

Université Kasdi Merbah – Ouargla
Faculté des hydrocarbures et des énergies renouvelables
et des Sciences de la Terre et de l'Univers
Département des Sciences de la Terre et de l'Univers



Mémoire de Master Professionnel
Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers
Option : Géologie
Spécialité : Géologie pétrolier.
Thème

Caractérisation pétrophysique du champ d'In Akamil (Bassin d'Illizi)

Présenté au Conseil Scientifique des Sciences de la Terre et de
l'Univers
en vue de l'obtention du diplôme de Master Science

Degha Yahia Hassen
Goudjil Mohamed Chrif
Adila Imad Eddine

Soutenu publiquement le 09/06/2026
Membres du jury :

Président : Remita Abderaouf	MCB Univ. Ouargla
Encadreur : Melouah oualid	Professeur Univ. Ouargla
Co-encadreur : Harrouchi Lakhder	MCA Univ. Ouargla
Examineur : Remita Abdelatif	MAA Univ. Ouargla

Année universitaire : 2025 / 2026

TABLE DES MATIÈRES

<i>INTITULÉ</i>	<i>P.</i>
REMERCIEMENTS	IV
RESUME	V
ABSTRACT	VI/VII
LISTE DES FIGURES	VIII
LISTE DES TABLEAUX	IX
Premier chapitre : CADRE GENERAL	10
I. INTRODUCTION	10
II. PROBLEMATIQUE	10
III. BUT DE L'ETUDE	11
IV. DATABASE ET METHODOLOGIE	11
<i>Méthodologie</i>	11
<i>Base de données (Database)</i>	12
V. PRESENTATION GENERALE DU BASSIN D'ILLIZI	13
<i>A. Contexte géographique</i>	13
<i>B. Contexte géologique</i>	13
<i>1. Aperçu structural sur le bassin d'étude</i>	13
<i>2. Aperçu lithostratigraphique sur le bassin d'étude</i>	15
<i>2.1. Le Paléozoïque</i>	16
<i>2.2. Le Mésozoïque</i>	17
<i>2.3. Le Cénozoïque</i>	17
VI. PRESENTATION DU CHAMP D'IN AKAMIL	19
<i>A. Limites du champ</i>	19
<i>B. Stratigraphie du champ</i>	20
VII. RAPPEL SUR LE SYSTEME PETROLIER DU CHAMP D'IN AKAMIL	22
Deuxième chapitre : CORRELATIONS ENTRE LES PUIITS & CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES	24
I. INTRODUCTION	24

II. CORRELATIONS ENTRE LES PUIITS	24
A. Transect A/A' : NNE-SSW	25
B. Transect B/B' : N-S	27
C. Transect C/C' : NNW-SSE	30
D. Transect D/D' : NNW-SSE	31
III. CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES	33
A. Cartes en isopaques	34
1. Réservoir M1 (F6)	34
2. Réservoir M2 (F6)	35
B. Cartes en isobathes	36
1. Réservoir M1 (F6)	36
2. Réservoir M2 (F6)	37
IV. CONCLUSION	38
Troisième chapitre : RESULTATS ET INTERPRETATION PETROPHYSIQUE	39
I. INTRODUCTION	39
II. METHODOLOGIE	39
III. RESULTATS ET INTERPRETATION	41
A. Réservoir M1 (F6)	41
1. Carte en iso-perméabilité	41
2. Carte en iso-porosité	42
3. Carte en iso-argilosité	43
B. Réservoir M2 (F6)	44
1. Carte en iso-perméabilité	44
2. Carte en iso-porosité	45
3. Carte en iso-argilosité	46
IV. CONCLUSION	47
CONCLUSION GENERALE	49
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	50

REMERCIEMENTS

Avant tout, nous remercions le bon Dieu le Tout-Puissant de nous avoir accordé la force, la volonté et le courage de mener à bien ce modeste travail, et de nous avoir guidés dans le choix de ce sujet.

Nous exprimons notre profonde gratitude à nos parents, qui ont veillé sur nous nuit et jour et nous ont soutenus tout au long de notre parcours universitaire jusqu'à l'obtention de ce diplôme. Que Dieu les garde et les récompense.

Nous tenons à adresser nos remerciements les plus sincères et les plus chaleureux à notre encadreur, **Monsieur le Docteur Melouah Oualid**, à qui nous devons énormément. Sa disponibilité sans faille, sa patience exceptionnelle et ses conseils judicieux nous ont été d'un apport inestimable tout au long de la réalisation de ce travail. Son encadrement rigoureux, sa générosité dans le partage de son savoir et son soutien constant ont largement contribué à l'aboutissement de ce mémoire. Qu'il trouve ici l'expression de notre profonde reconnaissance et de notre respect le plus sincère.

Nous remercions également les membres honorables du jury qui ont accepté d'évaluer et d'examiner ce mémoire. Nous leur témoignons tout notre respect et notre considération.

Enfin, nous adressons notre reconnaissance à l'ensemble des enseignants qui ont contribué à notre formation tout au long de notre cursus universitaire.

RÉSUMÉ

Cette étude porte sur la caractérisation pétrophysique des réservoirs M1 et M2 de la formation F6 (Silurien supérieur) du champ d'In Akamil, situé dans le périmètre de Tinrhert au sein du Bassin d'Illizi (Algérie). L'analyse s'appuie sur les données diagraphiques (Gamma-Ray et Sonic) de seize (16) puits, traitées à l'aide des logiciels TECHLOG et SURFER.

Dans un **premier temps**, des corrélations stratigraphiques et structurales ont été établies selon quatre transects, mettant en évidence des variations d'épaisseurs importantes contrôlées par la tectonique locale. Le champ est ainsi organisé en quatre blocs structuraux distincts, séparés par des failles de directions N-S et NNW-SSE. Les cartes en isopaques et en isobathes ont confirmé cette organisation et révélé un comportement antagoniste entre M1 et M2.

Dans un **second temps**, la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques (perméabilité, porosité et volume d'argile) a été cartographiée. Le réservoir M1 présente ses meilleures qualités dans le bloc central (puits IKNO7 et IKNO8), producteur de gaz, tandis que le réservoir M2 enregistre ses meilleures caractéristiques dans le bloc Nord (puits IKN1, IKN4 et IKNZ1), producteur d'huile. Une relation négative entre l'argilosité et la qualité réservoir est clairement établie dans les deux unités.

Mots-clés : Bassin d'Illizi, In Akamil, Silurien supérieur, réservoir F6, pétrophysique, diagraphie, corrélation, isopaques, isobathes.

ABSTRACT

This study focuses on the petrophysical characterization of the M1 and M2 reservoirs of the F6 formation (Upper Silurian) in the In Akamil field, located in the Tinrhert perimeter within the Illizi Basin (Algeria). The analysis is based on well-log data (Gamma-Ray and Sonic) from sixteen (16) wells, processed using TECHLOG and SURFER software.

First, stratigraphic and structural correlations were established along four transects, highlighting significant thickness variations controlled by local tectonics. The field is organized into four distinct structural blocks, separated by N-S and NNW-SSE faults. Isopach and isobath maps confirmed this organization and revealed an antagonistic behavior between M1 and M2.

Second, the spatial distribution of petrophysical parameters (permeability, porosity, and clay volume) was mapped. Reservoir M1 shows its best qualities in the central block (wells IKNO7 and IKNO8), a gas producer, while reservoir M2 records its best characteristics in the North block (wells IKN1, IKN4, and IKNZ1), an oil producer. A negative relationship between clay content and reservoir quality is clearly established in both units.

Keywords: Illizi Basin, In Akamil, Upper Silurian, F6 reservoir, petrophysics, well logging, correlation, isopach, isobath.

ملخص

تتناول هذه الدراسة التوصيف البتروفيزيائي للخرانين M1 و M2 التابعين لتكوين F6 السيلوري العلوي (في حقل إن أكامل، الواقع ضمن محيط تترهت في حوض إيزي) الجزائر. (يستند التحليل إلى بيانات القياسات البئرية) أشعة غاما والصوتية (لستة عشر (16) بئراً، تمت معالجتها باستخدام برنامجي SURFER و TECHLOG.

في المرحلة الأولى، أنجزت ترابطات طباقية وبنوية عبر أربعة مقاطع عرضية، كشفت عن تباينات ملحوظة في سُمك الطبقات يتحكم فيها النشاط التكتوني المحلي. يتنظم الحقل في أربعة كتل بنوية متميزة تفصل بينها صدوع ذات اتجاهات N-S و NNW-SSE. وقد أكدت خرائط المتساويات وخرائط العمق هذا التنظيم، وكشفت عن سلوك متعاكس بين الخزانين M1 و M2.

في المرحلة الثانية، تم رسم خرائط التوزيع المكاني للمعاملات البتروفيزيائية (النفاذية، المسامية، وحجم الطين). (يُظهر الخزان M1 أفضل خصائصه في الكتلة المركزية) الآبار KNO7 و (KNO8) المنتجة للغاز، في حين يُسجل الخزان M2 أحسن مميزاته في الكتلة الشمالية) الآبار KN1 و KN4 و (KNZ1) المنتجة للنفط. وقد تم إثبات علاقة عكسية واضحة بين نسبة الطين وجودة الخزان في كلتا الودعتين.

الكلمات المفتاحية: حوض إيزي، إن أكامل، السيلوري العلوي، خزان F6، بتروفيزياء، قياسات بئرية، ترابط، متساويات السُمك، متساويات العمق.

LISTE DES FIGURES

<i>N°</i>	<i>Intitulé de la figure</i>	<i>Page</i>
<i>Fig. 01</i>	<i>Interface du logiciel Techlog</i>	<i>12</i>
<i>Fig. 02</i>	<i>Interface du logiciel Surfer</i>	<i>12</i>
<i>Fig. 03</i>	<i>Situation géographique du bassin d'Illizi (Sonatrach, Division Production)</i>	<i>13</i>
<i>Fig. 04</i>	<i>Carte de localisation et schéma structural en profondeur du champ d'In Akamil</i>	<i>14</i>
<i>Fig. 05</i>	<i>Coupe géologique sud/nord du bassin d'Illizi (S. Galeazzi & al. 2010)</i>	<i>15</i>
<i>Fig. 06</i>	<i>La série lithostratigraphique type du bassin d'Illizi (d'après Sonatrach, 2006)</i>	<i>18</i>
<i>Fig. 07</i>	<i>Limites du champ d'étude</i>	<i>19</i>
<i>Fig. 08</i>	<i>Positionnement des puits du champ d'In Akamil (Sonatrach – DP.Sth)</i>	<i>20</i>
<i>Fig. 09</i>	<i>Colonne lithostratigraphique synthétique et situation géographique du champ d'In Akamil</i>	<i>21</i>
<i>Fig. 10</i>	<i>Stratigraphie, lithologie et description des formations géologiques (WEC 1995)</i>	<i>22</i>
<i>Fig. 11</i>	<i>Le système pétrolier du champ d'In Akamil</i>	<i>23</i>
<i>Fig. 12</i>	<i>Carte montrant les puits de la zone d'étude ainsi que les puits utilisés dans cette étude</i>	<i>25</i>
<i>Fig. 13</i>	<i>Corrélation entre les différents puits selon le transect A/A'</i>	<i>27</i>
<i>Fig. 14</i>	<i>Corrélation entre les différents puits selon le transect B/B'</i>	<i>29</i>
<i>Fig. 15</i>	<i>Corrélation entre les différents puits selon le transect C/C'</i>	<i>31</i>
<i>Fig. 16</i>	<i>Corrélation entre les différents puits selon le transect D/D'</i>	<i>33</i>
<i>Fig. 17</i>	<i>Carte en isopaque du réservoir M1 (F6)</i>	<i>34</i>
<i>Fig. 18</i>	<i>Carte en isopaque du réservoir M2 (F6)</i>	<i>35</i>
<i>Fig. 19</i>	<i>Carte en isobathe du réservoir M1 (F6)</i>	<i>36</i>
<i>Fig. 20</i>	<i>Carte en isobathe du réservoir M2 (F6)</i>	<i>37</i>
<i>Fig. 21</i>	<i>Carte en iso-perméabilité du réservoir M1 (F6)</i>	<i>42</i>
<i>Fig. 22</i>	<i>Carte en iso-porosité du réservoir M1 (F6)</i>	<i>43</i>
<i>Fig. 23</i>	<i>Carte en iso-argilosité du réservoir M1 (F6)</i>	<i>44</i>
<i>Fig. 24</i>	<i>Carte en iso-perméabilité du réservoir M2 (F6)</i>	<i>45</i>
<i>Fig. 25</i>	<i>Carte en iso-porosité du réservoir M2 (F6)</i>	<i>46</i>
<i>Fig. 26</i>	<i>Carte en iso-argilosité du réservoir M2 (F6)</i>	<i>47</i>

LISTE DES TABLEAUX

<i>N°</i>	<i>Intitulé du tableau</i>	<i>Page</i>
<i>Tabl. 1</i>	<i>Principaux événements tectoniques affectant le bassin d'Illizi (d'après Aliev et al., 1971 ; Boudjema, 1987)</i>	<i>14</i>
<i>Tabl. 2</i>	<i>Le système pétrolier du champ d'In Akamil</i>	<i>16</i>
<i>Tabl. 3</i>	<i>Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect A/A'</i>	<i>26</i>
<i>Tabl. 4</i>	<i>Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect B/B'</i>	<i>28</i>
<i>Tabl. 5</i>	<i>Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect C/C'</i>	<i>30</i>
<i>Tabl. 6</i>	<i>Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect D/D'</i>	<i>32</i>
<i>Tabl. 7</i>	<i>Valeurs des paramètres pétrophysiques calculées pour le réservoir M1 (F6)</i>	<i>40</i>
<i>Tabl. 8</i>	<i>Valeurs des paramètres pétrophysiques calculées pour le réservoir M2 (F6)</i>	<i>41</i>

Premier chapitre : CADRE GENERAL

I. Introduction:

Le bassin d'Illizi, situé dans le Sahara algérien, se distingue par sa vaste superficie et sa haute performance en matière de production d'hydrocarbures, étant considéré comme l'un des bassins sédimentaires pétroliers les plus importants du pays. Les premiers travaux d'exploration y ont été menés en 1956 au niveau du champ d'Edjeleh. Ce bassin est l'un des plus prolifiques en pétrole et en gaz, abritant des champs stratégiques majeurs tels que Zarzaitine, Ohanet, Alrar et Tinrhert.

Le bassin se caractérise par une épaisse couverture sédimentaire appartenant au Paléozoïque. Cette séquence est séparée des formations plus récentes (le Mésozoïque) par la discordance hercynienne, un événement structural ayant entraîné l'érosion et le remaniement des couches, offrant ainsi des conditions idéales pour la migration et le piégeage du pétrole.

Dans ce contexte, le champ d'In Akamil, situé dans le périmètre de Tinrhert, émerge comme l'axe principal de notre étude en raison de la complexité de ses formations géologiques et de la forte hétérogénéité de ses couches. Cette complexité, ajoutée à l'importance stratégique du bassin d'Illizi en tant que l'un des pôles pétroliers majeurs en Algérie, impose une évaluation précise des propriétés des réservoirs afin d'optimiser l'exploitation de ces hydrocarbures et souligne la nécessité impérieuse d'y élargir les activités d'exploration. Étant donné que les caractéristiques pétrophysiques sont fondamentales pour définir la capacité et l'efficacité des roches à emmagasiner et à transmettre les fluides, notre travail s'inscrit dans cette perspective en proposant l'analyse approfondie des unités (M1) et (M2) du réservoir (F6) (Silurien supérieur), et ce, à travers l'intégration des données géologiques et l'interprétation des diagraphies de puits, pour aboutir à une évaluation quantitative rigoureuse.

C'est dans cette optique que le champ d'In Akamil a été sélectionné comme une zone prometteuse pour comprendre l'évolution spatio-temporelle du réservoir F6, et que se pose la problématique centrale de cette étude, laquelle s'articule autour du traitement et de l'interprétation des données diagraphiques et pétrophysiques disponibles afin de caractériser au mieux ce réservoir. C'est à la lumière de cette problématique que s'est dégagé le but de la présente étude, dont les objectifs seront détaillés ci-après.

