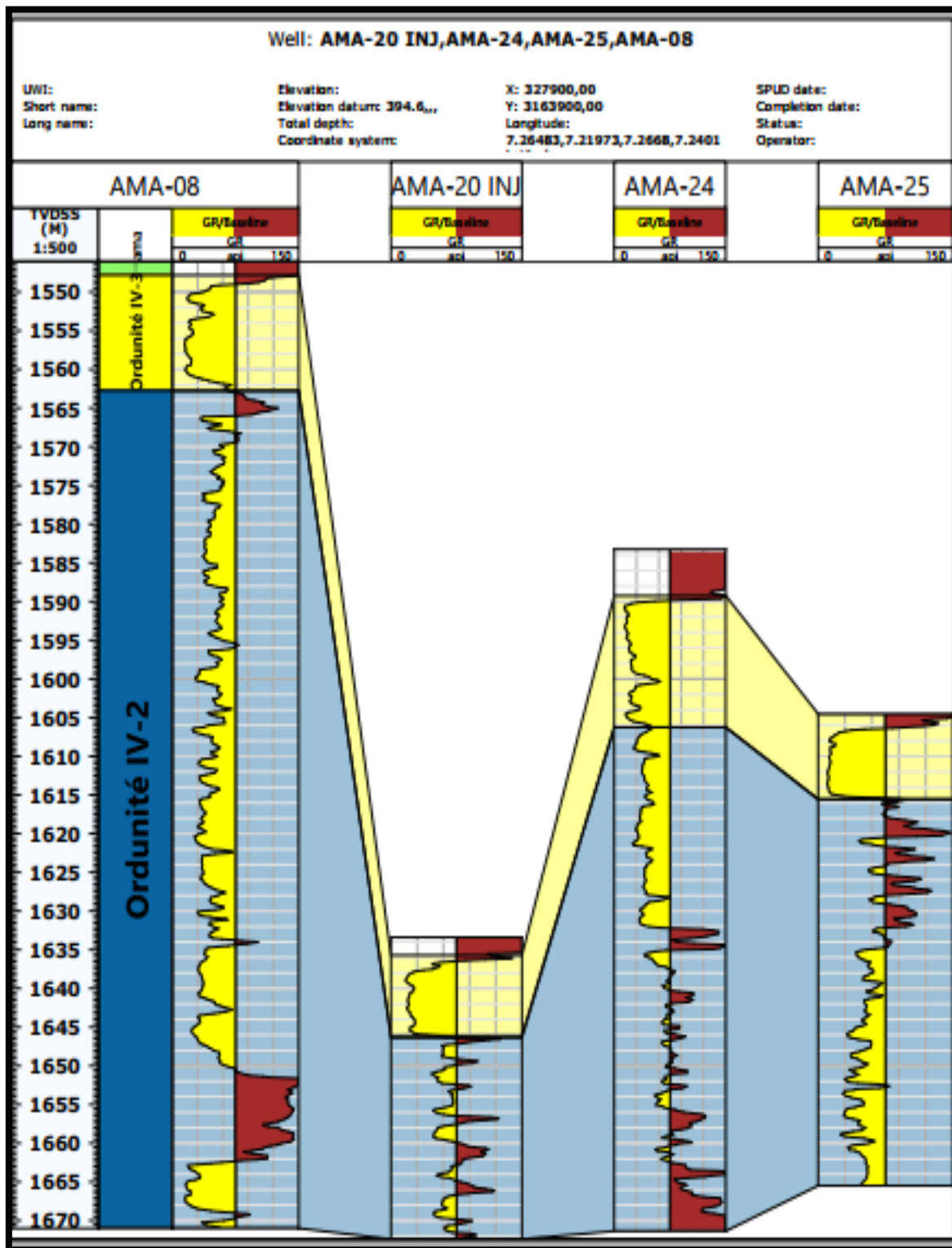


Figure 21: schéma de corrélation GR entre les puits étudié

II.7.11 Résultats d'interprétation et corrélation par la diagraphie différée :

L'interprétation des logs des puits précédentes et la corrélation GR, montre que l'unité « IV-3 » présente des épaisseurs utiles différentes moyennement de l'ordre $H_u = 9,4\text{m}$ et des mauvais paramètres pétrophysiques : une porosité moyenne quantifié par les diagraphies de neutron et celles de densité est entre 6 et 12% une saturation en eau de 9,20%, et le volume d'argiles de 4,30.

II.8 CONCLUSION :

La corrélation GR de diagraphie réalisé au niveau des quatre puits étudié de réservoir ordovicien IV-3 montrant que le réservoir présent des variations d'épaisseur donc male propriété pétrophysique.



Chapitre 3

Synthèse des

mesures sur

carottes

III.1 INTRODUCTION:

Les carottes, extraites lors des forages de puits de pétrole, font partait des éléments les plus important dans la chaine de caractérisation de réservoir.

La récupération et l'analyse par carottes sont essentielles à toutes les phases de l'industrie pétrolière. Les carottes offrent la seule opportunité d'obtenir des échantillons intacts et continus verticalement qui permettent l'examen visuel des séquences de dépôt et des variations dans le caractère du réservoir.

Des carottes correctement analysées fournissent des données disponibles à partir d'aucune autre source ; ces données doivent fournir des preuves directes de la présence, de la quantité, de la distribution et de la productibilité des hydrocarbures.

Les carottes sont essentielles pour comprendre la nature du système de pores dans l'unité réservoir potentielle.

Les connaissances acquises à partir des carottes améliorent notre capacité à prédire les performances du réservoir et à sélectionner des procédures pour maximiser la récupération rentable des hydrocarbures.

Le but principale c'est d'établir les liens entre les imageries scanner 3D de carottes, et les différentes paramètres pétrophysiques et géologiques.

III.2 Différentes analyses réalisées sur carotte :

Irréversibles sur les carottes. Ensuite cette imagerie permet de mieux explorer la lithologie et la formation rocheuse car elle fournit un niveau de détail qui pourrait être invisible à l'œil nu. Néanmoins, la résolution de ce scanner atteint ses limites quand il s'agit d'étudier la roche au niveau des pores. Les phénomènes microscopiques ne sont pas perçus à cette échelle.

Les champs d'applications des images scanner de carottes sont relativement vastes. Ces applications ont pour but d'affiner l'interprétation des types de roches et de leurs propriétés et sont essentiellement sur l'observation à l'œil nu. Pour résumer, on peut dissocier ces applications en trois grandes familles :

1. L'analyse géologique
2. L'analyse structurale
3. L'analyse pétrophysique
- .4 Analyse du réseau poreux d'une carotte
- .5 Analyse des textures

III.2.1 Analyse géologique:

La mesure des densités observées dans la voiture permet de mettre en relief les différentes roches présentes dans celle-ci en se basant sur les variations de contraste. La résolution du scanner est largement suffisante pour distinguer les différents types de dépôt (sables, argiles, etc...). Elle est telle que même une faible variation de densité entraîne un contraste visible à l'oeil nu. Cependant, l'image n'est plus significative pour des échelles inférieures au millimètre car, à cette échelle, le signal obtenu peut être confondu avec le bruit de mesure. Le résultat d'une analyse des faciès texturaux observés par un sédimentologue, un faciès étant l'ensemble des caractéristiques générales d'une unité de roche qui produit son par origine de la quid a quid.

Ces caractéristiques peuvent être la minéralogie ou la texture par exemple. Cette description traduit une classification visuelle de la lithologie basée sur une liste pré-établie des classes de faciès connues. Chaque couleur représente une classe ou faciès ayant des propriétés granulométriques, minéralogiques et sédimentaires particulières. Dans cette figure nous observons que les faciès interprétées sont grossières. La description que nous cherchons à construire doit tenir compte de toutes ces variations pour fournir une description plus fine de ces faciès.

III.2.2 Analyse structurale :

Dans ce cas Analyse de structure de la carotte qui est visée. Les éléments intéressants à déterminer sont les fractures et les fissures, qui peuvent être mis en évidence grâce aux algorithmes de traitement d'images. Un exemple illustrant cette caractérisation.

La première partie de la planche illustre une coupe verticale d'une carotte d'un mètre de long ainsi que l'enveloppe cylindrique de celle-ci.

La deuxième partie est une vue en 3D où l'on peut voir une coupe verticale ainsi que 3 tomographiques.

Enfin, la troisième partie illustre, en 3D, les zones de fracturation détectées automatiquement qui se distinguent par différentes couleurs

Les analyses structurales base sur :

- Photo réelle de carotte
- Enveloppe cylindrique de l'image scanner de carotte
- Coupe verticale scanner et une tomographie
- Fractures détectées

III.2.3 Analyse pétrophysique

Les images scanners des carottes produisent la densité des roches. L'image, ces propriétés réservoir. Processus d'analyse pétrophysique par extraction de plugs n'est pas toujours optimal.

Exemples d'imageries scanner de carotte sûr qu'on peut observer les variations rapides des faciès.

En effet, par exemple sur la première section, on peut observer une variation d'une zone lisse suivie d'une zone vacuolaire puis d'une zone lisse de nouveau.

III.2.4 Analyse du réseau poreux d'une carotte

L'observation des images scanner issues de l'acquisition des carottes permet aux pétrophysiciens et géologues de mieux cibler les zones d'extraction des bouchons.

La visualisation permet donc d'optimiser le nombre de plugs extraits par rapport à l'extraction aveugle. Nous pouvons constater, dans les applications que nous venons de citer, que c'est le grain de l'image qui permet interpréteurs. d'analyser ces images. En mathématiques appliquées cela revient à faire de l'analyse et de la modélisation de texture.

III.2.5 Analyse des textures

Est une méthode qui a déjà été actualisé, Cette technique permet de donner une description quantitative et l'objective des caractéristiques texturales des roches réservoir. La méthode utilisée est basée sur une modélisation paramétrique de textures . Elle consiste à extraire des paramètres tels que les histogrammes et les autocorrélations. Ces descripteurs permettent de distinguer les zones homogènes des zones hétérogènes sur les imageries de parois de puits.

Cependant , la résolution plus fine des images de carotte implique une plus grande rudesse de textures et les techniques appliquées aux images de parois de puits ne sont plus adaptées.

III.2 Analyse par l'interprétation d'imagerie des puits:

III.2.1 Introduction à l'imagerie :

III.2.1.1 Théorie :

L'imagerie acoustique et électrique a considérablement évolué dans la reconnaissance des formations de sub-surface. Elle lève aussi beaucoup d'incertitudes dans l'interprétation des milieux de dépôts. Son apport se résume en une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, des couches (pendage et azimuth) ainsi qu'une meilleure approche de la fracturation. La maîtrise de l'imagerie de fond est une garantie pour la fiabilité des interprétations des phénomènes géologiques tout au long de leur formation en corrélation avec

les données de carottes.

Comparées aux diagraphies classiques, l'imagerie se base sur la multiplication des mesures (200 mesures de micro-résistivités avec l'outil FMI (Full bore Formation Micro-Imager tool) dans le même endroit et en un temps réduit ; ce qui lui permet d'obtenir une information détaillée de toute la paroi du puits (couverte des fois jusqu'à 100%).

Son avantage principal est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical, et au top du trou dans un puits horizontale .

Cette orientation est indispensable pour:

- Le calage en profondeur et l'orientation en azimuth des carottes.
- La déduction du sens du paléo courant et des azimuts de pendage des couches.
- La détection des contraintes tectoniques et leur changement au cours du temps
- La détermination et l'orientation des fractures et des failles ;
- La délimitation des séquences sédimentaires.

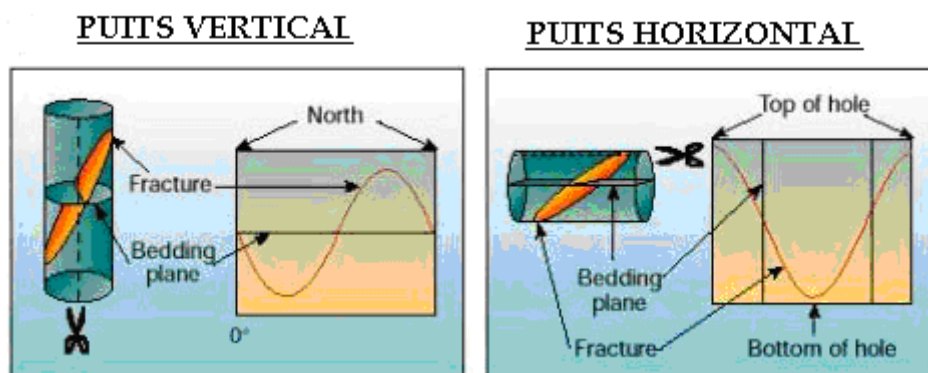


Figure 22: Orientation de l'image sur puits vertical et horizontal

III.3 L'Outil utilisé et principe de fonctionnement :

L'outil d'imagerie, tout comme ceux des diagraphies classiques, se base sur les mêmes principes fondamentaux de la physique :

- Propagation des ondes acoustiques dans un milieu et enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde réfléchi.
- Mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.

III.3.1 L'UBI (Ultrasonic Borehole Imager) :

L'UBI de la compagnie internationale Schlumberger présente les mêmes caractéristiques que celles de CBIL quoi que sa forme soit un peu différente ; il se base sur le même principe physique (émission et réception des ondes acoustiques) pour produire une image en continuité des parois d'un trou non tubé.

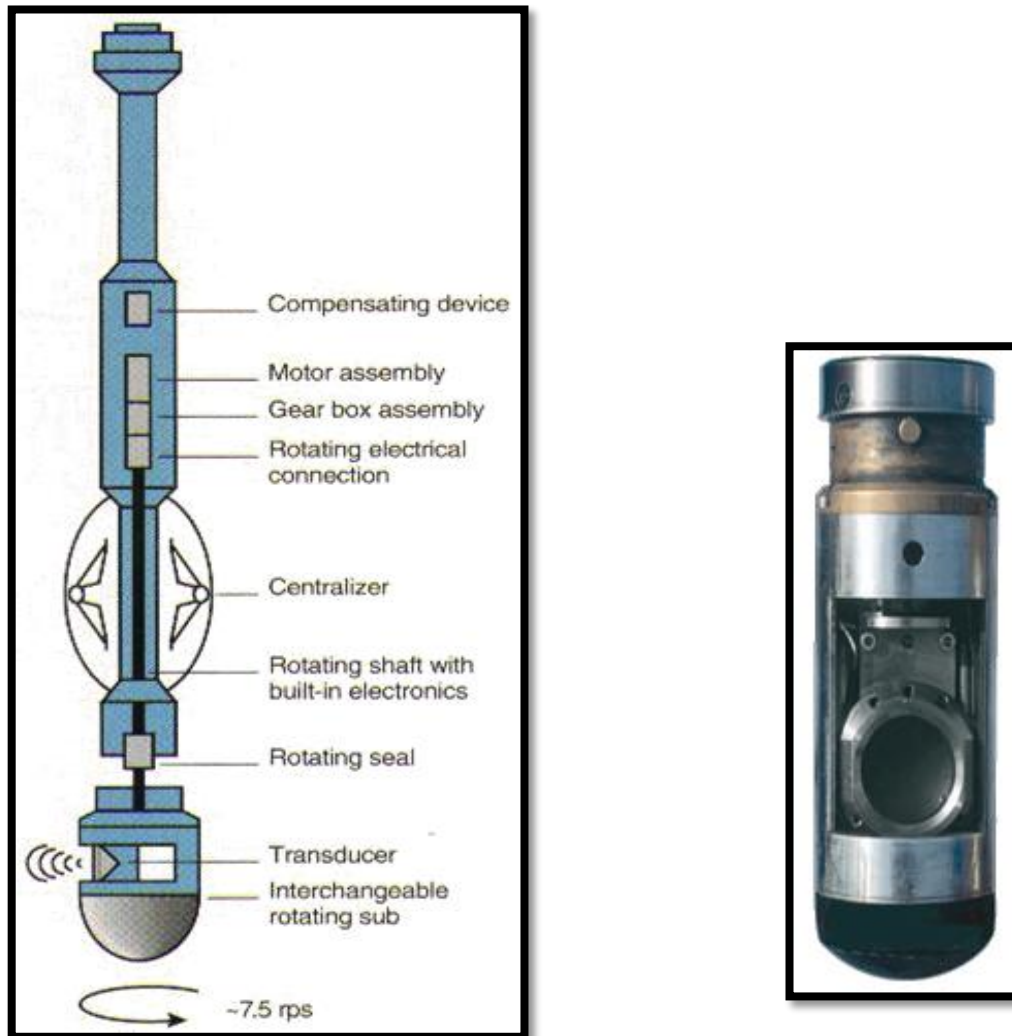


Figure 23: schéma représentatif d'outil d'imagerie UBI

III.4 Principe de l'imagerie :

Les événements géologiques rencontrés dans un puits influent différemment sur les Caractéristiques de l'onde acoustique émise par l'outil d'imagerie. De ce fait, on peut, à partir d'une image enregistrée au fond d'un puits, tirer plusieurs informations, d'ordres lithologique et structural, afin de mieux connaître l'environnement rencontré par le forage.