II. Problématique:

La problématique de cette étude s'articule autour de l'importance stratégique du bassin d'Illizi en tant que l'un des pôles pétroliers les plus importants en Algérie, et de la nécessité impérieuse d'y élargir les activités d'exploration. Dans ce cadre, le champ d'In Akamil a été sélectionné comme une zone prometteuse pour comprendre l'évolution spatio-temporelle du réservoir (F6), plus précisément les unités (M1) et (M2) datant du Silurien supérieur. L'intérêt majeur de cette étude réside dans le traitement et la conversion des données diagaphiques (Gamma-Ray et Sonic) de 16 puits en un modèle géologique intégré. Ce modèle permet de définir les faciès lithologiques et de mettre en évidence l'impact de la structure géologique et des failles sur la variation des épaisseurs des couches ainsi que sur la qualité du réservoir.

De plus, ce travail vise à distinguer précisément les zones productrices de pétrole de celles productrices de gaz à travers l'évaluation quantitative des paramètres pétrophysiques fondamentaux, tels que la porosité, la perméabilité et le volume d'argile, contribuant ainsi à optimiser les futurs plans d'exploration et à améliorer l'efficacité de la récupération des hydrocarbures dans le champ.

III. BUT DE L'ÉTUDE:

En nous appuyant sur les données diagaphiques et pétrophysiques de seize (16) puits sélectionnés du champ d'In Akamil (Bassin d'Illizi), ce travail vise à étudier le réservoir F6, représenté ici par les unités productrices de gaz et d'huile (M1 et M2). Pour ce faire, les objectifs principaux de cette étude se déclinent comme suit :

- Identifier les faciès lithologiques des unités M1 et M2 du réservoir F6, en se basant sur l'interprétation quantitative et qualitative des signaux diagaphiques du Gamma-Ray et du Sonic.
- Suivre les variations d'épaisseurs du réservoir à travers l'établissement de corrélations stratigraphiques et structurales entre les différents puits considérés.
- Élaborer des cartes en isopaques et en isobathes afin, d'une part, de confirmer la répartition spatiale des épaisseurs et, d'autre part, de mettre en évidence la relation entre les variations enregistrées et la structure géologique (notamment le contrôle structural) du bloc exploité.
- Quantifier les paramètres pétrophysiques fondamentaux (porosité, perméabilité et volume d'argile) du réservoir F6 (unités M1 et M2) dans le but d'évaluer précisément le potentiel pétrolier et la capacité de stockage de chaque puits.

Méthodologie:

Pour le traitement des données, deux logiciels principaux ont été utilisés : **TECHLOG**, dédié à l'interprétation des diagraphies et à la réalisation des corrélations entre les puits, et **SURFER**, employé pour l'élaboration des différentes cartes géologiques et pétro physiques.

Nous citerons les cartes en iso pâques et en isobathes et les cartes pour évaluer la répartition spatiale des paramètres pétro physiques (perméabilité, porosité et argilo site).

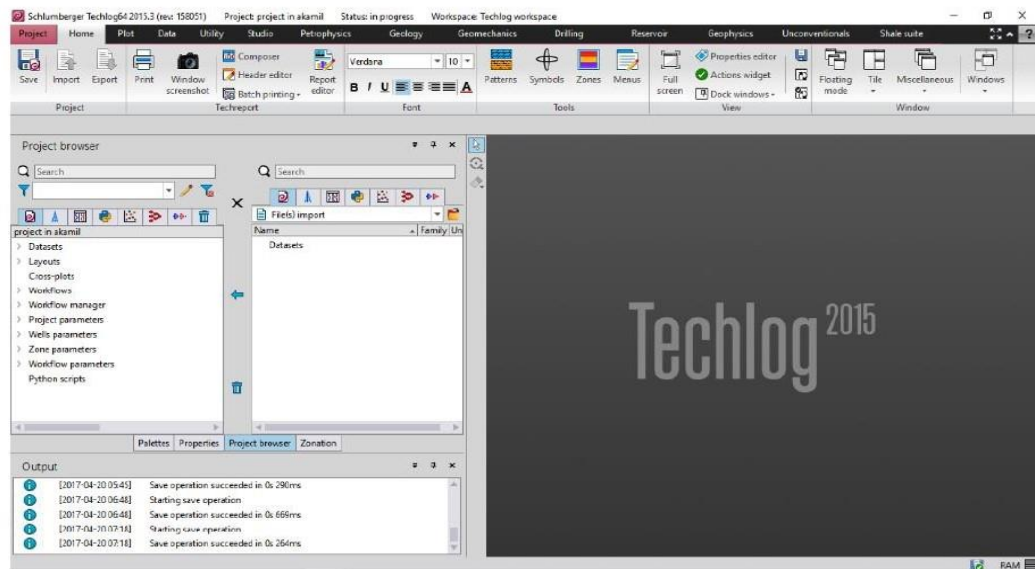


Figure 01: Interface du logiciel Techlog.

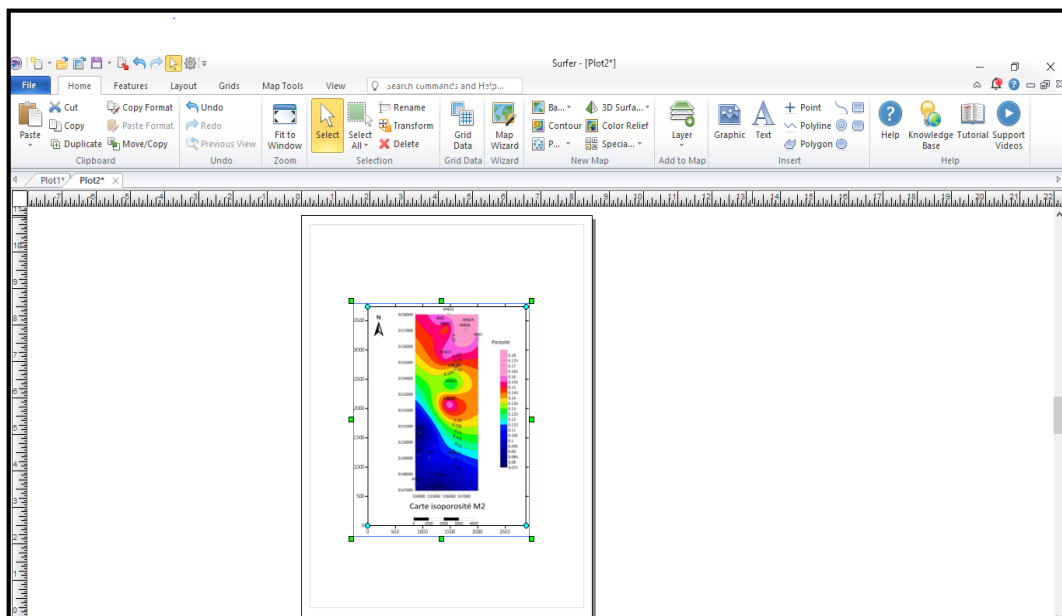


Figure 02 : Interface du logiciel Surfer.

IV. DATABASE ET METHODOLOGIE:

Base de données (Database):

L'étude s'appuie sur une base de données numérique exhaustive fournie par la division Engineering et Production de **SONATRACH (STAH)**. Cette base comprend les données de **16 puits** pétroliers répartis sur l'ensemble du champ. Ces informations sont stockées sous des formats numériques standards, principalement des fichiers **LAS** (Log ASCII Standard) contenant les enregistrements diagaphiques, ainsi que des fichiers **Excel** regroupant les rapports techniques et les données statistiques complémentaires. Cette base de données constitue le pilier fondamental de toutes les opérations de calcul et des analyses pétro physiques ultérieures.

IV. Présentation générale du bassin d' Illizi :

A. Contexte géographique:

Le bassin d' Illizi est situé dans la partie sud-orientale du Sahara algérien, s'étendant approximativement entre les longitudes 6° et 10° Est et les latitudes 26°30' et 29°45' Nord. Sa superficie est estimée entre 100 000 km² et 108 000 km². Ce bassin est limité au sud par le massif du Hoggar et se prolonge vers l'est jusqu'au territoire libyen. En tant qu'une des principales provinces pétro-gazières d'Algérie, l'exploration y a débuté en 1956 avec la découverte du gisement d'Edjeleh, suivie par celle de nombreux champs majeurs tels que Zarzaïtine, Alrar, Ohanet et Stah.

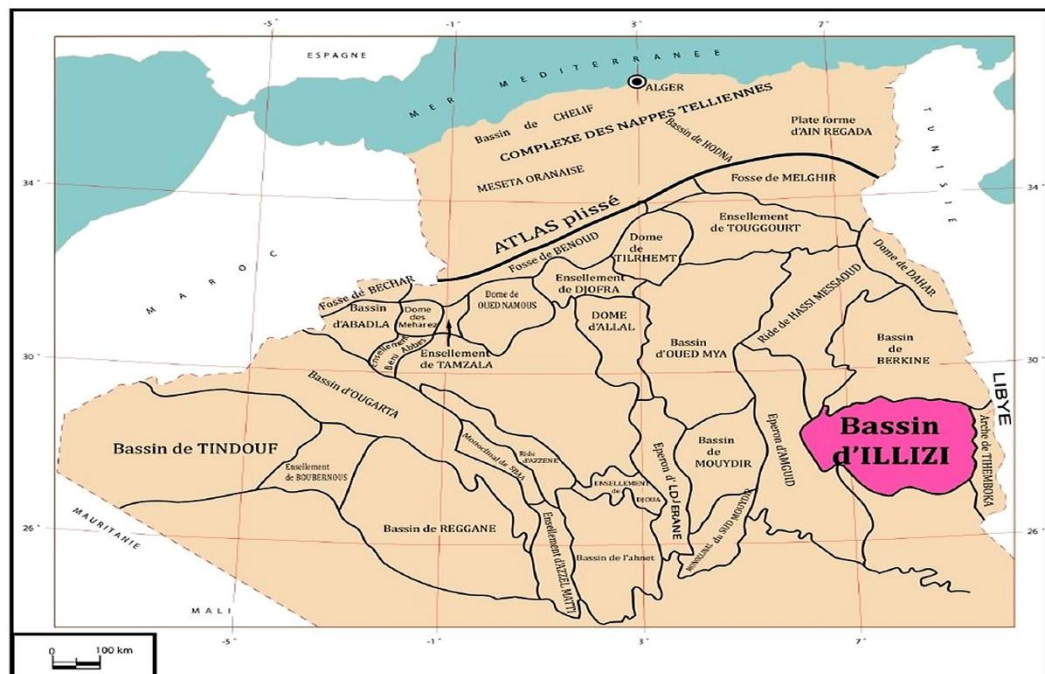


Figure 03 : Situation géographique du bassin d' Illizi (Sonatrach, Division Production)

B. Contexte géologique:

1. Aperçu structural sur le bassin d'étude:

D'un point de vue structural, le bassin d'Illizi appartient à la plateforme saharienne stable, reposant sur un socle précambrien. La structuration du bassin s'est principalement mise en place durant le Paléozoïque, favorisant la formation de plusieurs sous-bassins séparés par des zones structurales hautes. L'évolution tectonique a été marquée par l'orogénèse hercynienne, qui a structuré le bassin en grands anticlinaux et a provoqué une érosion majeure connue sous le nom de "Discordance Hercynienne".

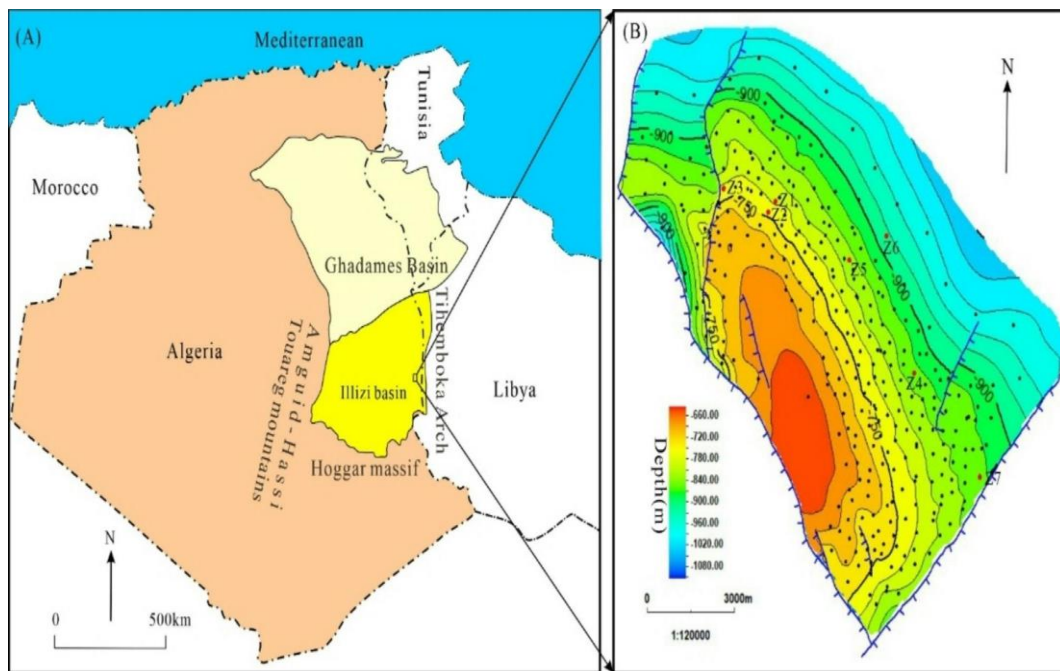


Figure 04 : Carte de localisation et schéma structural en profondeur du champ d'In Akamil.

Tabl. 1 : Principaux événements tectoniques affectant le bassin d'Illizi

(d'après Aliev et al., 1971 ; Boudjema, 1987).

Période	Phase tectonique	Effet
Tertiaire (Éocène-Oligocène)	Pyrénéenne	/
Crétacé inférieur (Aptien)	Autrichienne	/
Carbonifère-Permien	Hercynienne	• Érosion sur les axes NE-SW • Érosion sur l'axe Talemzane-Berresoff • Absence de dépôt du Tournaisien inférieur sur Edjeleh
Dévonien supérieur	Frasnienne	• Phase distensive • Érosion profonde au niveau du môle d'Ahara
Dévonien	Calédonienne	• Phase compressive

Période	Phase tectonique	Effet
inférieur		• Érosion majeure
Ordovicien supérieur	Taconique	• Phase distensive • Érosion accompagnée par des glaciations
Précambrien terminal-Cambrien inférieur	Pan-africaine	• Naissance de la chaîne pan-africaine

2. Aperçu lithostratigraphique sur le bassin d'étude:

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophyllienne set volcanique.