L'amplitude et la vitesse de l'onde sonore sont fonction de la lithologie, de la forme et de la taille de l'empreinte géologique rencontrée.

Certains événements sont faciles à déceler, d'autres moins ; leur détection demande une expérience dans l'interprétation de l'image, et une connaissance approfondie de la géologie de la région :

III.4.1 Les limites des banks:

La réponse de l'onde émise montre un contraste de couleurs au passage des bancs de lithologie et minéralogie différent.

Dans les dépôts silico-clastiques, la couleur varie en fonction de la taille des grains: les

grès sont reconnus par une couleur claire, les argiles par une couleur plus sombre. Le contact entre deux bancs peut être un plan horizontal et sa réponse sera une ligne droite ou bien un plan incliné dont la réponse sera une ligne sinusoïdale de faible amplitude dans un puits vertical et à forte amplitude dans un puits horizontal.

III.4 .2 Les surfaces d'érosion:

Les surfaces d'érosion peuvent se manifester de deux façons dans une image acoustique :

- Soit par un changement brusque de couleur, signifiant le passage d'un banc à un autre de lithologie différente.
- Soit par une ligne irrégulière d'inclinaison variable, qui montre des sinuosités et des irrégularités significatives.

III.4.3 Les fractures:

L'image acquise du fond d'un puits nous permet non seulement de détecter les différents types de fractures, mais aussi de déterminer leurs inclinaisons et orientations.

Les fractures sont dans la majorité des cas inclinées, et rarement verticales ou horizontales.

L'inclinaison de la fracture contrôle l'amplitude de la sinusoïde sur l'image ; si cette inclinaison est importante, l'amplitude sera forte dans un puits vertical et faible dans un Puits horizontal mais, si elle est faible, l'amplitude de son empreinte sera faible dans un Puits vertical et forte dans un puits horizontal.

Les fractures ouvertes se distinguent par leur couleur sombre, alors que les fractures partiellement ouvertes sont moins sombres ; par contre les fractures colmatées ont une couleur claire.

Les fractures dites induites au cours du forage peuvent être déterminées sur l'image par deux lignes verticales rencontrées à 180° l'une de l'autre.

III.4.4 Les failles:

Sur une image de fond, les failles ont la même allure que celle des fractures avec une empreinte plus intense, elles sont souvent accompagnées de fissures et montrent un déplacement de compartiments.

III.4 .5 Les breakouts:

Ce sont des zones de faiblesse dues à la déformation d'un puits sous l'effet des contraintes tectoniques. Les « breakouts » sont rencontrés suivant l'axe d'allongement maximum. Sur l'image ils apparaissent comme deux zones sombres à 180° l'une de l'autre.

III.5 Evolution spatiale des paramètres pétrophysiques sur carottes:

Le principe de l'étude des paramètres pétrophysique du réservoir est d'estimer le potentiel en hydrocarbures de ce réservoir, l'objectif de ce chapitre est de étudier les paramètres pétrophysiques et leur évolution spatiale selon le data de Sonatrach concernant la porosité, perméabilité et volume d'argile pour réaliser des cartes en iso-porosité et isoperméabilité.

III.6 Corrélation des résultats des paramètres pétrophysiques de réservoir a partir les mesures diagraphiques et mesures sur carottes :

III.6.1 Etude statistique des paramètres pétrophysiques du réservoir IV-3 de l'Ordovicien :

III.6.1.1 Méthodologie :

Afin de mieux apprécier les paramètres pétrophysiques caractérisant le réservoir d'étude, nous avons tenté d'une part d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité en établissant des plots perméabilité Vs porosité. D'autre part, des histogrammes illustrant la distribution des valeurs de porosité et de perméabilité ont été établis.

III.7 Interprétation des données de la porosité et de la perméabilité :

Le réservoir IV-3 de l'Ordovicien dans la région d'étude est caractérisé par des paramètres pétrophysiques variables, de ce fait, nous représenterons les résultats de l'analyse statistique de ce réservoir par puits.

Tableau 02: L'évolution des paramètres pétrophysiques sur carottes(AMA 08)

Cote (m)	Perméabilité (mD)	Porosité (%)
1942,75	0,35	8,69
1943	0,29	6,23
1943,25	0,59	8,89
1943,5	0,93	8,43
1943,75	0,97	10,33
1944	0,93	6,87
1944,25	0,47	9,78
1944,5	0,18	6,53
1944,75	0,1	5,75
1945	0,2	6,59
1945,25	0,23	6,48
1945,5	0,1	8,68
1945,75	0,1	10,36
1946,25	0,26	11,62
1946,5	1,94	9,26
1946,75	1,27	9,09
1947	0,23	8,5
1947,25	0,7	6,76
1947,5	1,27	8,72
1947,75	1,35	9,09
1948	1,02	6,64
1948,25	0,41	8,63
1948,5	1,67	11,44
1948,75	0,59	9,17
1949	0,38	
1949,25	20,11	13,15
1949,5	16,09	12,18
1949,75	43,79	12,84
1950	1,4	8,23
1950,25	1,14	7,14

La courbe représentant l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité présente une distribution irrégulière bimodale à asymétrie droite, les paramètres ptérophysiques (porosité et perméabilité) sont faibles dans l'intervalle de profondeurs (1943 à 1948 mètres). L'intervalle de profondeur (1949 à 1950 mètres) est caractérisé par une forte perméabilité et un faible porosité. (fig. 24).

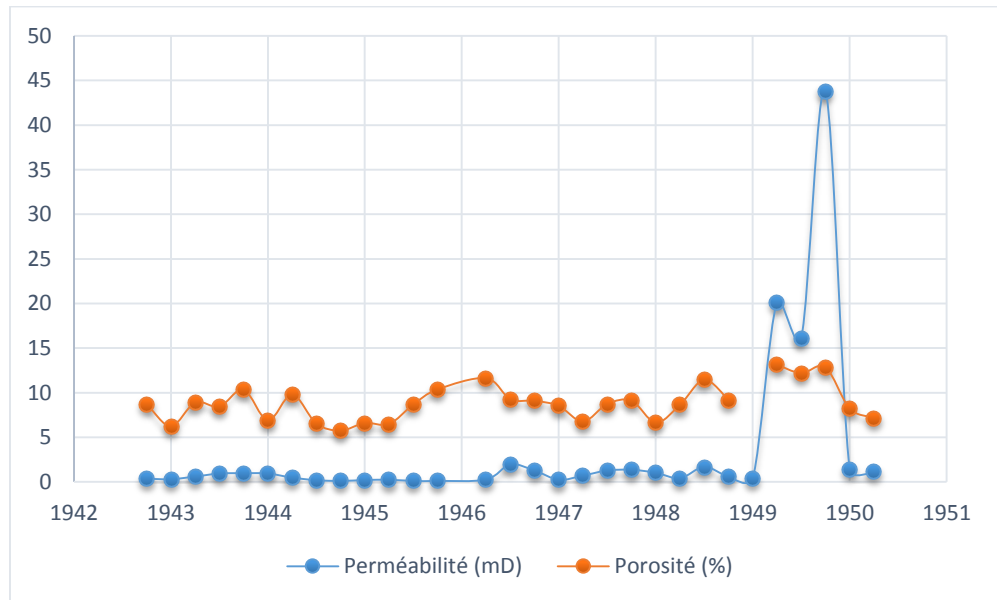


Figure 24. Courbe représentant l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité au niveau des carottes du puit AMA08.

La droite de corrélation porosité- perméabilite (Fig. 25) présente une moyenne valeur (0.3777), ce qui indique qu'iln'ya pas une corrélation entre ces deux paramètres.

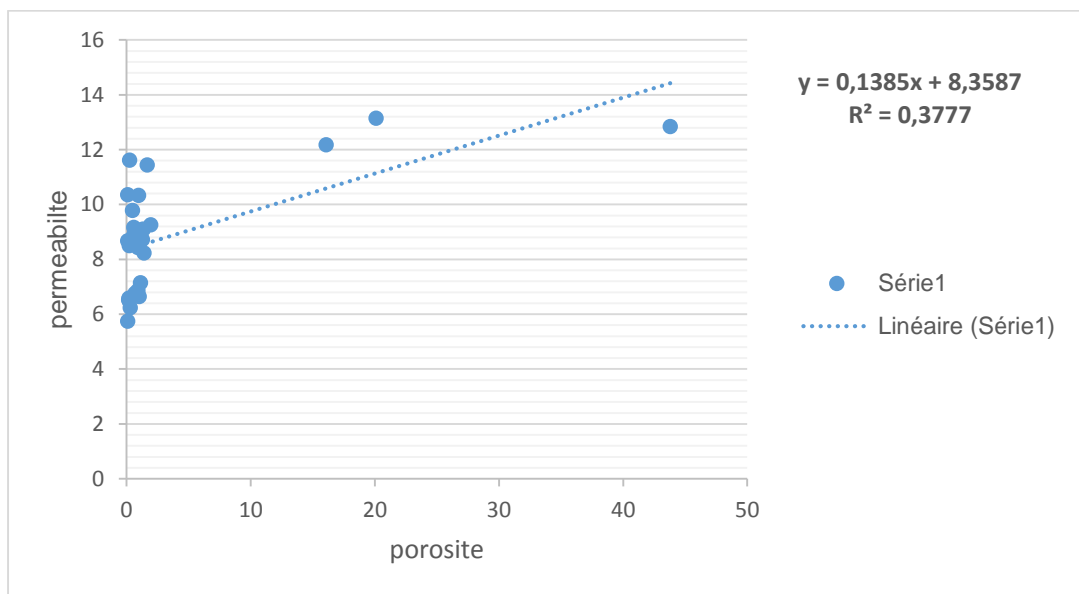


Figure 25. Droite de corrélation entre la porosité et de la perméabilité au niveau du puits AMA 08

Tableau 03: L'évolution des paramètres pétrophysiques sur carottes(AMA 20)

Cote (m)	Perméabilité (mD)	Porosité (%)
2034,25	2,37	10,15
2034,5	6,17	10,55
2034,75	3,04	8,22
2035	3,3	8,22
2035,25	10,4	8,6
2035,5	0,35	9,59
2035,75	8,62	13,37
2036	19,54	14,49
2036,25	7,98	12
2036,5	9,93	8,13
2036,75	10,59	8,94
2037	9,93	9,55
2037,25	27,52	10,3
2037,5	16,45	11,93
2037,75	15,15	10,74
2038	23,94	9,16
2038,5	35,83	11,12
2038,75	3,42	8,84
2039,25	3,58	11,06
2039	16,12	10,89
2039,5	0,93	9,63
2039,75	0,18	8,41
2040	0,47	10,08
2040,25	1,94	10,24
2040,5	1,35	8,75
2040,75	0,47	8,01
2041	1,32	8,17
2041,25	1,17	9,58
2041,5	3,55	9,94
2041,75	4,65	10,49

La courbe représentant l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité présente une distribution irrégulière bimodale à asymétrie droite, les paramètres ptérophysiques (porosité et perméabilité), L'interval de profondeur (2036 à 2039 mètres) est caractérisé par une faible porosité et une forte perméabilité, dans l'intervalle de profondeurs (2040 à 2042 mètres) est caractérisé par une faible perméabilité. (fig. 26).

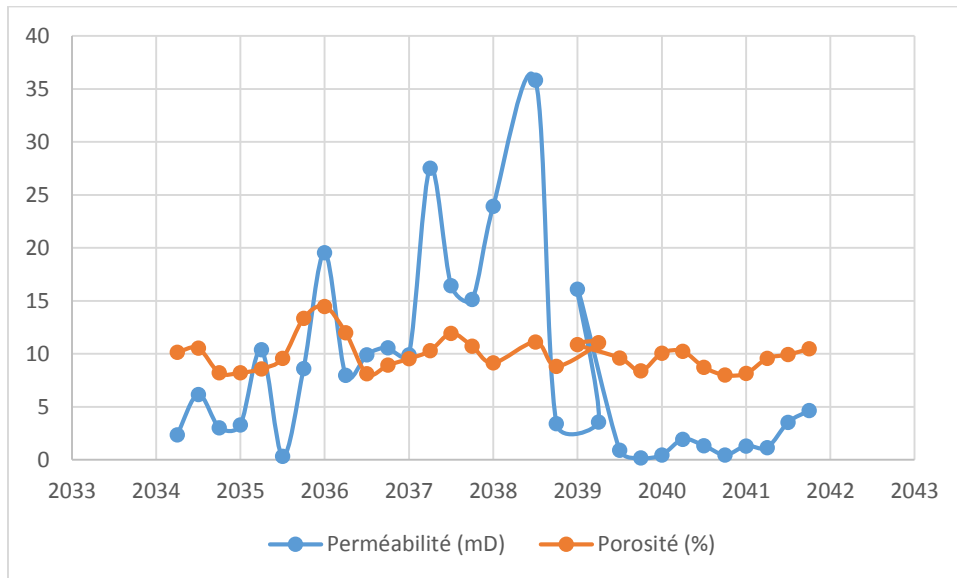


Figure 26. Courbe représentant l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité au niveau des carottes du puit AMA20.

La droite de corrélation porosité- perméabilite (Fig. 27) présente une forte valeur (0. 1637), ce qui indique qu'iln'ya pas une corrélation entre ces deux paramètres.

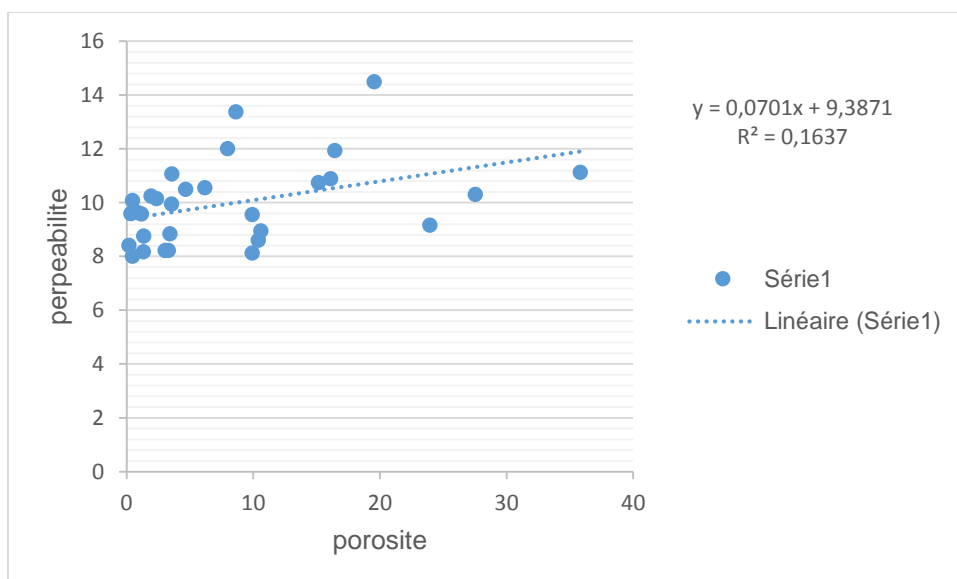


Figure 27. Droite de corrélation entre la porosité et de la perméabilité au niveau du puits AMA 20

Tableau 04: L'évolution des paramètres pétrophysiques sur carottes (AMA 24)

Cote (m)	Perméabilité (mD)	Porosité (%)
1957	8,79	12,14
1957,25	17,91	12,03
1957,5	8,63	12,07
1957,75	31,72	13,5
1958	32,62	13,93
1958,25	0,5	7,54
1958,5	4,69	10,77
1958,75	37,53	12,74
1959	21	11,94
1959,25	0,97	8,49
1959,5	51,38	12,01
1959,75	61,21	13,68
1960	22,34	10,67
1960,25	714,9	13,13
1960,5	661,29	9,65
1960,75	48,26	10,17
1961	0,1	4,97
1961,25	0,91	5,89
1961,5	62,11	10,95
1961,75	0,1	6,36
1962	2,93	7,12
1962,25	0,38	9
1962,5	0,1	8,03
1962,75	0,55	8,37
1963	1,2	6,45
1963,25	0,1	5,62
1963,5	0,32	7,02
1963,75	1,38	8,36
1964	0,1	7,36
1964,25	0,1	8,52

La courbe représentant l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité présente une distribution irrégulière bimodale à asymétrie au milieu, les paramètres ptérophysiques (porosité et perméabilité) sont faibles dans profondeurs. L'interval de profondeur (1960 à 1961 mètres) est caractérisé par une forte perméabilité et un faible porosité. (fig. 28).