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

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

Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires. La série stratigraphique type du bassin d'Illizi épaisse de plus de 3000 m est la suivante :

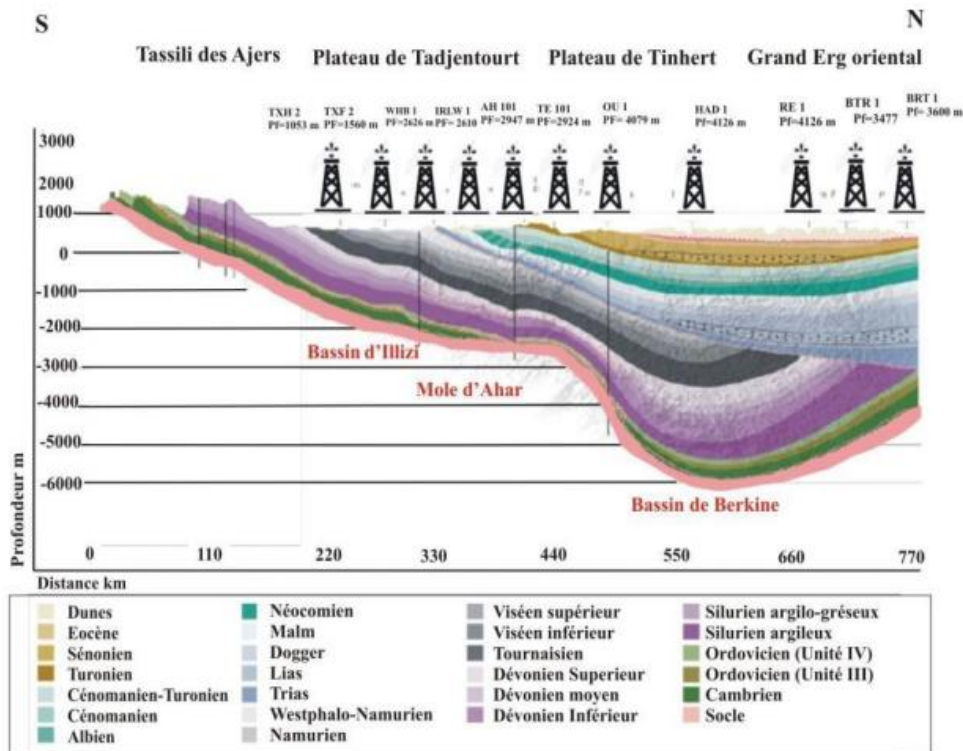


Figure 05 : Coupe géologique sud/nord du bassin d'Illizi (S.Galeazzi & al. 2010)

Cambrien:

Le Cambrien est une période de l'histoire de la Terre. Dans cette région, on trouve principalement des couches de roches formées de sable et de gravier.

- L'unité I: appelée conglomérats d'EI Moungar, est assez épaisse (environ 300m) et est principalement constituée de gros grains de sable mélangés à des cailloux. Elle représente les dernières traces de roches provenant de montagnes anciennes.
- L'unité II: a une épaisseur d'environ 200 à 300 m. On y trouve des couches de sable moyennes à grossières, souvent inclinées, avec quelques gros cailloux et des galets de quartz. Vers le haut de cette unité, le sable devient plus fin et contient parfois de la silice, avec des couches minces d'argile. Ces couches montrent des signes d'activité biologique ancienne. On estime que ces roches datent du Cambrien.

Ordovicien:

Dans cette région, l'Ordovicien est divisé en quatre parties :

- L'unité III-1: est variable en épaisseur et datant du Trémadoc. Elle est

composée d'alternance de sable fin incliné et de cailloux d'argile avec parfois des couches de limon. On y trouve aussi des traces d'activité biologique ancienne.

- L'unité III-2: est principalement faite de sable fin à grossier avec beaucoup de silice. Dans un environnement marin peu profond, ce sable peut se transformer en roche très dure.

- L'unité III-3: varie en épaisseur de 40 à 200 m. Elle est constituée de sable contenant du mica et de l'argile ou de la silice. On y trouve parfois des traces de tunnels d'organismes anciens.

- L'unité IV: d'une épaisseur moyenne de 100 à 300 m, est composée de sable et d'argile déposés par des glaciers anciens. Elle repose sur l'unité III-3 en discordance.

Silurien:

Le Silurien est composé de plusieurs couches de roches :

- La formation de l'Oued Imirhou est principalement faite d'argile contenant des fossiles. Elle mesure environ 300 m d'épaisseur.

- La zone de Passage, d'une épaisseur d'environ 100 m, est constituée de couches alternées de sable, d'argile et de limon inclinées.

- La barre Inférieure est une couche de sable incliné d'environ 30 m d'épaisseur.

- Le talus à Tigillites est une couche de sable argileux alternant avec de l'argile silteuse et des terriers, d'une épaisseur de 40 à 50 m.

Dévonien :

Le Dévonien est divisé en plusieurs parties:

- La Barre Moyenne est faite de sable fin à grossier incliné sur environ 50 m.

- Les Trottoirs sont constitués d'alternance de sable et d'argile, indiquant un environnement fluvio-estuarien.

- La Barre Supérieure est principalement faite de sable et d'une épaisseur de 80 à 100 m

Carbonifère :

Le Carbonifère est une série de roches argileuses et sableuses avec des roches calcaires et des sédiments continentaux. Cela inclut différentes formations telles que le Tournaisien, le Viséen, le Westphalien et la série de Tiguentourine.

Trias, Jurassique, Malm :

Le Trias est caractérisé par des alternances de sable argileux et d'argile, surmontées de roches carbonatées. Le Jurassique est principalement constitué d'argile sableuse avec du sable et du calcaire dolomitique. Le Malm est une transition vers le Crétacé, avec des sables, des grès et des argiles.

Barrémien, Albien :

Le Barrémien est composé de sable, de sable argileux et d'argile, d'une épaisseur d'environ 300 m. L'Albien est principalement sableux et argilo-sableux, avec des épaisseurs variant selon les régions.

Cénomanién, Turonien, Sénonien :

Le Cénomanién est caractérisé par des dépôts marins d'argile et de gypse. Le Turonien est majoritairement calcaire, tandis que le Sénonien est constitué de calcaire, de dolomite et de sédiments argileux, avec parfois du sel gemme.

Eocène :

L'Eocène est constitué principalement de calcaires dolomitiques d'une épaisseur de 50 à 100 m

Mio-Pliocène :

Le Mio-Pliocène est reconnu dans le nord-ouest de la wilaya (Région de Rhourd Nouss) par des forages pétroliers et hydrauliques. Il se présente en un ensemble détritique composé par sables siliceux et des passages d'argiles et de grès. Il s'amincit vers le sud et disparaît sur le plateau de Tinhert. Le Complexe Terminal regroupe le Turonien, le Sénonien, l'Eocène et le Mio-Pliocène.

Ces couches de roches et de sédiments forment une histoire géologique complexe de la région, reflétant les changements environnementaux à travers les âges.

Ces couches de roches et de sédiments forment une histoire géologique complexe de la région, reflétant les changements environnementaux à travers les âges.

AGE			LOG	DESCRIPTION
EOCENE				Grès-argileux
MESOZOIQUE	CRETACE	Supérieur		Carbonates Argiles gypseuses
		Inférieur		Calcaires dolomitiques
	JURASSIQUE	Supérieur		Grès-argileux
		Moyen		Argiles dolomitiques
		Inférieur		Argiles anhydritique Grès-argileux
	TRIAS			Grès-argileux
	PALEOZOIQUE	CARBONIFERE	Supérieur	
Inférieur				Grès-argileux Argiles
DEVONIEN		Supérieur		Grès-argileux Argiles
		Moyen		Grès-argileux
		Inférieur		Argiles
SILURIEN		Supérieur		Grès-argileux Argiles
		Inférieur		Grès-argileux Argiles
CAMBRO-ORDOVICIEN		Supérieur		Grès
		Inférieur		Argiles gréseuses Quartzites
SOCLE PRECAMBRIEN				Roches cristallines et métamorphiques

Figure 06 : La série litho stratigraphique type du bassin d'Illizi. (d'après Sonatrach, 2006).

VI. Présentation du champ d'In Akamil:

A. Limites du champ:

Situé dans la partie centrale du plateau de Tinrhert, au Nord-Ouest d'Aïn Aménas, le champ d'In Akamil occupe une superficie de **463,92 km²**. Il est séparé en deux blocs par une falaise de rejet de **200 m.** : In Akamil Nord avec une superficie de **144,51 km²** et d'In Akamil avec une superficie de **319,41 km²**. Cette configuration structurale, mise en évidence par les données de terrain et la sismique, définit le cadre géographique de l'étude.

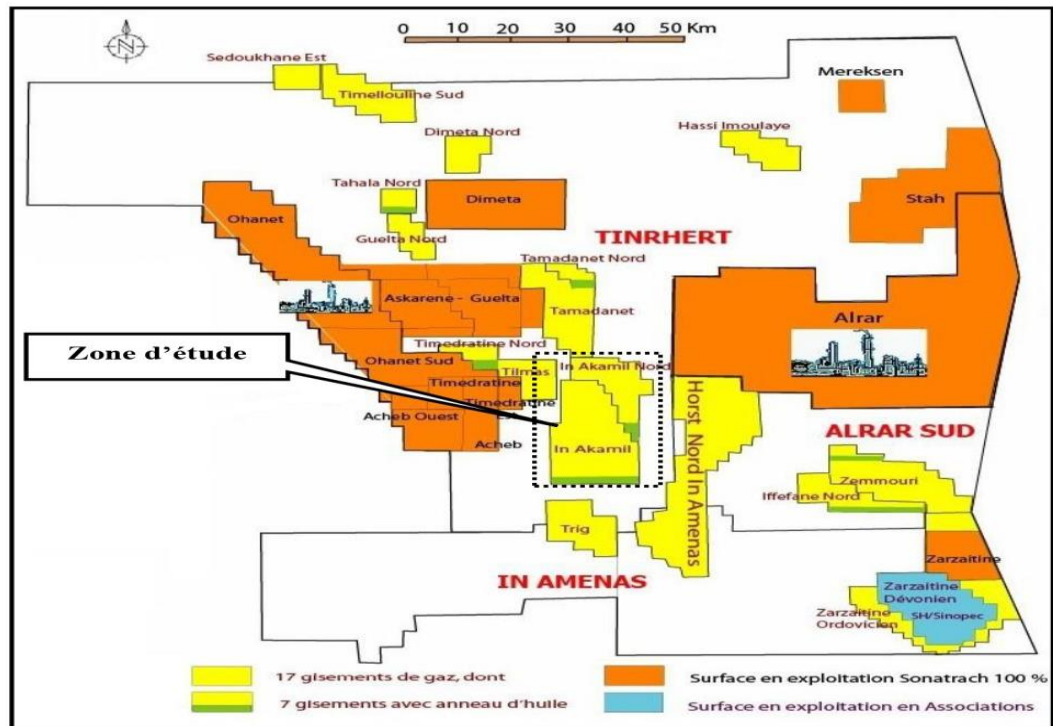


Figure 07 : Limites du champ d'étude.

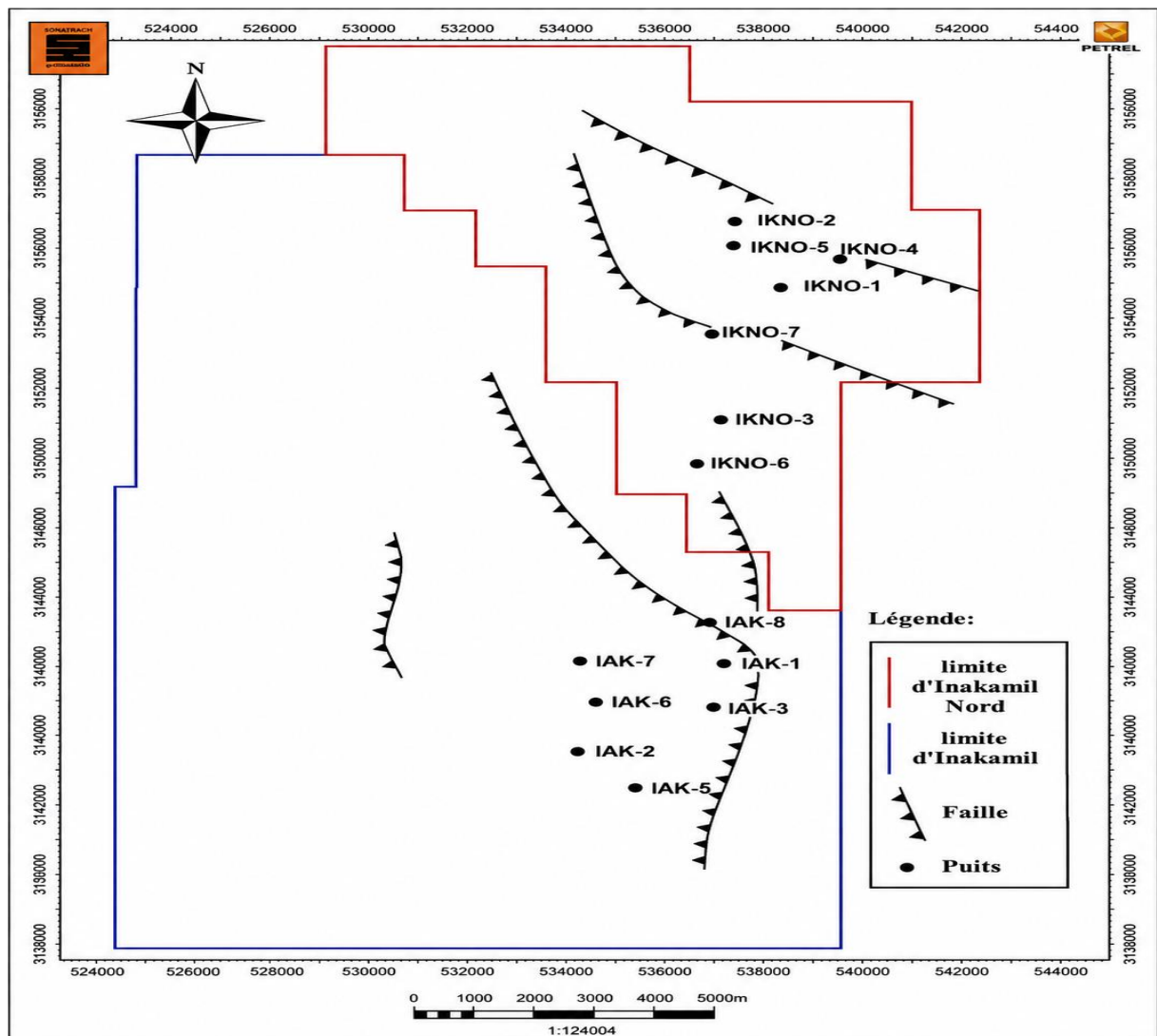


Figure 8: Positionnement des puits du champ d'In Akamil (Sonatrach –DP.Sth)

B. Stratigraphie du champ:

La succession lithostratigraphique de l'intervalle paléozoïque producteur dans le champ d'In Akamil se compose, de bas en haut, par plusieurs formations clés. Le **Silurien** comprend des argiles noires micacées à la base, surmontées par les unités **A** et **M** formées de grès argileux et de passées quartzitiques (M2). Le **Dévonien** est représenté par l'unité **C** (toit du réservoir **F6**), le réservoir **F4** (Emsien) constitué d'un complexe argilo-gréseux, et le réservoir **F2** (Strunien) formé de grès siliceux compacts. Enfin, le **Carbonifère** clôture cette série avec des dépôts de type **Tournaisien** et **Viséen**, caractérisés par des alternances d'argiles schisteuses, de marnes et de calcaires gréseux, suivis par la série de **Tiguentourine** à la base du Permien.

Stratigraphie			Lithologie	Description des roches	
JURASSIQUE	CRÉTACÉOUS	CÉNOMANIEN	ARGILES & GYPSE		Calcaire dolomitique. Argiles plastiques à forte présence de gypse
			IN AKAMIL		Argiles plastiques finement sableuse, intercalations dolomitiques
	SURÉRIEUR	ALBIEN		Sable et argile	
		APTIEN		Argile et passées de dolomie	
		BARRÉMIEN		Sable à passées d'argile	
		NÉOCOMIEN		Argiles et sable	
	MOYEN	MALM		Argiles et sable	
		DOGGER ARG		Argile, sable et grès	
		DOGGER LAGU		Argile, passées de grès et dolomie	
		INFÉRIEUR	LIAS	Argilo-Dolomitique	Argile, anhydrite, dolomie et grès
	Équi. Salifère		Argile, trace dolomie, passées gréseuses		
	Argileux		Argile, et passées de sable		
	Argilo-gréseux sup		Sable et argile		
TRIAS	TIGUENTOURINE			Argile, sableuse parfois dolomitique	
	WESTPHALIEN "F"			Calcaire, dolomie argileuse, argile	
	WESTPH.-NAMURIEN "E"			Marne, calcaire, anhydrite, argiles	
CARBONIFÈRE	NAMURIEN "D"			Aargile dolomitique, grès, calcaire	
	VISEEN "C"			Argile, grès fin, calcaire, pyrite, fossile	
	VISEEN "B"			Argile, grès fin, calcaire, pyrite	
	TOURNAISIEN "A"			Argile, grès fin, fossile, dolomie, pyrite	
DÉVONIEN	F2			Grès fin à grossier, argile, fissures	
	Série-argileuse-sup			Argile foncée, grès fin, calcaire, pyrite	
	Série-argileuse-inf			Argile foncée, grès fin, calcaire, pyrite	
	Réservoir F4 Sup			Alternance grès fin et argile foncée	
	Argiles			Argile foncée silteuse, grès clair	
SILURIEN	F6	unité C3+C2		Grès très fin et argiles indurées	
		Silurien-F6(A)		Grès fin à moyen et argile silteuse	
		unité M2		Grès à bitume, argile foncée, pyrite	
		unité M1		Grès clair, argile feuilletée, pyrite	
	SILURIEN ARGILEUX			Argile noire charbonneuse, grès silteuse	
ORDOVICIEN	UNITE IV-3			Grès gris -blanc passées d'argiles parfois microconglomératiques.	
	UNITE IV-2 Upper			Argiles noires, indurées, silteuse, micacée, inclusions de grains de quartz blanc	
	UNITE IV-2 Lower			Grès fin à grossier, parfois conglomératique, passées d'argiles	
	Unite IV-1			Argiles grises noires, indurées, silteuse, micacée, passées de grès blanc	
PRÉ-CAMBRIEN	SOCLE			Roches métamorphiques altérées, schistes, argiles schisteuses, grès verdâtres, à gris foncé brunâtre à éléments blancs, translucide et quartzeux	

Figure 09 : Colonne lithostratigraphique synthétique et situation géographique du champ d'InAkml.