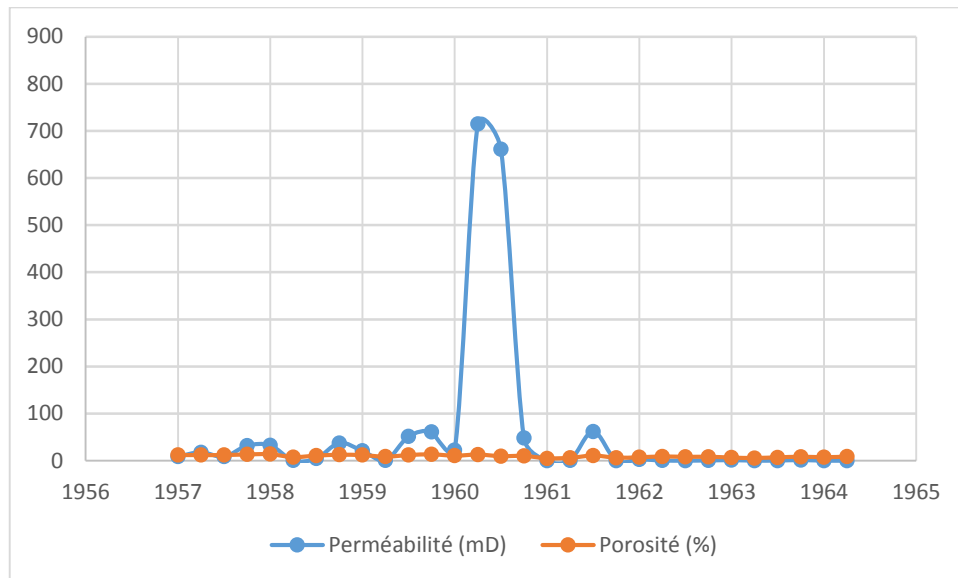


Figure 28 : Courbe représentant l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité au niveau des carottes du puit AMA24.

La droite de corrélation porosité- perméabilite (Fig. 29) présente une forte valeur (0.0698), ce qui indique qu'iln'ya pas une corrélation entre ces deux paramètres.

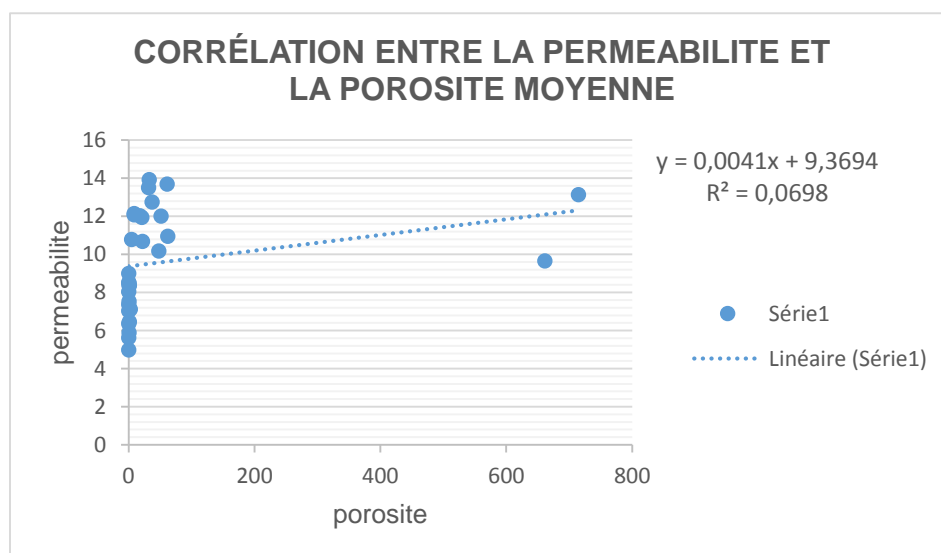


Figure 29 : Droite de corrélation entre la porosité et de la perméabilité au niveau du puits AMA 24

Tableau 05: L'évolution des paramètres pétrophysiques sur carottes (AMA 25)

Cote (m)	Perméabilité (mD)	Porosité (%)
2015,5	8,14	0,89
2015,75	8,2	1,13
2016	9,46	4,95
2016,25	9,35	3,96
2016,5	6,72	0,1
2016,75	9,78	3,99
2017	8,83	3,31
2017,25	9,93	8,25
2017,5	6,83	2,48
2017,75	6,41	0,15
2018	7,25	2,39
2018,25	10,3	10,23
2018,5	9,3	12,54
2018,75	8,35	4,13
2019	9,04	5,79
2019,25	8,78	1,26
2019,5	10,62	12,05
2019,75	11,99	44,94
2020	13,25	78,44
2020,25	8,72	7,92
2020,75	10,04	32,51
2021	9,99	36,77
2021,25	0,99	66,19
2021,5	6,56	0,95
2021,75	2,62	0,1
2022	8,83	0,1
2022,25	9,62	0,1
2022,5	12,99	0,1
2022,75	11,04	0,1
2023	9,99	0,1

La courbe représentant l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité présente une distribution irrégulière bimodale à asymétrie droite, les paramètres ptérophysiques (porosité et perméabilité) sont faibles dans l'intervalle de profondeurs (2015 à 2019 mètres). L'intervalle de profondeur (2019 2022 mètres) est caractérisé par une forte porosité et un faible perméabilité. (fig. 30).

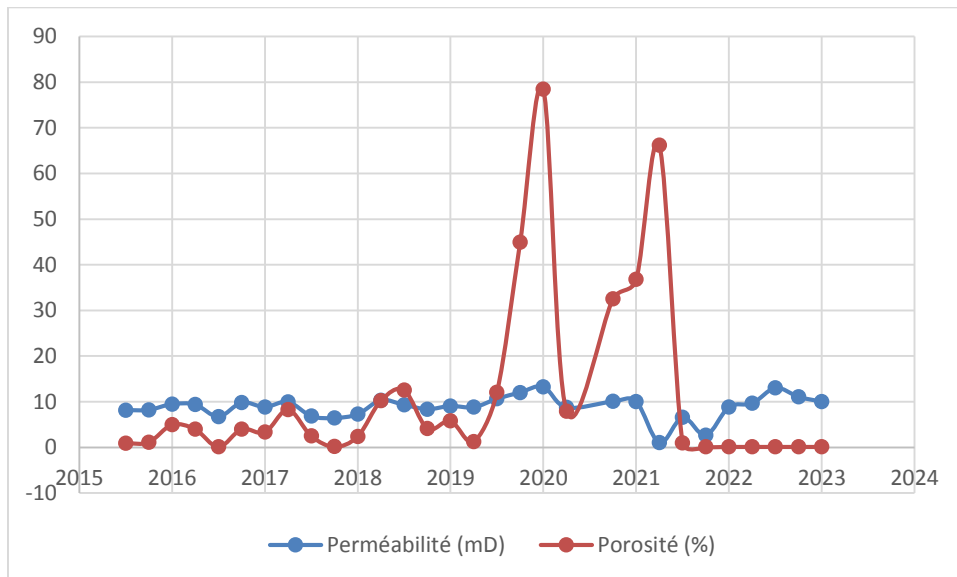


Figure 30 : Courbe représentant l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité au niveau des carottes du puit AMA25.

La droite de corrélation porosité- perméabilite (Fig. 31) présente une tres faible valeur (0.005), ce qui indique qu'iln'ya pas une corrélation entre ces deux paramètres.