Age		Lithologie	Description
Carbonifère	Tiguentourine		Argiles, calcaires et sables
	Westphalien F		Argiles à intercalations de sables à grains fins
	Westphalien et Namurien E		Calcaires, argiles, marnes et grès
	Namurien D		Argiles, grès et calcaires
	Viséen C		Argiles et grès
	Viséen B		Argiles, grès à grains fins et calcaires
	Tournaisien A		Argiles avec des intercalations des grès
Dévonien	Famennien		Argiles foncées et grès à grains fins
	F2		Grès argileux
	F3		Grès quartzites
	F4		Grès et argiles
	F6	C3	Grès et argiles
		C2	
		C1	
		A	
Silurien	F6	M2	Grès et argiles
		M1	

Figure 10 : Stratigraphie, lithologie et description des formations géologiques de la région d'étude
(WEC 1995)

VII. RAPPEL SUR LE SYSTEME PETROLIER DU CHAMP D'IN AKAMIL:

Le système pétrolier du champ d'In Akamil est défini par la combinaison de plusieurs éléments géologiques essentiels qui ont permis la genèse, la migration et l'accumulation des hydrocarbures :

- **La Roche Mère** : Les principaux hydrocarbures du champ proviennent de la roche mère du Silurien, représentée par les "Hot Shales" (argiles radioactives), qui possèdent un fort potentiel en matière organique.
- **Les Roches Réservoirs** : Les réservoirs productifs sont principalement localisés dans le Paléozoïque, notamment les grès du Dévonien inférieur (F6) et les grès du Strunien (F2), ainsi que les unités gréseuses du Silurien (M1 et M2).

- **La Roche Couverture :** L'étanchéité du système est assurée par d'importantes séries argileuses sus-jacentes aux réservoirs, telles que les argiles du Famennien qui scellent les réservoirs dévoniens.
- **Le Piégeage et Migration :** Le piégeage est essentiellement de type structural, lié à des structures anticlinales et des blocs basculés formés lors de l'orogénèse hercynienne. La migration des fluides s'est effectuée à travers les réseaux de failles connectant les roches mères profondes aux réservoirs.

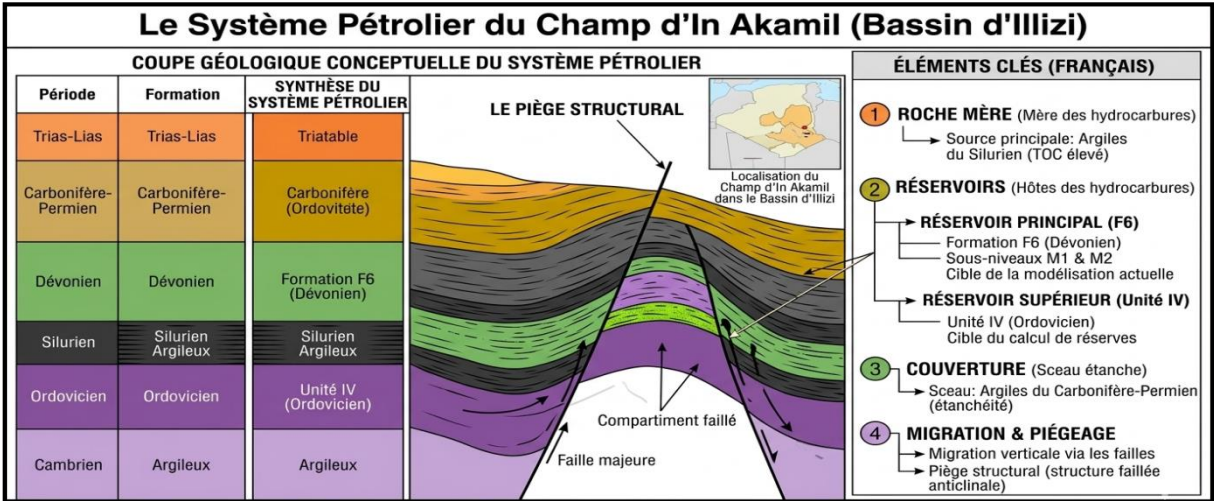


Figure 11 : Le système pétrolier du champ d'In Akamil.

Tabl. 2 : Le système pétrolier du champ d'In Akamil.

Roches mères	Argiles radioactives du Silurien inférieur
	Argiles intercalées dans la série du Dévonien inférieur-Silurien
Roches réservoirs	Grès du réservoir F2 (Strunien)
	Grès argileux du réservoir F3 (Dévonien moyen)
	Alternance argilo-gréseuse du Siégénien-Emsien (Dévonien inférieur) et les grès argileux du réservoir F4
	Grès massif du Gedinnien (Dévonien inférieur)
	Ensemble argilo-gréseux (unités M, A et B) du Silurien
	Grès et grès quartzitique de l'Ordovicien
Roches couvertes	-La couverture du réservoir de l'Ordovicien est assurée par des argiles du Silurien
	-La couverture du réservoir du Cambrien est assurée par des argiles de l'intra-Ordovicien
	-Le réservoir F2 est couvert par des argiles sus-jacentes (les argiles de Taouratine A)
Pièges	On distingue six types de piège : structural, stratigraphique, mixte, hydrodynamique, barrière de perméabilité et de diapirisme.

Deuxième chapitre : CORRELATIONS ENTRE LES PUITES & CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES.

I. INTRODUCTION:

Ce chapitre est consacré à l'étude des variations de puissance (épaisseurs) au sein des réservoirs **M1** et **M2** de la formation **F6**. Pour ce faire, après une phase rigoureuse de contrôle de qualité et d'épuration de notre base de données, nous avons sélectionné quatre (04) transects de corrélation s'appuyant sur les données de **seize (16) puits** représentatifs. Cette approche interconnectée vise à mettre en lumière l'étroite interaction entre la variabilité des épaisseurs, la répartition des faciès et la configuration structurale (tectonique) du bloc étudié au niveau du champ d'**In Akamil**. La modélisation géologique finale sera consolidée par l'élaboration de cartes en isopaques et en isobathes, réalisées à l'aide des logiciels professionnels **SURFER** et **TECHLOG**.

II. CORRÉLATIONS ENTRE LES PUITES :

Sur l'ensemble des seize (16) puits étudiés, tous ont été sélectionnés pour l'établissement des quatre (4) transects de corrélations. Il s'agit des transects : A/A' (avec 5 puits), B/B' (avec 5 puits), C/C' (avec 5 puits) et D/D' (avec 5 puits).

Notons que pour les deux transects septentrionaux (A/A') et (C/C'), nous avons pris des puits à gaz comme puits de référence (tels que IKNO3 et IKNO6). Pour le transect méridional (D/D'), la corrélation s'appuie sur des puits à huile de la famille IAK (tels que IAK2 et IAK4). La ligne isochrone des corrélations correspond à la limite supérieure (Top) du réservoir M2, ce qui permet de visualiser de manière optimale les variations d'épaisseurs à travers le champ d'**In Akamil**.

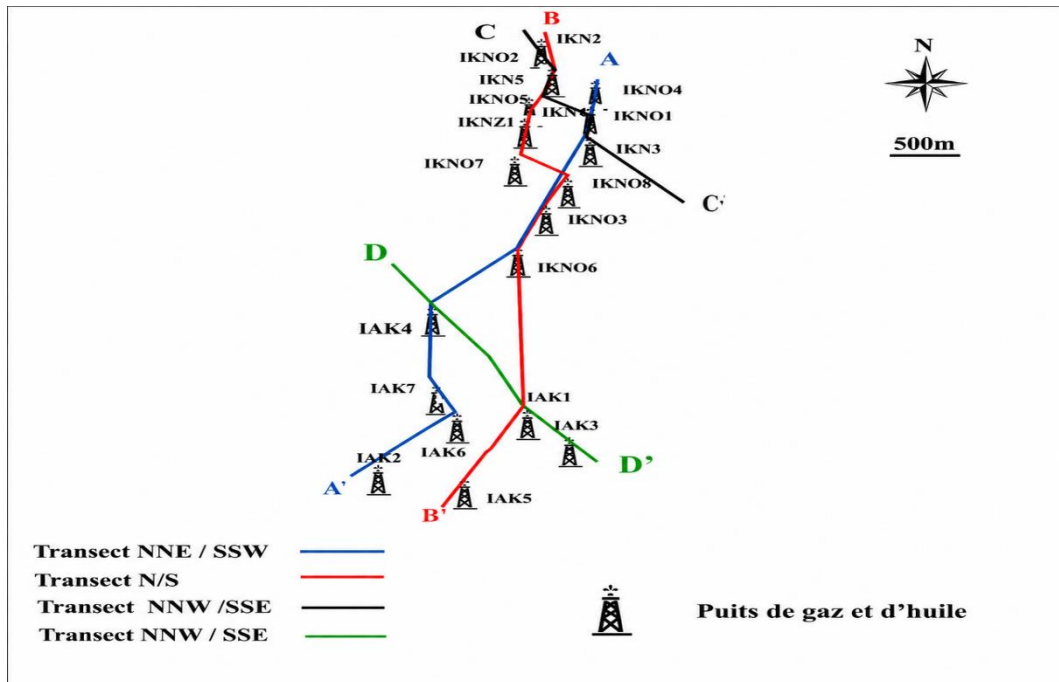


Figure 12 : Carte montrant les puits de la zone d'étude ainsi que les puits utilisés dans cette étude

A. Transect A/A' : NNE-SSW:

Ce profil montre l'évolution de deux réservoirs du Silurien (M1 et M2) à travers neuf (9) puits.

D'après les données, le premier réservoir M1 est le plus épais, avec des valeurs qui varient entre 61 m (épaisseur minimale au puits IKNO6) et 76 m (épaisseur maximale au puits IAK2). En revanche, le deuxième réservoir M2 est moins épais, ses valeurs se situent entre 23 m (au puits IAK2) et 38.5 m (au puits IKNO6).

La variation de ces épaisseurs le long du transect montre clairement l'existence d'un contrôle tectonique pendant le dépôt de la sédimentation. Cela veut dire que l'épaisseur change d'un puits à un autre. À titre d'illustration, en progressant vers l'extrémité SSW à partir du puits producteur de gaz IKNO6, on enregistre un contraste géométrique saisissant : une subsidence plus active favorisant l'épaississement du Réservoir M1 (qui passe de 61 à 80 m), conjuguée simultanément à une réduction drastique de l'espace disponible pour le Réservoir M2 (dont l'épaisseur chute de 46 à 23 m). Une évolution sédimentaire quasi-identique (symétrique) est également perceptible en se dirigeant vers le secteur NNE du réservoir .

Tabl. 3 : Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect A/A'.

<i>Puits</i>	<i>Limites</i>	<i>Réservoir M1</i>	<i>Réservoir M2</i>
<i>IKNO 4</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2407.085</i>	<i>2368.085</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2483.085</i>	<i>2406.585</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>76.000</i>	<i>38.500</i>
<i>IKNO 1</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2403.781</i>	<i>2365.781</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2480.781</i>	<i>2403.281</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>77.000</i>	<i>37.500</i>
<i>IKN 3</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2430.007</i>	<i>2387.007</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2505.507</i>	<i>2429.507</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>75.500</i>	<i>42.500</i>
<i>IKNO 3</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2283.784</i>	<i>2247.784</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2357.284</i>	<i>2283.284</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>73.500</i>	<i>35.500</i>
<i>IKNO 6</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2296.358</i>	<i>2249.858</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2357.358</i>	<i>2295.858</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>61.000</i>	<i>46.000</i>
<i>IAK 4</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2224.649</i>	<i>2184.149</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2291.649</i>	<i>2224.149</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>67.000</i>	<i>40.000</i>
<i>IAK 7</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2272.762</i>	<i>2235.262</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2345.262</i>	<i>2272.262</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>72.500</i>	<i>37.000</i>
<i>IAK 6</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2280.035</i>	<i>2240.535</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2345.535</i>	<i>2279.535</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>65.500</i>	<i>39.000</i>
<i>IAK 2</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2304.169</i>	<i>2280.169</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2384.169</i>	<i>2303.669</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>80.000</i>	<i>23.500</i>

Toit : profondeur du toit (m) | Mur : profondeur du mur (m) | Épaisseur : épaisseur totale (m)

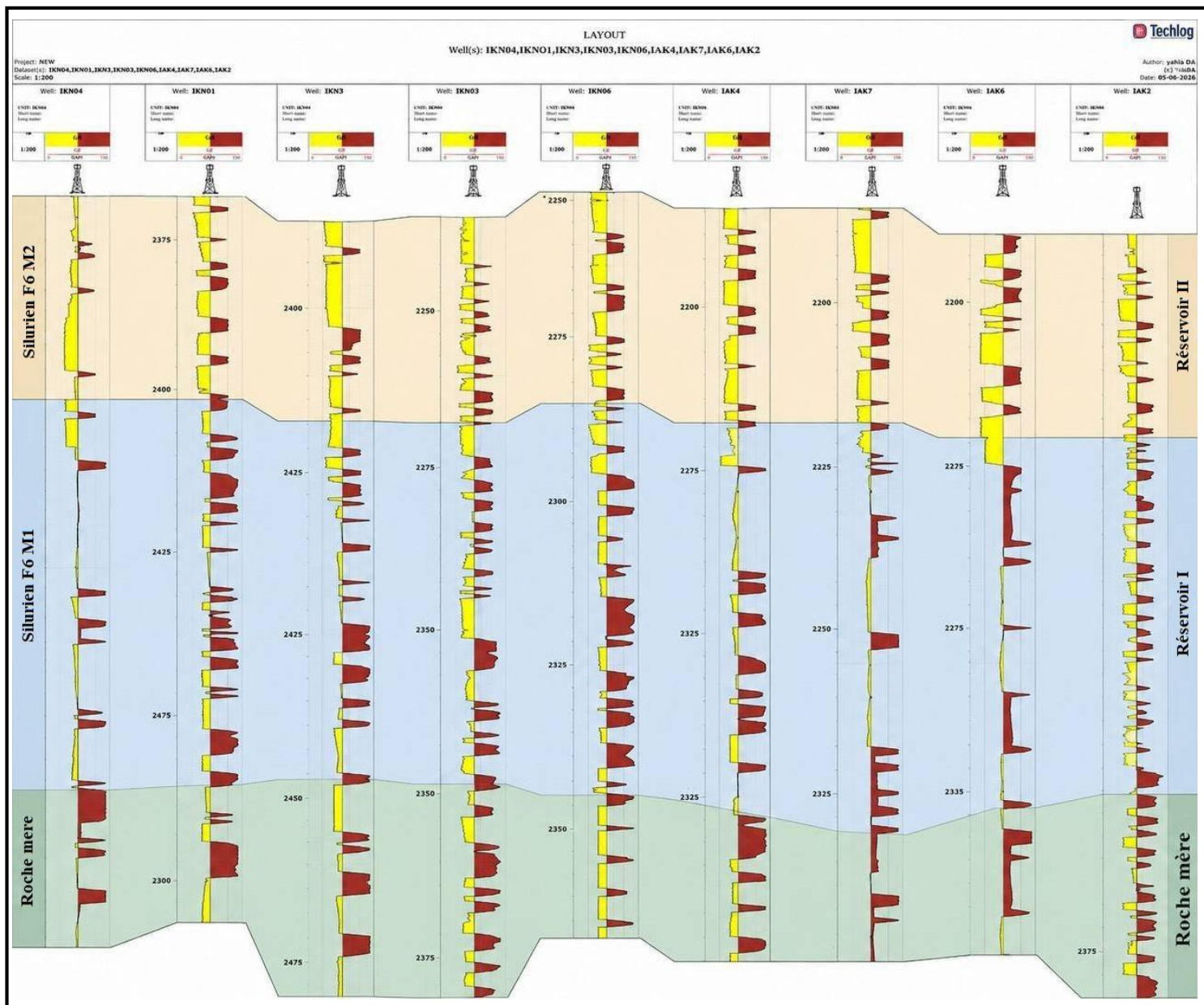


Figure 13 : Corrélation entre les différents puits selon le transect A/A'.