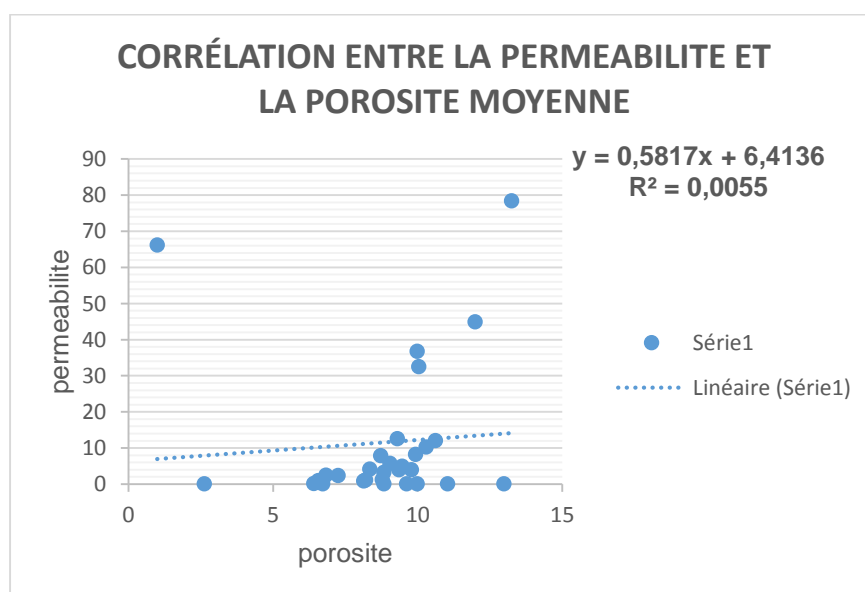


Figure 31 : Droite de corrélation entre la porosité et de la perméabilité au niveau du puits AMA 25

III.12 Présentation de logiciel SURFER :

III.12.1 Définition:

Surfer est un logiciel complet de cartographie, de modélisation et d'analyse 2D et 3D pour les scientifiques et les ingénieurs. Le moteur d'interpolation sophistiqué de Surfer transforme rapidement les données XYZ en cartes dignes d'une publication. Pratiquement tous les aspects de la carte sont personnalisables.

III.12.2 Le principe d'utilisation du « Surfer »:

C'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 créés (Base-map, Contour-map, ...etc.), parvenir une meilleure distribution spatiale des paramètres pétrophysiques, ainsi la délimitation de la zone à huile.

III.13 L'interprétation des cartes isovaleurs du champ d'amassak:

III.13.1 Carte en isobathes du réservoir ordovicien Unité IV-3 d'Amassak :

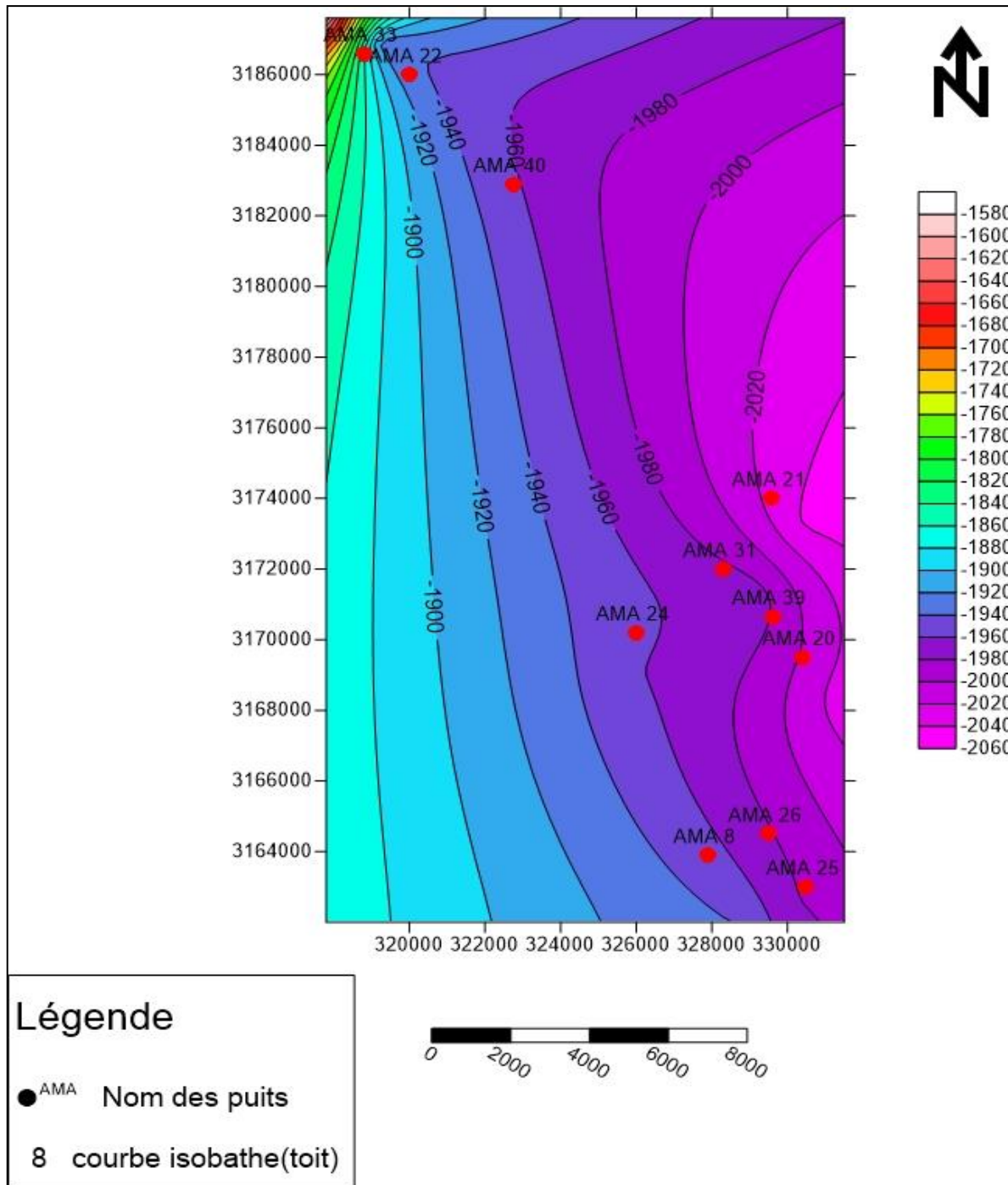


Figure 32: Carte en isobathes au toit du réservoir ordovicien Unité IV-3 d'Amassak

III.13.1.1 Commentaire sur la carte en isobathes :

Les faibles valeurs de la profondeur du toit du réservoir sont situées dans les parties centrale et méridionale du champ vers l'Ouest. Tandis que la partie Nord-Est de champ est plus enfouie.

La structure de reservoir se présente sous forme d'un monoclinal affecté par une faille majeure inverse subverticale à l'Ouest qui peut atteindre un rejet très élevé localement à l'Ouest d'AMA-1.

Cette carte montre l'effet de la distribution du réseau de failles tantôt normales de faible extension et tantôt inverses beaucoup plus fréquentes et importantes. Ceci attribue une complication structurale au champ d'Amassak qui rend difficile son exploitation.

III.13.2 Carte en isopaques du réservoir ordovicien Unité IV-3 d'Amassak :