B. Transect B/B' : Orientation N-S:

Le tableau ci-dessus présente les variations des épaisseurs enregistrées dans les deux réservoirs M1 et M2 du réservoir F6 (Silurien supérieur), relevées dans dix (09) neuf sélectionnés selon le transect B/B' d'orientation N-S.

Pour le réservoir M1, les épaisseurs varient entre 53,5 m (IAK3) et 74,5 m (IKN05), ce qui témoigne d'un réservoir relativement épais à l'échelle du transect. On distingue un bloc Nord (IKN02, IKN5, IKN05) caractérisé par des épaisseurs comprises entre 70 et 74,5 m, un bloc central (IKN07, IKN08, IKN03) affichant des valeurs stables autour de 73 à 74 m, et un bloc Sud (IAK3, IAK5) marqué par une diminution notable des épaisseurs, avec un minimum de 53,5 m pour le puits IAK3.

En revanche, le réservoir M2 présente un comportement inverse. Les épaisseurs oscillent entre 35,5 m (IKNO3) et 51 m (IKNO8). On remarque en particulier que les puits dont M1 présente les épaisseurs les plus faibles (comme IAK3 = 53,5 m) enregistrent pour M2 des valeurs relativement élevées (IAK3 = 50 m), confirmant ainsi la relation inverse entre les deux réservoirs, telle qu'elle a été observée dans les autres transects.

Cette évolution antagoniste des épaisseurs entre M1 et M2 reflète le contrôle tectonique de la sédimentation dans le champ d'In Akamil, où la zone d'étude se trouve organisée en blocs séparés par des failles de directions N-S et NNW-SSE, générant des variations d'accommodation sédimentaire différentielles pour chacun des deux réservoirs.

Tabl. 4 : Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect B/B'.

<i>Puits</i>	<i>Limites</i>	<i>Réservoir M1</i>	<i>Réservoir M2</i>
<i>IKNO 2</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2405.509</i>	<i>2366.009</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2479.509</i>	<i>2405.009</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>74.000</i>	<i>39.000</i>
<i>IKN 5</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2409.453</i>	<i>2363.953</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2479.453</i>	<i>2408.953</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>70.000</i>	<i>45.000</i>
<i>IKNO 5</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2403.909</i>	<i>2363.909</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2478.409</i>	<i>2403.409</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>74.500</i>	<i>39.500</i>
<i>IKNO 7</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2316.245</i>	<i>2273.745</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2389.245</i>	<i>2315.745</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>73.000</i>	<i>42.000</i>
<i>IKNO 8</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2309.984</i>	<i>2258.484</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2383.984</i>	<i>2309.484</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>74.000</i>	<i>51.000</i>
<i>IKNO 3</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2283.784</i>	<i>2247.784</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2357.284</i>	<i>2283.284</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>73.500</i>	<i>35.500</i>
<i>IKNO 6</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2296.358</i>	<i>2249.858</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2357.358</i>	<i>2295.858</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>61.000</i>	<i>46.000</i>

IAK 3	Toit (m)	2247.010	2196.510
	Mur (m)	2300.510	2246.510
	Épaisseur (m)	53.500	50.000
IAK 5	Toit (m)	2297.942	2250.942
	Mur (m)	2370.942	2297.442
	Épaisseur (m)	73.000	46.500

Toit : profondeur du toit du réservoir (m) | Mur : profondeur du mur (m) | Épaisseur : épaisseur totale (m)

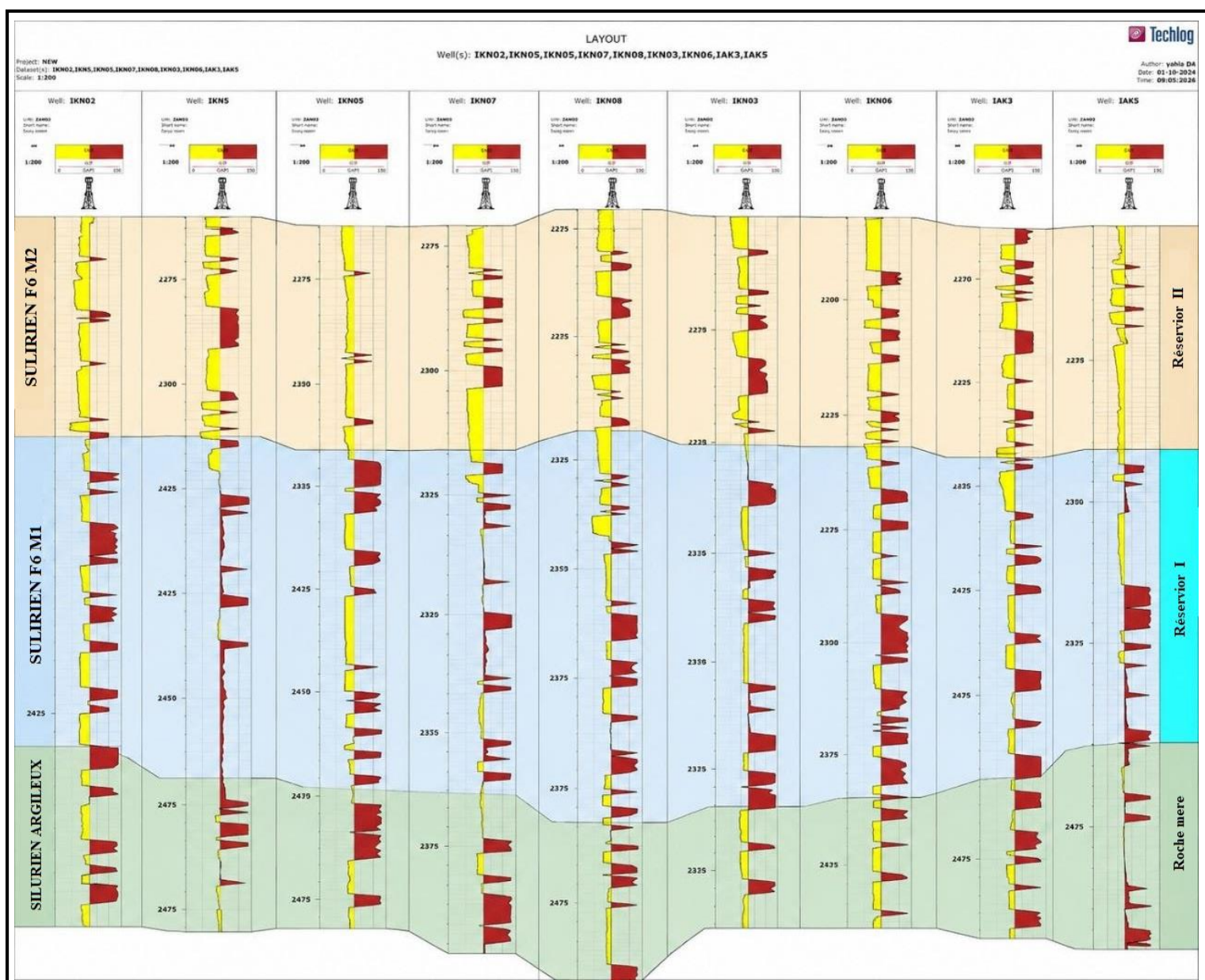


Figure 14: Corrélation entre les différents puits selon le transect B/B'.

C. Transect C/C' :

Le tableau ci-dessus présente les variations des épaisseurs enregistrées dans les deux réservoirs M1 et M2 du réservoir F6 (Silurien supérieur), relevées dans cinq (05) puits sélectionnés selon le transect C/C' d'orientation NNW-SSE.

Pour le réservoir M1, les épaisseurs varient entre 70 m (IKN5) et 77 m (IKNO1), ce qui traduit une stabilité relative des épaisseurs à l'échelle de ce transect.

Concernant le réservoir M2, les épaisseurs oscillent entre 37,5 m (IKNO1) et 45 m (IKN5), confirmant une fois encore le comportement inverse par rapport au réservoir M1. En effet, le puits IKNO1 qui enregistre la plus grande épaisseur de M1 (77 m) présente simultanément la plus faible épaisseur de M2 (37,5 m), tandis que IKN5, avec la plus faible épaisseur de M1 (70 m), affiche la valeur maximale de M2 (45 m).

Par rapport aux transects A/A' et B/B', le transect C/C' se démarque par une amplitude de variation beaucoup plus réduite, aussi bien pour M1 (écart de 7 m) que pour M2 (écart de 7,5 m). Ceci confirme que ce bloc Nord constitue une zone structuralement plus stable, où le jeu des failles de directions N-S et NNW-SSE a exercé une influence moins prononcée sur la répartition des épaisseurs des deux réservoirs.

Tabl. 5 : Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect C/C'.

<i>Puits</i>	<i>Limites</i>	<i>Réservoir M1</i>	<i>Réservoir M2</i>
<i>IKNO 2</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2405.509</i>	<i>2366.009</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2479.509</i>	<i>2405.009</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>74.000</i>	<i>39.000</i>
<i>IKN 5</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2409.453</i>	<i>2363.953</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2479.453</i>	<i>2408.953</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>70.000</i>	<i>45.000</i>
<i>IKNO 5</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2403.909</i>	<i>2363.909</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2478.409</i>	<i>2403.409</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>74.500</i>	<i>39.500</i>
<i>IKNO 1</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2403.781</i>	<i>2365.781</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2480.781</i>	<i>2403.281</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>77.000</i>	<i>37.500</i>
<i>IKN 3</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2430.007</i>	<i>2387.007</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2505.507</i>	<i>2429.507</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>75.500</i>	<i>42.500</i>

Toit : profondeur du toit (m) | Mur : profondeur du mur (m) | Épaisseur : épaisseur totale (m)

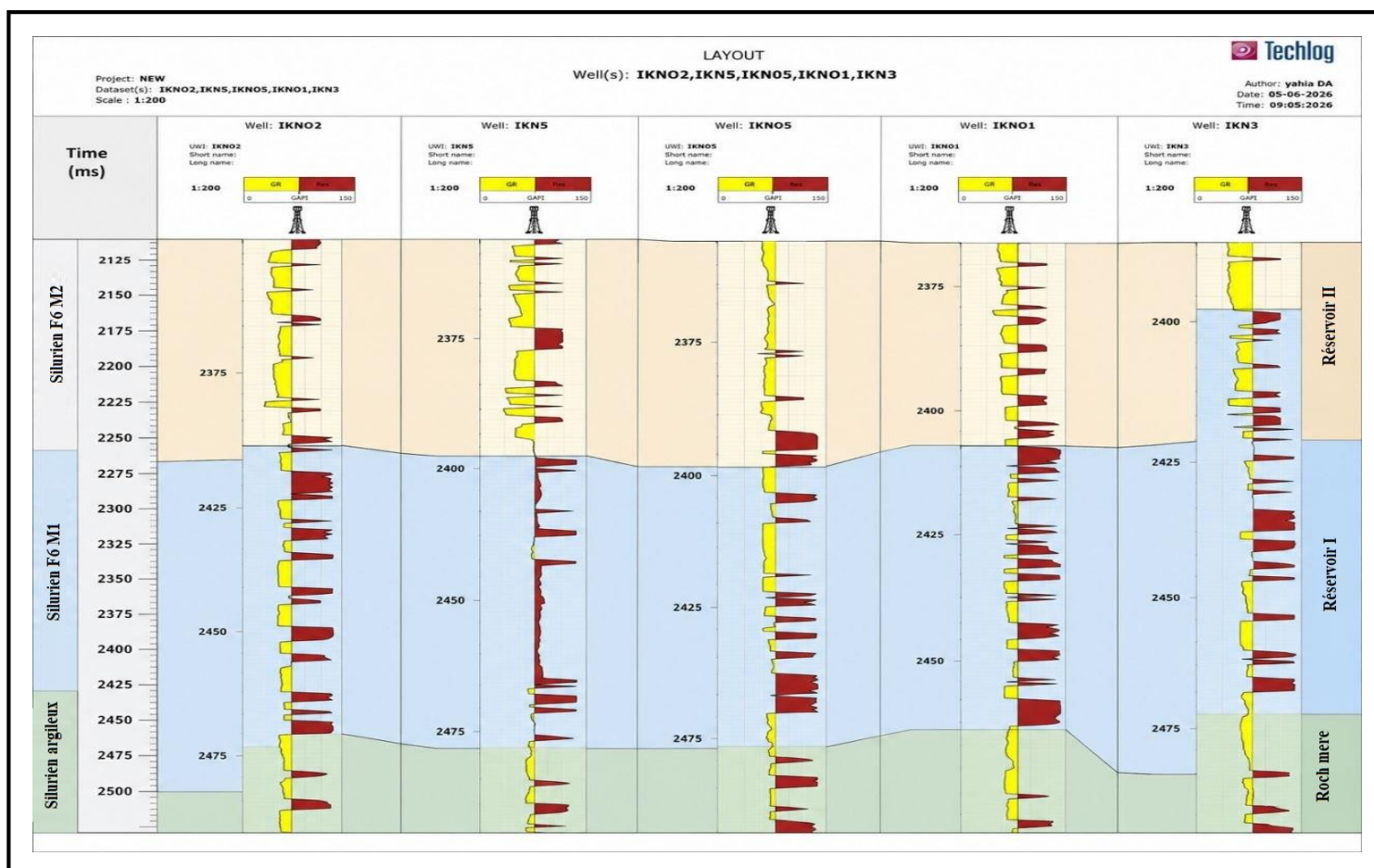


Figure 15: Corrélation entre les différents puits selon le transect C/C'.

D. Transect D/D' : Le Secteur Méridional

Le tableau ci-dessus présente les variations des épaisseurs des réservoirs M1 et M2 du F6 (Silurien supérieur) pour deux (02) puits du bloc Sud selon le transect D/D' d'orientation NNW-SSE.

Pour le réservoir M1, les épaisseurs diminuent du NNW vers le SSE, passant de 67 m (IAK4) à 53,5 m (IAK3). Le réservoir M2 enregistre quant à lui une évolution inverse, avec des épaisseurs qui augmentent dans la même direction, de 40 m (IAK4) à 50 m (IAK3), confirmant la relation antagoniste entre les deux réservoirs observée dans l'ensemble des transects.

Ce transect se distingue par deux particularités notables : il est exclusivement composé de puits à production d'huile, et avec seulement deux puits, il constitue le transect le plus court de l'étude. Malgré cela, il illustre clairement le contrôle tectonique exercé par les failles de direction NNW-SSE sur la répartition des épaisseurs dans le bloc Sud du champ d'In Akamil.

Tabl. 6 : Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect D/D'.

<i>Puits</i>	<i>Limites</i>	<i>Réservoir M1</i>	<i>Réservoir M2</i>
<i>IAK 4</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2224.649</i>	<i>2184.149</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2291.649</i>	<i>2224.149</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>67.000</i>	<i>40.000</i>
<i>IAK 3</i>	<i>Toit (m)</i>	<i>2247.010</i>	<i>2196.510</i>
	<i>Mur (m)</i>	<i>2300.510</i>	<i>2241.510</i>
	<i>Epaisseur (m)</i>	<i>53.500</i>	<i>45.000</i>

Toit : profondeur du toit du réservoir (m) | Mur : profondeur du mur (m) | Épaisseur : épaisseur totale (m)

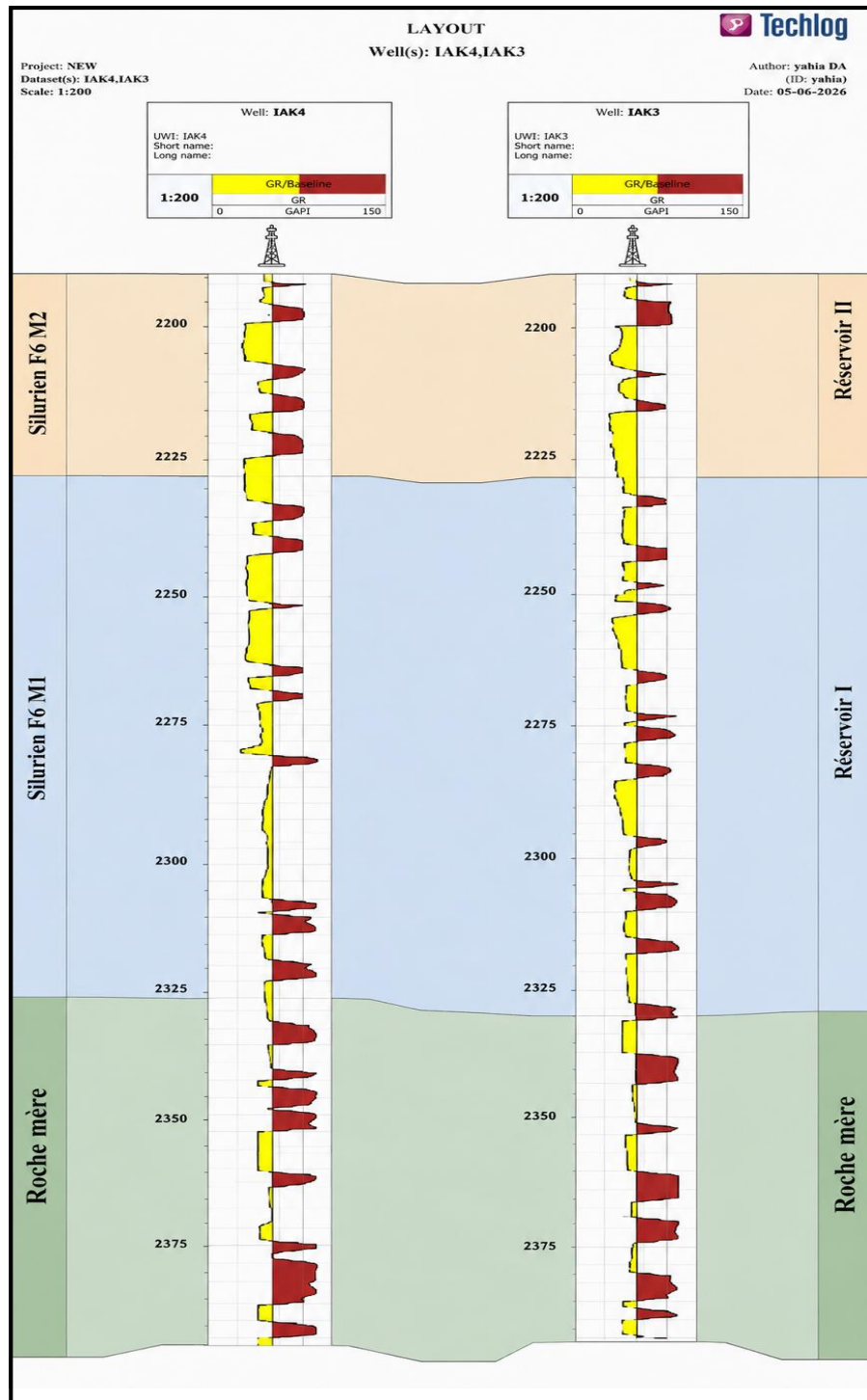


Figure 16: Corrélation entre les différents puits selon le transect D/D'.

III. CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES:

Les différentes cartes élaborées ici ont pour objectif d'illustrer le rapport qui pourrait exister entre les variations des épaisseurs et la structure géologique du bloc étudié.

Ainsi, quatre (04) cartes ont été réalisées et modélisées par le « SURFER ».

A. Cartes en isopaques:

1. Réservoir M1 (F6):

La carte en isopaque du réservoir M1 montre des épaisseurs variant entre 54 m et 80 m à l'échelle du champ d'In Akamil. La répartition spatiale de ces épaisseurs révèle clairement une organisation en blocs structuraux distincts, contrôlée par le jeu des failles de directions N-S et NNW-SSE.

Le bloc Nord se distingue par des épaisseurs relativement homogènes, comprises entre 70 et 77 m, regroupant les puits IKNO2, IKN5, IKNO5, IKNO4 et IKNO1. Le bloc central, représenté par les puits IKNO7, IKNO8 et IKNO3, affiche des valeurs stables autour de 73 à 74 m. En revanche, le bloc SW, correspondant aux puits IAK4, IAK7 et IAK6, enregistre une diminution notable avec des épaisseurs comprises entre 54 et 67 m. Enfin, le bloc SE, exclusivement producteur d'huile et représenté par les puits IAK2 et IAK5, présente une augmentation progressive atteignant un maximum de 80,5 m pour IAK2, qui constitue la valeur la plus élevée enregistrée dans l'ensemble du champ pour ce réservoir.

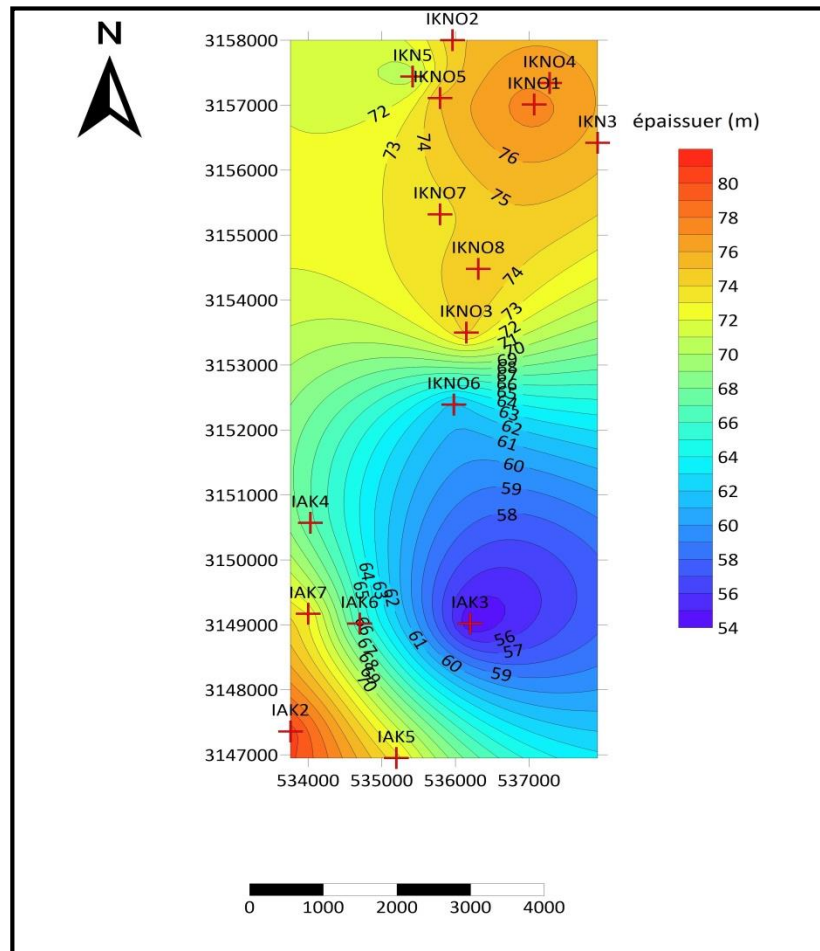


Figure 17: Carte en isopaque du réservoir M1 (F6).

2. Réservoir M2 (F6):

La carte en isopaque du réservoir M2 présente un schéma de répartition des épaisseurs strictement inverse à celui observé pour M1, avec des valeurs oscillant entre 23 m et 51 m. Cette inversion confirme la relation antagoniste entre les deux réservoirs à l'échelle du champ. Le bloc Nord enregistre des épaisseurs modérées comprises entre 37,5 et 45 m. Le bloc central, composé principalement de puits à production de gaz, affiche les valeurs les plus élevées aux limites des failles, avec notamment IKNO8 = 51 m qui constitue le maximum absolu de ce réservoir. Le bloc SW montre des épaisseurs importantes allant de 45,7 m (IAK1) à 50 m (IAK3). À l'opposé, le bloc SE, producteur exclusif d'huile, enregistre une diminution progressive vers le Sud, atteignant un minimum de 23,6 m pour IAK2, valeur la plus faible de l'ensemble du champ pour M2.

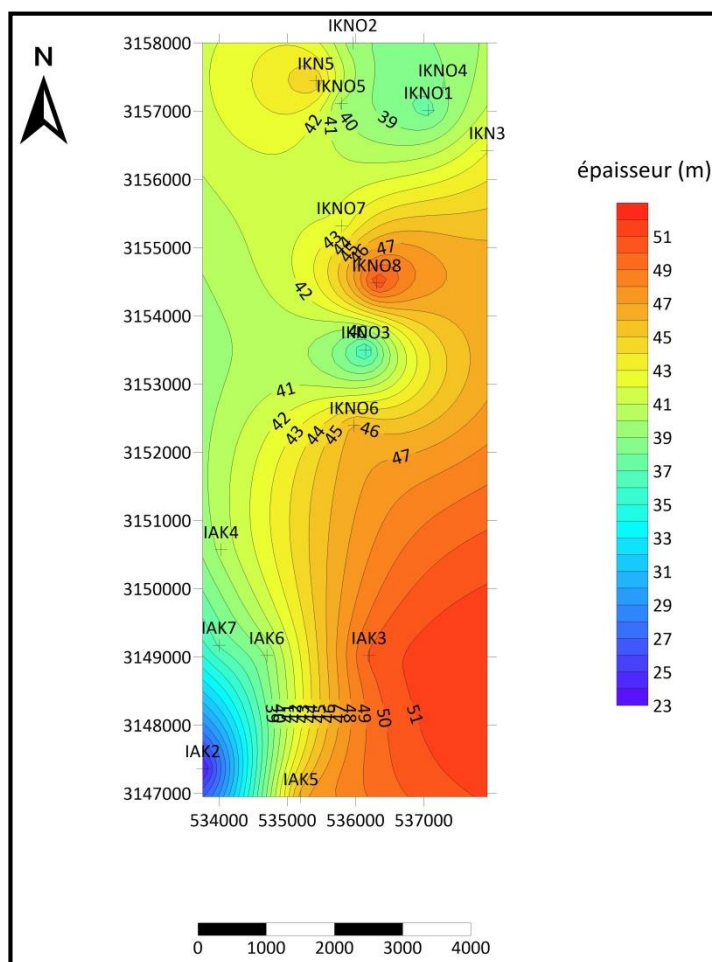


Figure 18: Carte en isopaque du réservoir M2 (F6).

B. Cartes en isobathes:

Les deux cartes en isobathes réalisées pour les réservoirs M1 et M2 montrent clairement un contrôle tectonique de la sédimentation. Dès lors, l'architecture tectonique évoque pour les deux réservoirs la présence des blocs séparés par des failles.

1. Réservoir M1 (F6):

disposition des courbes isobathes met en évidence une architecture en blocs faillés de directions N-S et NNW-SSE, traduisant le contrôle tectonique de la géométrie du réservoir. Les profondeurs les plus importantes sont enregistrées dans le bloc Nord-Est, notamment autour des puits IKN3 et IKNO1 où le toit du réservoir atteint plus de 2400 m. En revanche, les zones les plus hautes structuralement correspondent au bloc SW, avec IAK4 constituant un haut structural local à environ 2224 m, et au bloc SE autour de IAK3 où les profondeurs se situent entre 2247 et 2260 m. Le bloc central, représenté par IKNO6, IKNO3 et IKNO8, présente des profondeurs intermédiaires allant de 2283 à 2310 m, avec un gradient de profondeur croissant vers le Nord.

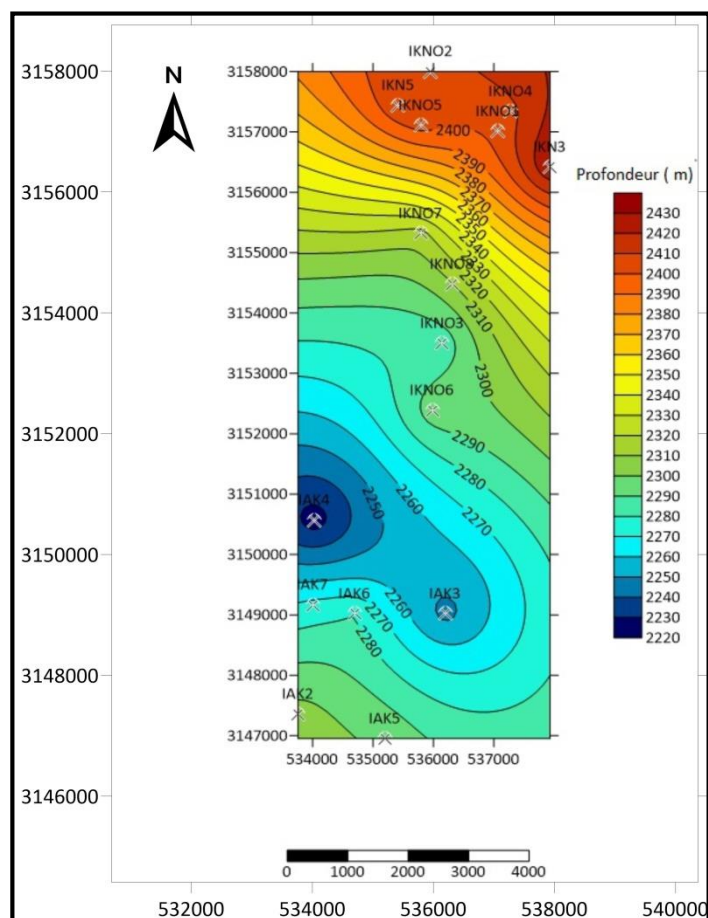


Figure 19: Carte en isobathe du réservoir M1 (F6).

2. Réservoir M2 (F6):

stratigraphique de M2 au-dessus de M1. Le schéma structural révèle la même organisation en blocs faillés, mais avec une géométrie légèrement différente.

Les profondeurs maximales sont concentrées dans le bloc Nord, autour des puits IKNO2, IKN5, IKNO5 et IKN3, où le toit de M2 dépasse 2360 m. Le bloc central enregistre des profondeurs décroissantes vers le Sud, passant de 2270 m (IKNO8) à 2250 m (IKNO6). Les zones structurellement les plus hautes correspondent au bloc SW, avec IAK4 constituant un haut structural local à environ 2184 m, et au bloc SE autour de IAK3 à environ 2196 m. Par rapport à la carte isobathe de M1, on note que le gradient de profondeur Nord-Sud est plus prononcé pour M2, soulignant l'influence des failles sur la géométrie différentielle des deux réservoirs.