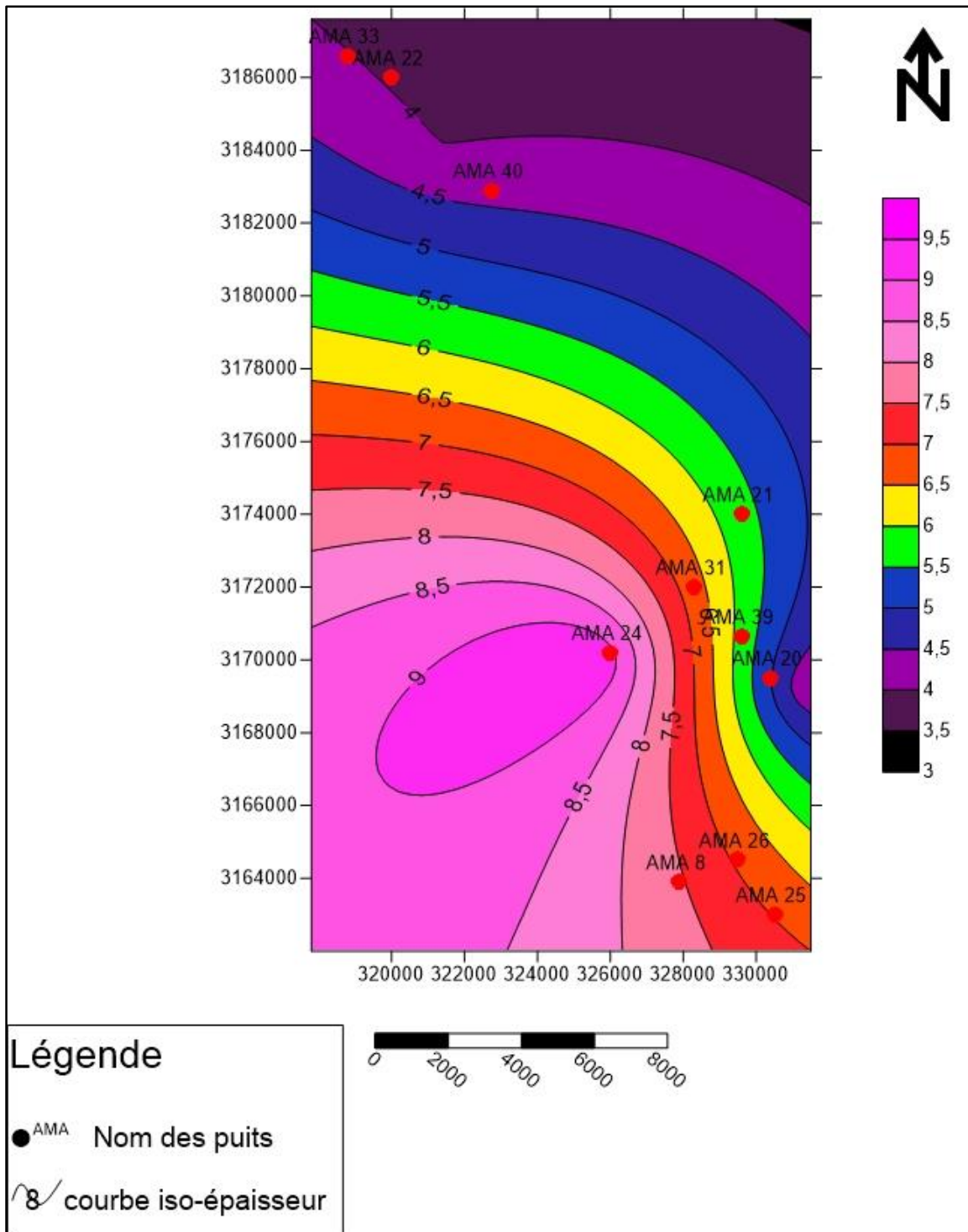


Figure 33: Carte en isopaques du réservoir ordovicien Unité IV-3 d'Amassak

III.13.2.1 Commentaire sur la carte en isopaques :

A partir cette carte qui montre que La distribution des épaisseurs totale du réservoir ordovicien Unité IV-3, est très irrégulier.

La distribution de l'épaisseur totale liéé au réseau de failles qui subdivisée le champ en compartiments longitudinaux modifie l'épaisseur dans chaque partie de champ.

III.13.3 Les données pétrophysiques :

pour l'étude des caractéristiques des propriétés pétrophysiques du réservoir d`Amassak, on se base sur les variations de la porosité et de la perméabilité mesurées au niveau de chaque puits.

III.13.3.1 Les données de base :

Elles ont été obtenues à partir d'une consultation numérique mise à notre disposition par la Sonatrach :

**Tableau 06 : présentation des données petrophysiques de réservoir ordovicien Unité
IV-3 du champ d`amassk :**

Nom des puits	Coordonnées X	Coordonnées Y	Porosité(%)	Permeabilité (md)
	(m)	(m)		
	(m)	(m)		
AMA01	320 756,75	3 177 476,39	11,2	3,93
AMA02	324 073,92	3 174 166,90	10,2	45
AMA03	326 679,84	3 171 522,64	9	36,5
AMA04	326 644,37	3 168 140,84	8,5	1,09
AMA05	323 089,68	3 178 130,72	8,9	1,5
AMA06	329 200,40	3 167 799,20	7,6	1,48
AMA07	324 399,90	3 171 700,10	9,2	
AMA08	327 900,00	3 163 900,00	7,6	18,2
AMA09	328 451,54	3 169 999,95	6,5	15,5
AMA10	322 250,00	3 180 600,00	6	
AMA11	330 750,00	3 164 500,74	7	
AMA12	328 432,00	3 175 120,00	10	
AMA13	319 501,54	3 184 501,65	10	
AMA14	328 202,70	3 173 301,26	12,6	
AMA15	329 801,20	3 166 100,06	11	
AMA16	329 799,81	3 171 799,00	8,1	
AMA17	322 300,14	3 181 799,17	7	
AMA18	325 898,64	3 173 201,53	9,9	81
AMA19	321 000,00	3 184 999,96	9,1	36,8
AMA20	330 400,46	3 169 500,69	7	18
AMA21	329 599,95	3 173 999,94	10,6	144
AMA22	320 000,07	3 185 999,84	12,3	14,9
AMA23	318 499,90	3 185 599,98	8,3	
AMA24	326 001,26	3 170 199,89	7,9	18,6
AMA25	330 499,51	3 163 000,28	6,7	36

III.13.4 Carte d'isoporosités du réservoir ordovicien Unité IV-3 d'Amassak :

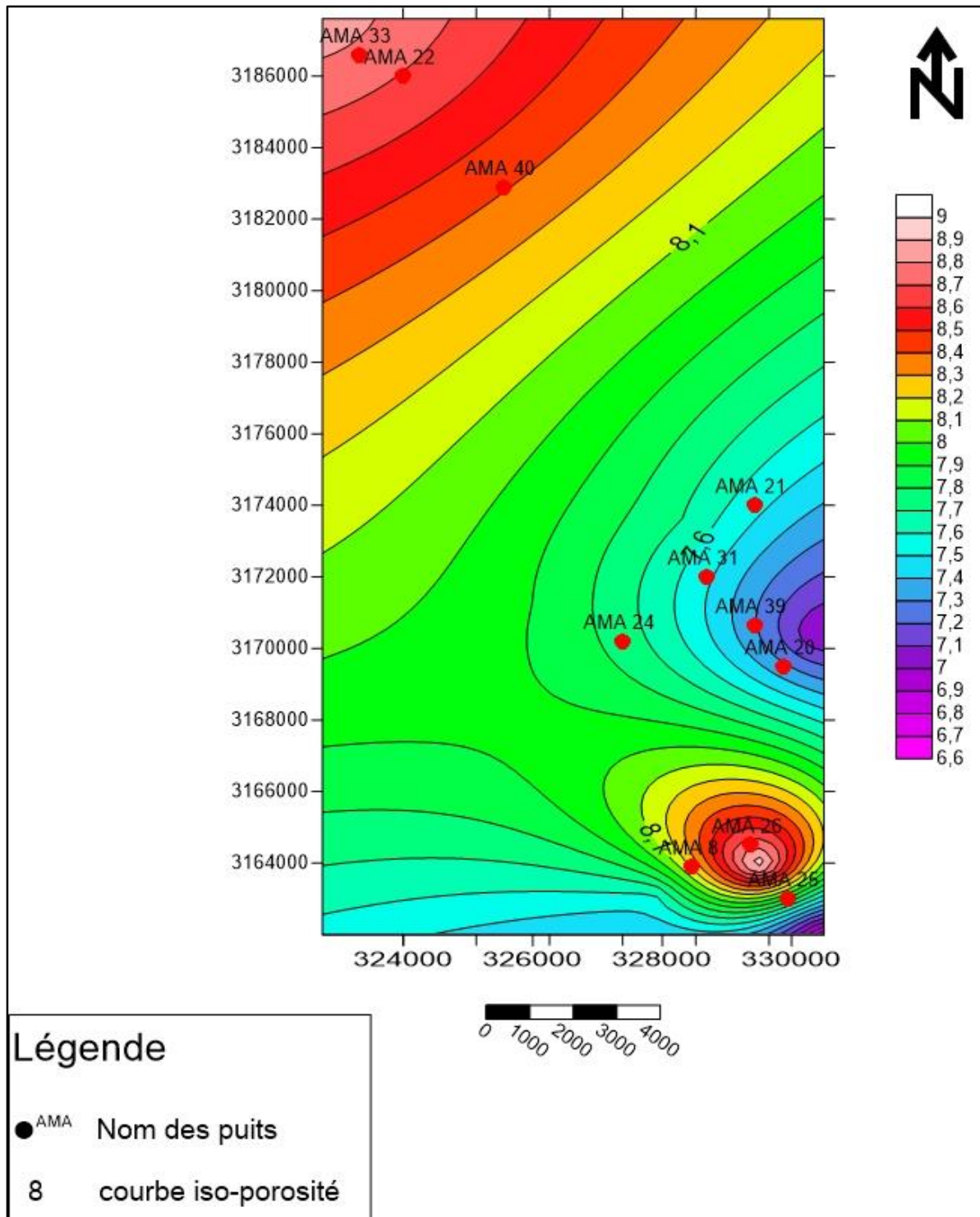


Figure 34: Carte en isoporosités du réservoir ordovicien Unité IV-3 d'Amassak

III.13.4.1 Commentaire sur la carte en isoporosités :

La porosité augmente vers le Nord-Est, et diminue vers Nord-Ouest et Sud-ouest du champ.