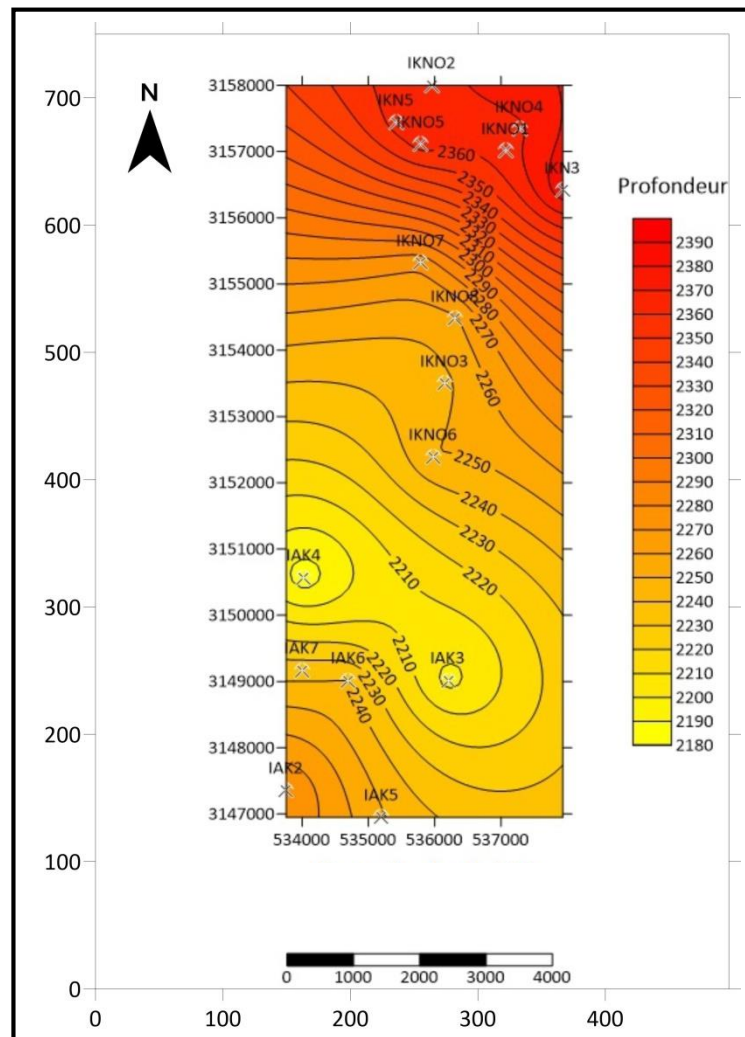


Figure 20: Carte en isobathe du réservoir M2 (F6).

IV. CONCLUSION:

L'analyse de la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques des réservoirs M1 et M2 dans le champ d'In Akamil a permis de dégager plusieurs enseignements majeurs.

Pour le réservoir M1, les meilleures caractéristiques pétrophysiques sont enregistrées dans le bloc central, où les puits IKNO7 et IKNO8 présentent simultanément les valeurs les plus élevées de perméabilité et de porosité, associées à une argilosité modérée. Ces puits constituent les meilleurs producteurs de gaz de ce réservoir. À l'inverse, le bloc SW, exclusivement producteur d'huile, affiche les valeurs les plus faibles de perméabilité et de porosité, malgré une argilosité également plus faible.

Pour le réservoir M2, le schéma est sensiblement différent : les meilleures qualités pétrophysiques sont concentrées dans le bloc Nord, où les puits IKN1, IKN4 et IKNZ1 enregistrent les valeurs maximales de perméabilité et de porosité couplées aux minima d'argilosité. Ces puits représentent les meilleurs producteurs d'huile de ce réservoir.

Dans les deux réservoirs, une relation négative entre l'argilosité d'une part et la perméabilité et la porosité d'autre part est clairement établie, confirmant que la teneur en argiles constitue le principal facteur de dégradation de la qualité réservoir dans le champ d'In Akamil.

Troisième chapitre : EVOLUTION SPATIALE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES

I. INTRODUCTION:

Ce chapitre est consacré à l'étude de la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques des réservoirs M1 et M2 du réservoir F6, attribués au Silurien supérieur du champ d'In Akamil.

L'analyse de ces paramètres, à savoir la perméabilité, la porosité et le volume d'argiles, constitue une étape essentielle dans l'évaluation du potentiel pétrolier des différents puits considérés et dans la compréhension de l'hétérogénéité interne de ces deux réservoirs.

En effet, la qualité pétrophysique d'un réservoir conditionne directement sa capacité à stocker et à transmettre les fluides hydrocarbures. Ainsi, la cartographie de ces paramètres à travers les cartes en iso-perméabilité, en iso-porosité et en iso-argilosité permettra non seulement de localiser les zones les plus favorables à la production, mais également de mettre en évidence les relations qui existent entre la distribution spatiale de ces paramètres et la structure géologique du champ.

II. METHODOLOGIE:

Les données pétrophysiques utilisées dans ce chapitre sont issues de l'interprétation des diagraphies Gamma-Ray et Sonic de (16) puits du champ d'In Akamil, calculées par le logiciel TECHLOG. Les paramètres retenus pour cette étude sont la perméabilité (K en mD), la porosité (ϕ en %) et le volume d'argiles (Vsh en %), dont les valeurs moyennes par puits sont consignées dans les pour les réservoirs M1 et M2 respectivement.

Dans un second temps, ces valeurs ont été intégrées dans le logiciel SURFER afin d'élaborer, par interpolation spatiale, les cartes en iso-perméabilité, en iso-porosité et en iso-argilosité pour chacun des deux réservoirs. Ces cartes constituent ainsi un outil de modélisation permettant de visualiser la répartition spatiale de la qualité pétrophysique à l'échelle du champ et d'identifier les puits les plus producteurs en matière d'hydrocarbures.

Tabl. 7 : Valeurs des paramètres pétrophysiques calculées pour le réservoir M1 (F6).

<i>Puits</i>	<i>K (mD)</i>	<i>φ (%)</i>	<i>Vsh (%)</i>
<i>IAK2</i>	<i>16,89</i>	<i>13,37</i>	<i>54,55</i>
<i>IAK3</i>	<i>11,17</i>	<i>10,27</i>	<i>54,41</i>
<i>IAK4</i>	<i>17,87</i>	<i>14,99</i>	<i>54,58</i>
<i>IAK5</i>	<i>4,94</i>	<i>8,63</i>	<i>54,69</i>
<i>IAK6</i>	<i>5,95</i>	<i>9,17</i>	<i>54,68</i>
<i>IAK7</i>	<i>6,03</i>	<i>10,55</i>	<i>54,58</i>
<i>IKN3</i>	<i>15,79</i>	<i>14,71</i>	<i>54,29</i>
<i>IKN5</i>	<i>6,85</i>	<i>12,70</i>	<i>54,54</i>
<i>IKNO1</i>	<i>8,47</i>	<i>13,83</i>	<i>54,38</i>
<i>IKNO2</i>	<i>10,10</i>	<i>10,71</i>	<i>54,44</i>
<i>IKNO3</i>	<i>18,86</i>	<i>14,86</i>	<i>54,07</i>
<i>IKNO4</i>	<i>9,67</i>	<i>14,18</i>	<i>54,62</i>
<i>IKNO5</i>	<i>5,82</i>	<i>11,75</i>	<i>54,81</i>
<i>IKNO6</i>	<i>27,67</i>	<i>15,39</i>	<i>54,64</i>
<i>IKNO7</i>	<i>30,52</i>	<i>18,92</i>	<i>54,35</i>
<i>IKNO8</i>	<i>23,29</i>	<i>19,29</i>	<i>54,39</i>

K : Perméabilité | φ : Porosité | Vsh : Volume d'argile | — : données non disponibles

Tabl. 8 : Valeurs des paramètres pétrophysiques calculées pour le réservoir M2 (F6).

<i>Puits</i>	<i>K (mD)</i>	<i>φ (%)</i>	<i>Vsh (%)</i>
<i>IAK2</i>	<i>7,40</i>	<i>8,77</i>	<i>34,92</i>
<i>IAK3</i>	<i>8,30</i>	<i>10,97</i>	<i>34,99</i>
<i>IAK4</i>	<i>3,34</i>	<i>7,86</i>	<i>34,86</i>
<i>IAK5</i>	<i>4,61</i>	<i>7,71</i>	<i>34,85</i>
<i>IAK6</i>	<i>5,56</i>	<i>10,82</i>	<i>34,63</i>
<i>IAK7</i>	<i>8,57</i>	<i>9,53</i>	<i>34,76</i>
<i>IKN3</i>	<i>28,19</i>	<i>15,64</i>	<i>34,52</i>
<i>IKN5</i>	<i>14,71</i>	<i>15,78</i>	<i>34,78</i>
<i>IKNO1</i>	<i>26,25</i>	<i>18,03</i>	<i>34,47</i>
<i>IKNO2</i>	<i>28,91</i>	<i>16,21</i>	<i>34,92</i>
<i>IKNO3</i>	<i>25,44</i>	<i>12,29</i>	<i>34,96</i>
<i>IKNO4</i>	<i>14,36</i>	<i>16,27</i>	<i>34,99</i>
<i>IKNO5</i>	<i>27,50</i>	<i>14,53</i>	<i>34,73</i>
<i>IKNO6</i>	<i>16,92</i>	<i>16,15</i>	<i>34,39</i>
<i>IKNO7</i>	<i>11,43</i>	<i>15,78</i>	<i>34,81</i>
<i>IKNO8</i>	<i>15,31</i>	<i>13,61</i>	<i>34,55</i>

K : Perméabilité | φ : Porosité | Vsh : Volume d'argile | — : données non disponibles

III. RESULTATS ET INTERPRETATION:

Les résultats obtenus pour les réservoirs M1 et M2 seront présentés sous la forme de cartes en iso-perméabilité, en iso-porosité et en iso-argilosité.

A. Réservoir M1(F6):

1. Carte en iso-perméabilité:

La carte en iso-perméabilité du réservoir M1 montre des valeurs comprises entre 4 mD et 30 mD, sans polarité directionnelle marquée. Le bloc central se distingue par les valeurs les plus élevées, avec IKNO7 = 30,53 mD et IKNO6 = 27,65 mD constituant deux anomalies positives bien individualisées. Le bloc Nord enregistre des valeurs modérées autour de 8 à 10 mD pour les puits à production de gaz (IKNO5, IKNO1), tandis que les puits à production d'huile de ce même bloc affichent des valeurs plus élevées (IKN1 = 21,46 mD). Le bloc SW, exclusivement producteur d'huile, présente les valeurs les plus faibles, avec IAK5 = 4,93 mD et IAK6 = 5,93 mD constituant les minima absolus du réservoir.

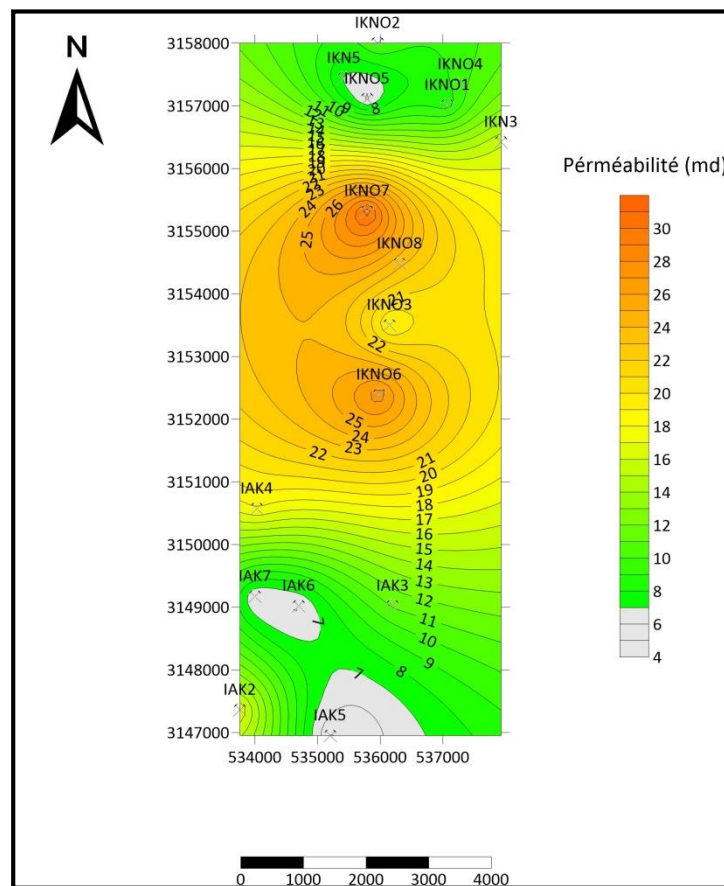


Fig. 21 : Carte en iso-perméabilité du réservoir M1 (F6).

2. Carte en iso-porosité:

Carte en iso-porosité du réservoir M1 (F6)

La carte en iso-porosité du réservoir M1 révèle des valeurs oscillant entre 7,5 % et 19,5 %. La distribution spatiale montre une anomalie positive bien centrée autour des puits IKNO8 (19,27 %) et IKNO7 (18,92 %), qui constituent le maximum absolu de porositi  du réservoir, traduisant une qualité pétrophysique optimale dans ce bloc central. Les valeurs décroissent progressivement vers le Nord (IKN5 = 12,68 %, IKN3 = 14,73 %) et surtout vers le SW, où les puits IAK5 = 8,62 % et IAK6 = 9,16 % enregistrent les valeurs les plus faibles. Cette

distribution confirme la dégradation de la qualité réservoir dans le bloc SW, malgré sa production exclusive d'huile.

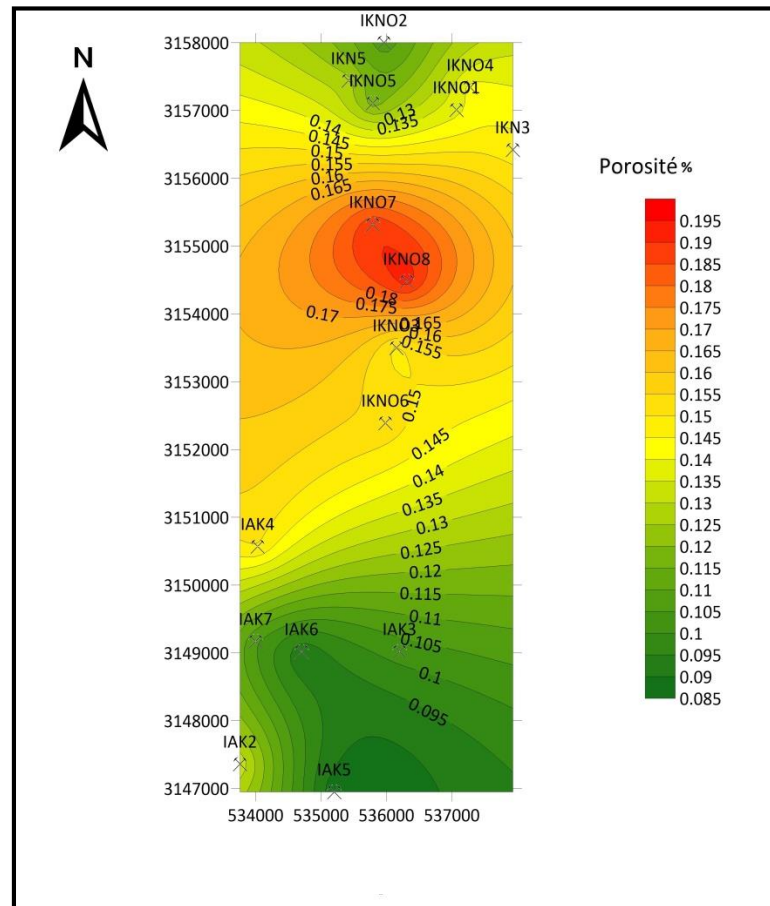


Figure 22: Carte en isoporosité du réservoir M1 (F6).

3. Carte en iso-argilosité

La carte en iso-argilosité du réservoir M1 présente des valeurs comprises entre 25,7 % et 42,5 %. Contrairement à la perméabilité et à la porosité, les fortes valeurs d'argilosité sont concentrées dans le bloc central (IKNO6 = 41,68 %, IKNO5 = 41,04 %) et dans le bloc Nord (IKN5 = 41,26 %), indiquant une plus grande proportion d'argiles dans ces zones. En revanche, le bloc SW, producteur d'huile, enregistre les valeurs les plus faibles, inférieures à 36 %, avec IAK4 = 25,70 % constituant le minimum absolu.