La valeur maximale est au niveau du puits AMA-14 (12.6%) et la valeur minimale au niveau de puits AMA-10(6 %).

III.13.5 Carte d'isoperméabilités du réservoir ordovicien Unité IV-3 d'Amassak :

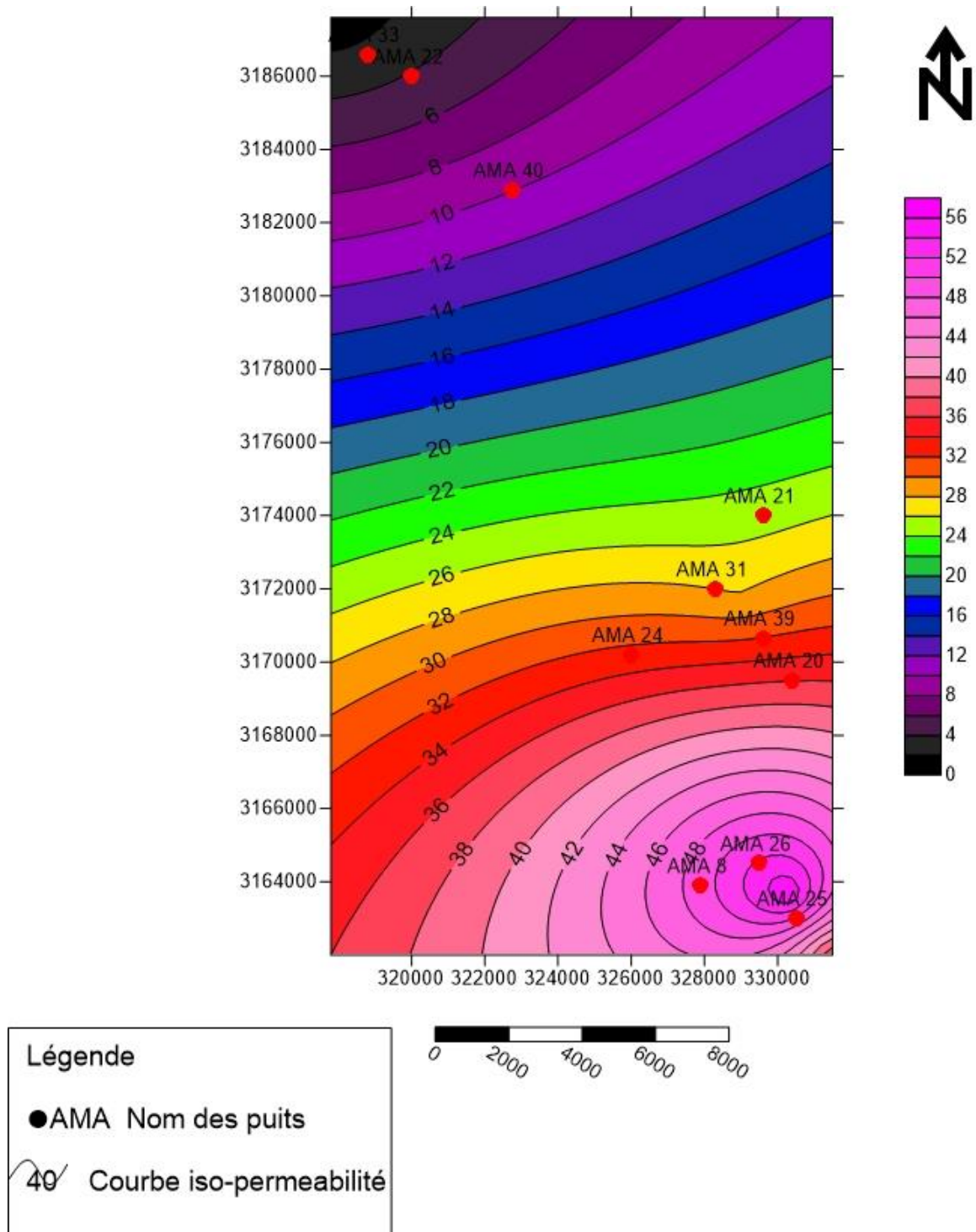


Figure 35: Carte en iso perméabilités du réservoir ordovicien Unité IV-3 d'Amassak

III.13.5.1 Commentaire sur la carte en isoperméabilités :

La perméabilité est variable dans ce réservoir.

les valeurs de la perméabilité nulles dans les parties Nord-Est et Sud-Ouest du champ.

les grandes valeurs sont au niveau de puits AMA-21 (144 md) et AMA-35(300 md) dans la partie Sud-Est du champ. Par contre de plus faibles valeurs se trouvent au niveau du puits AMA-27 (0,46 md), 33(0,6md) et 45(0,7md) dans la partie central.

Ce paramètre améliore dans la partie oriental du champ.

III.14 Caractéristiques pétrophysiques des unités du réservoir gréseux d'amassak :**III.14 .1 Unité IV-3 :**

- L'épaisseur moyenne est de l'ordre de 13m, mais aussi une épaisseur réduite à AMA36.
- La hauteur utile moyenne est de l'ordre de 9,4m. les très faibles hauteurs sont situées sur les zones de forte réduction.
- Les porosités moyennes varient entre 6 et 12% avec quelques variations rapides et locales.

III.14 .2 Unité IV-2 :

- Les épaisseurs de l'unité IV-2 varient entre 22 et 200m.
- la perméabilité de l'unité IV-2 est généralement inférieure à 1 md la porosité varie entre 2 et 20%.

III.15 Les paramètres pétrophysiques de champ Amassak:

Tableau 07 : les paramètres pétrophysiques de champ Amassak :

Puits	X UTM	Y UTM	Toit (m)	Epaisseur (m)	K (md)	Porosité (%)
AMA 08	327900	3163900	1940	18	18.2	7.6
AMA 20	330400.46	3169500.69	2031	4.1	18	7
AMA 24	326000.26	3170200.25	1961	9.5	18.6	7.9
AMA 25	330499.51	3163000.28	2013	7	36	6.7
AMA 44	323090.04	3176949.58	1979	7	1.09	12.19
AMA 45	327829.48	3172659.74	1956	11.5	0.7	8.89

III.16 Conclusion:

Les 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, changement des faciès ainsi que le milieu de dépôt.

Conclusion Générale:

. L'étude géologique et pétrophysique du champ a permis de mettre en évidence les traits caractéristiques suivants :

Le champ d'Amassak fait partie d'un anticlinorium complexe d'extension régional et comportant des structures alignées le long des accidents majeurs.

Les formations rencontrées vont du Précambrien au Crétacé incluant le réservoir de l'Ordovicien.

Ce dernier est le plus important réservoir au champ d'Amassak, unité IV-3 imprégné d'huile et du gaz ainsi que unité III-3 (AGS-2) productrice d'huile dans la partie nord de ce champ.

Malgré l'unité IV3 montre des paramètres pétrophysique mal classées et faible et des épaisseurs variables, il reste une important réservoir au champ capable de développé par différentes thechnique améliorons ces paramètres.

Références bibliographiques

Références bibliographiques :

- Askri, A. Belmecheri, B. Benrabah, A. Boudjema, K. Boumendjel, M. Daoudi, M. DridT. Ghalem, A. M. Docca, H. Ghandriche, A. Ghomari, N. Guellati, M. Khennous, R. Lounici, H. Naili, D. Takherist, M. Terkmani.
- Caractérisation des réservoirs basée sur l'utilisation des textures des images scanners de carotte préparée par Jouini Mohammed Soufiane année 2009 université de Bordeaux 1.
- Diagraphie de pétrole. Professeur D Chapellier. Assistant L. Baron.
- Documentation SONATRACH.
- Etude Structurale et géologique de l'unité IV-3 (ORDOVICIEN) BEICIP.
- Dr M.S.Beghoul (24 -28 Mars 2013) : INTERPRETATION PETROPHYSIQUE ET GEOLOGIQUE DES DIAGRAPHIES DIFFERENTES.
- LES DIAGRAPHIES DE CIMENTATION. © Copyright 2005 ENSPM Formation Industrie IFP Training FOR95026.
- Rapport interne SONATRACH CRD mesure pétrophysique de carottes des puits AMA-08,AMA-20,AMA-24 AMA-25.
- Rapport interne SONATRACH DP logs des puits AMA-08,AMA-20,AMA-24 AMA-25.
- Thierry LORIN-(2005): Beicip franlab –Snatrach : Modèle géologique du gisement d'Amassak. France.