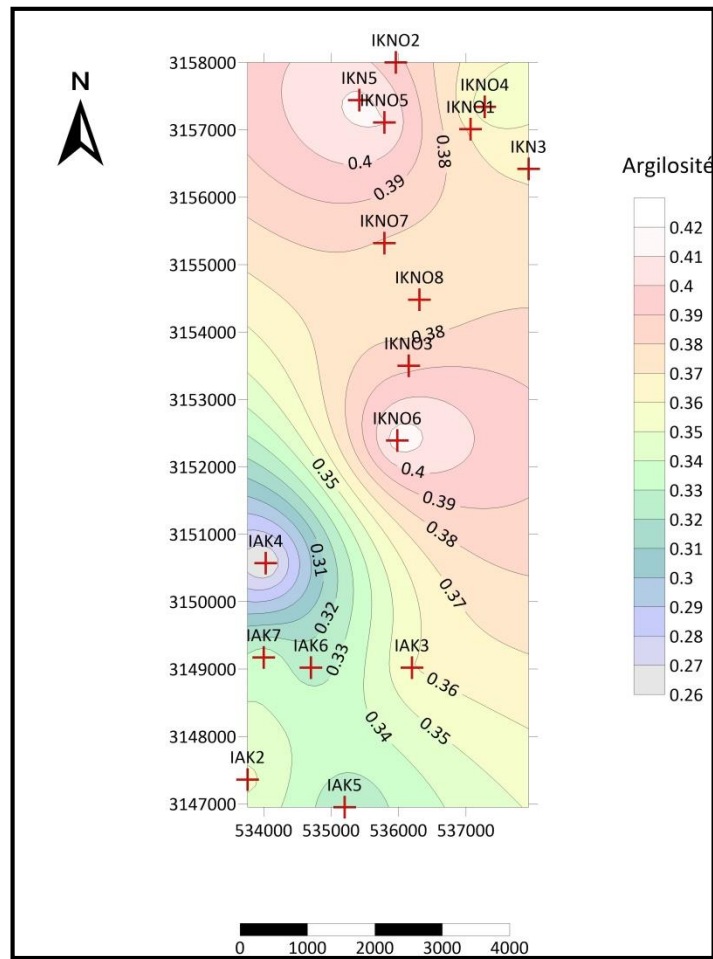


Figure 23: Carte en iso-argilosité du réservoir M1 (F6).

B. Réservoir M2 (F6):

1. Carte en iso-perméabilité:

La carte en iso-perméabilité du réservoir M2 montre des valeurs comprises entre 3 mD et 32 mD, avec une distribution spatiale nettement différente de celle observée pour M1. Les valeurs les plus élevées sont concentrées dans le bloc Nord, où les puits IKN4 = 32,24 mD, IKN2 = 31,23 mD, IKNZ1 = 28,24 mD et IKN1 = 29,45 mD constituent une large anomalie positive. Le bloc central, composé principalement de puits à production de gaz, enregistre des valeurs intermédiaires autour de 15 à 25 mD. À l'opposé, le bloc SW affiche les valeurs les plus faibles, avec IAK4 = 3,33 mD et IAK5 = 4,60 mD représentant les minima absolus du réservoir.

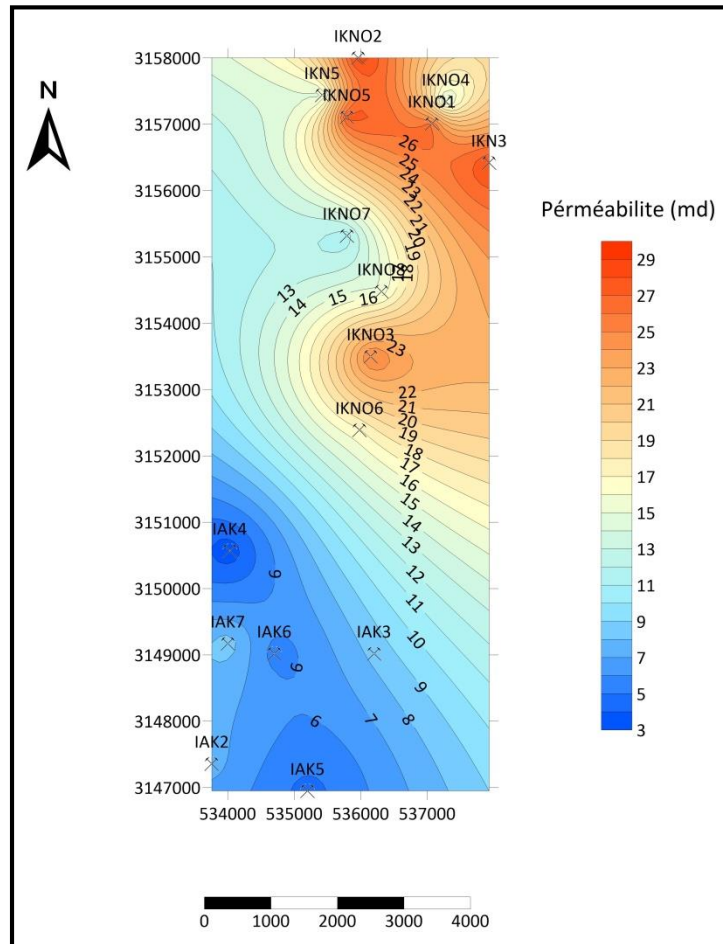


Figure 24: Carte en iso-perméabilité du réservoir M2 (F6).

2. Carte en iso-porosité:

La carte en iso-porosité du réservoir M2 présente des valeurs comprises entre 7,7 % et 20,63 %, avec une distribution spatiale qui reproduit fidèlement le schéma de la perméabilité. Les valeurs maximales sont enregistrées dans le bloc Nord, avec IKN1 = 20,63 %, IKNZ1 = 19,56 % et IKN4 = 19,56 %, formant une large zone de forte porosité. Le bloc central montre des valeurs décroissantes vers le Sud, passant de 18 % (IKNO1) à 16 % (IKNO6). Le bloc SW enregistre les valeurs les plus faibles, avec IAK4 = 7,85 % et IAK5 = 7,70 % constituant les minima absolus. Cette cohérence entre porosité et perméabilité dans M2 renforce la relation positive entre ces deux paramètres et confirme la meilleure qualité réservoir du bloc Nord pour ce deuxième réservoir.

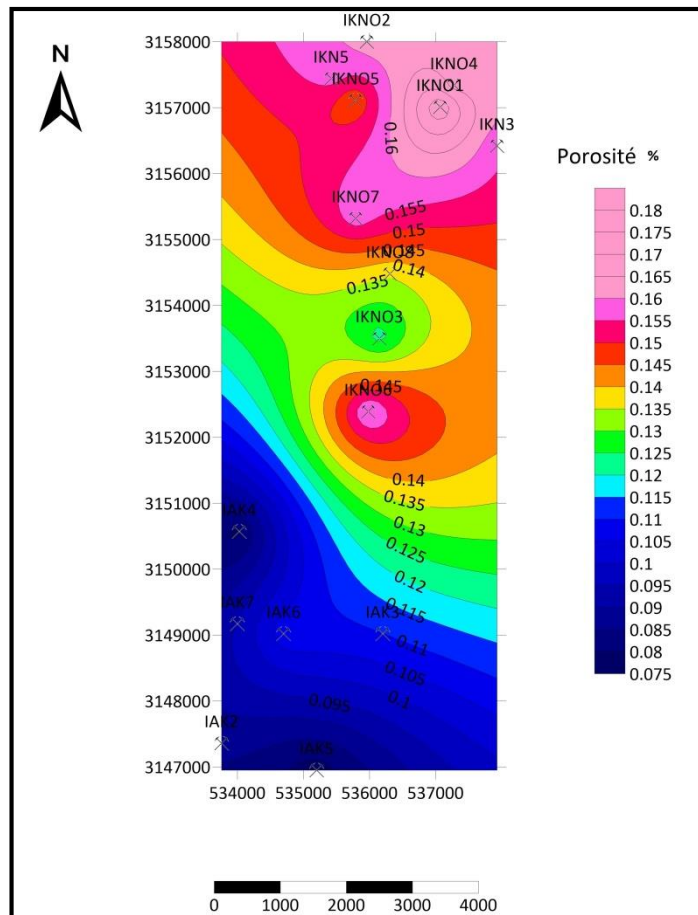


Figure 25: Carte en iso-porosité du réservoir M2 (F6).

3. Carte en iso-argilosité:

La carte en iso-argilosité du réservoir M2 révèle des valeurs comprises entre 24,25 % et 45,16 %. Le schéma de distribution est inverse à celui de la porosité et de la perméabilité : les fortes valeurs d'argilosité sont concentrées dans le bloc central, avec IKNO7 = 45,16 % et IKNO3 = 42,83 % constituant les maxima absolus, traduisant une détérioration locale de la qualité réservoir. En revanche, le bloc Nord enregistre les valeurs les plus faibles, avec IKN1 = 24,25 % et IKNO1 = 25,97 %, confirmant que ce bloc présente non seulement la meilleure perméabilité et porosité, mais également la plus faible teneur en argiles pour M2.

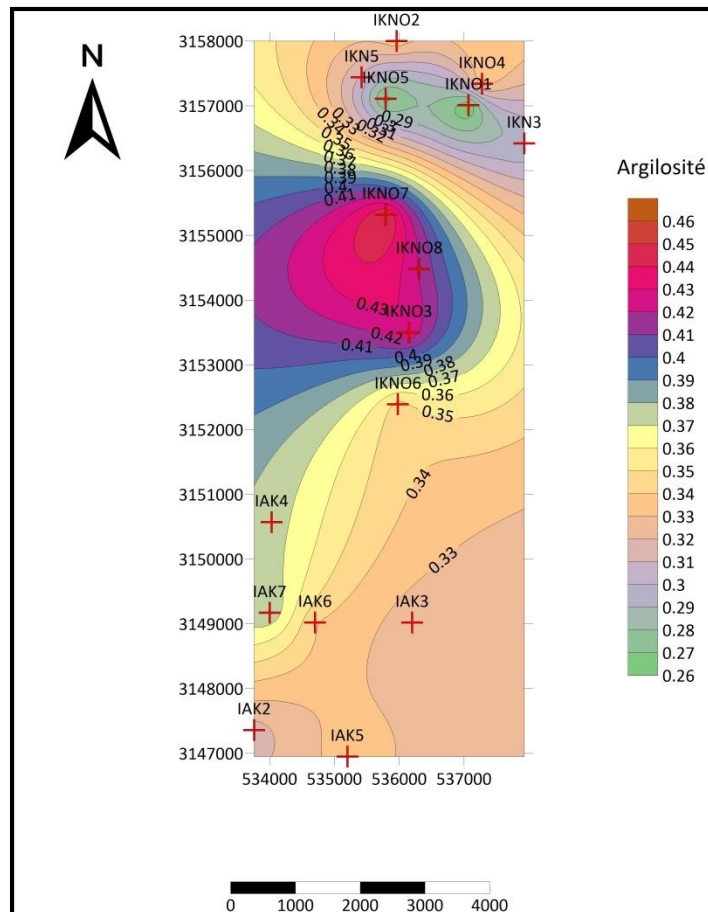


Figure 26: Carte en iso-argilosité du réservoir M2 (F6).

IV. CONCLUSION:

L'analyse de la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques des réservoirs M1 et M2 dans le champ d'In Akamil a permis de dégager plusieurs enseignements majeurs.

Pour le réservoir M1, les meilleures caractéristiques pétrophysiques sont enregistrées dans le bloc central, où les puits IKNO7 et IKNO8 présentent simultanément les valeurs les plus élevées de perméabilité et de porosité, associées à une argilosité modérée. Ces puits constituent les meilleurs producteurs de gaz de ce réservoir. À l'inverse, le bloc SW, exclusivement producteur d'huile, affiche les valeurs les plus faibles de perméabilité et de porosité, malgré une argilosité également plus faible.

Pour le réservoir M2, le schéma est sensiblement différent : les meilleures qualités pétrophysiques sont concentrées dans le bloc Nord, où les puits IKN1, IKN4 et IKNZ1 enregistrent les valeurs maximales de perméabilité et de porosité couplées aux minima d'argilosité. Ces puits représentent les meilleurs producteurs d'huile de ce réservoir.

Dans les deux réservoirs, une relation négative entre l'argilosité d'une part et la perméabilité et la porosité d'autre part est clairement établie, confirmant que la teneur en argiles constitue le principal facteur de dégradation de la qualité réservoir dans le champ d'In Akamil.

CONCLUSION GENERALE

Cette étude consacrée aux réservoirs M1 et M2 du champ d'In Akamil (Bassin d'Illizi) a permis d'aboutir aux conclusions suivantes.

Les corrélations entre les puits des quatre transects ont mis en évidence des variations spectaculaires des épaisseurs dans les deux réservoirs, contrôlées essentiellement par le jeu de la tectonique locale et régionale. Le champ d'étude se trouve ainsi organisé en quatre blocs structuraux distincts, séparés par des failles de directions N-S et NNW-SSE.

Les cartes en isopaques et en isobathes élaborées pour les deux réservoirs confirment cette architecture faillée et révèlent que M1 et M2 évoluent de manière inverse l'un par rapport à l'autre : là où M1 présente les plus grandes épaisseurs, M2 enregistre les plus faibles, et vice-versa. Ce comportement antagoniste reflète un mécanisme d'accommodation sédimentaire différentiel, directement lié au jeu des failles.

Enfin, la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques montre une parfaite relation entre la qualité du réservoir et le potentiel pétrolier des puits. Le réservoir M1 produit principalement du gaz dans le bloc central (IKNO7 et IKNO8), tandis que le réservoir M2 produit principalement de l'huile dans le bloc Nord (IKN1 et IKN3), chaque bloc se distinguant par des caractéristiques pétrophysiques spécifiques qui conditionnent la nature et le volume des hydrocarbures produits.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

OURAHMANE C.Z. (2024) — Contexte hydrogéologique et hydrochimique des nappes aquifères de la région de Tin Fouyé-Tabankort (TFT), Algérie. Mémoire de Master.

ABIDLI B., MOUSSAOUI H.B. et GUERRIDA O. (2024) — Étude du réservoir ordovicien du champ d'Amassak (TFT) par approches géologique et pétrophysique. Mémoire de Master.

FAROUROU S., BOUSBIA S.S. et REZZAG B.A. (2019) — Calcul des réserves du réservoir Cambro-Ordovicien d'Unité IV dans le champ d'In Akamil (Bassin d'Illizi). Mémoire de Master.

NACHI M.K. (2019) — Étude du réservoir F6 (M1 et M2) du champ d'In Akamil (Bassin d'Illizi) : caractéristiques pétrophysiques et essai de modélisation. Mémoire de Master.

SONATRACH (2006)- Document interne.

GALEAZZI S. et al. (2010) — Coupe géologique sud/nord du bassin d'Illizi. Document de référence utilisé pour l'interprétation structurale du bassin.

BOUDJEMA A. (1987) — Structure géologique du bassin d'Illizi (Sahara algérien). Thèse de Doctorat, Université de Paris.

ALIEV M. et al. (1971) — Géologie du bassin d'Illizi et principaux événements tectoniques affectant la région saharienne. Document technique de référence.

BEUF S. et al. (1963, 1971) — Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara : sédimentation et discontinuités, évolution structurale d'un craton. Publication Institut Français du Pétrole.

DUBOIS P. (1967) — Contribution à l'étude stratigraphique et paléogéographique du Paléozoïque dans le Sahara algérien central. Thèse de Doctorat.

BIJU-DUVAL B. et al. (1968) — Étude sédimentologique et structurale des séries paléozoïques du bassin d'Illizi. Document de référence stratigraphique.

WEC — Well Evaluation Conference (1995) — Algeria. Schlumberger, Paris.