

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 Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : géologie des hydrocarbures

THEME

*Calcul des réserves du réservoir Cambro-ordovicien
d'Unité IV dans le Champ d'In Akamil (Bassin d'Illizi)*

Présenté par

Farourou Saber

Bousbia Salah Salah

Rezzag Bara Abdelkader

Soutenu publiquement le

22/06/2019

Devant le jury :

Président :

Merabti Hocine

Univ. Ouargla

Promoteur :

Zatout Merzouk

Univ. Ouargla

Examineur :

Hassini Messaoud

Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

Remerciements

Tout d'abord nous voudrions remercier ALLAH - le tout puissant- qui nous a donné la puissance et la force nécessaire pour achever ce travail.

*Nous gratitudes et nos vifs remerciements vont directement à notre promoteur **Dr. ZATOUT MERZOUK** pour ses conseils, pour ses appuis, sa disponibilité et pour nous avoir fait profiter de ses connaissances et de ses qualités tant professionnelles qu'humaines. Nous lui adressons ici nos vifs remerciements et notre reconnaissance.*

*Nous tenons à remercier **Mr. MENACERI OMAR** superviseur géologue de Sonatrach qui nous a aidé dans le choix du sujet de mémoire, ses conseils et ses orientations tout au long de ce travail et aussi collègue **DAOUI KHALIL ERRAHMANE**.*

*Nous lui aussi adressons ici nos vifs remerciements et notre reconnaissance. Un grand merci aux membres du jury qui ont accepté d'examiner ce travail. **Professeur HACINI Messaoud**, qui nous a fait l'honneur de présider le jury de soutenance, **Dr. MERABTI Hocine** d'avoir accepté d'examiner ce modeste travail.*

Liste des abréviations

- TVD** : profondeurs verticales vrais (True vertical depth).
TDSS : profondeurs verticales vrais au-dessus de niveau de la mer (True Vertical Depth SubSea)
ZT : Z tables.
Zs : altitude de sole
GR : Gamma ray.
GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.
GR_{max} : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.
GR_{lu} : valeur lue en face d'un niveau considéré.
VSh : volume d'Argile.
Φ : porosité en (%).
Φ_T (PHIT) : porosité totale (%).
Φ_u : porosité utile (%).
Φ_r : porosité résiduelle (%).
Ø_D (PHID) : Porosité donnée par les outils de densité.
PHIE : Porosité effectif (%).
V_p : volume des pores en (m³).
V_t : volume totale de la roche en (m³).
K : Perméabilité [Darcy en unités CGS].
R_o : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en ohm.
ρ_m : Densité de l'eau de la formation en gr/cm³.
ρ_h : Densité de l'huile en gr/cm³.
μ_o : Viscosité d'huile.
Bo : Facteur volumétrique de fond (F V F) m³/m³.
Sw : Saturation en eau.
Sh : Saturation en huile.
SG : Saturation en gaz.
Vw : Volume de l'eau.
Vps : Volume des pores saturés.
Rw : Résistivité de l'eau de formation.
Rt : Résistivité de la zone vierge.
Rsh : Résistivité des argiles.
Vsh : Volume des argiles.
BVW : bulk volume water.
S : Sonique
MNT : Méthode numérique de terrain

Listes des figures

Figure n°	Titre	Page
Figure 01 :	Situation géographique du bassin d'Ilizi.....	5
Figure 02 :	Situation géographique du plateau de Tinerhert.....	6
Figure 03:	Situation géographique de la région d'étude.....	7
Figure 04 :	Positionnement des puits du champ d'In Akamil.....	8
Figure 05 :	Stratigraphie, lithologie et description des formations géologiques de la région d'étude.....	14
Figure 06 :	Interface du logiciel Surfer 11.....	17
Figure 07 :	Interface du logiciel TECHLOG.....	18
Figure 08 :	Log composite interprété du puits IAK-2, unité IV-3.....	21
Figure 09 :	Log composite interprété du puits IAK-2, unité IV-1.....	22
Figure 10 :	Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IAK-2.....	25
Figure 11 :	carte position des puits utilisés	28
Figure 12 :	Carte en isobathes au toit de réservoir ordovicien unité IV	29
Figure 13 :	carte en isobathe 3D au toit du réservoir cambro-ordovicien unité IV	30
Figure 14 :	Carte en isobathes au mur de réservoir ordovicien unité IV.....	31
Figure 15 :	carte en isobathe 3D au mur du réservoir cambro-ordovicien unité IV	32
Figure 16 :	Carte en isopaques de réservoir ordovicien unité IV.....	33
Figure 17 :	carte en iso-porosité réservoir cambro-ordovicien unité IV.....	35
Figure 18 :	carte en iso-perméabilité réservoir cambro-ordovicien unité IV.....	36
Figure 19 :	Histogramme de distribution de la porosité de l'unité IV.....	38
Figure 20 :	histogramme de distribution de la perméabilité d'unité IV.....	38
Figure 21 :	histogramme de distribution de la perméabilité [0- 100] md.....	39
Figure 22 :	histogramme de distribution de la perméabilité [100-1000]md.....	39
Figure 23 :	histogramme de distribution de la perméabilité [1000-30000]md.....	40
Figure 24 :	Histogramme de distribution du porosité et perméabilité dans l'unité IV-3 du puits IKNO-7.....	41
Figure 25 :	Histogramme de distribution du porosité et perméabilité dans l'unité IV-1 du puits IKNO-7.....	41
Figure 26 :	Histogramme de distribution du porosité et perméabilité dans l'unité IV-3 du puits IAK-2.....	42

Figure 27 : Histogramme de distribution du porosité et perméabilité dans l'unité IV-1 du puits IAK-2.....	42
Figure 28 : Log composite interprété du puits IAK-2, unité IV-3.....	46
Figure 29 : Log composite interprété du puits IAK-2, unité IV-1.....	47
Figure 30 : Log composite interprété du puits IAK-7, unité IV-3.....	47
Figure 31 : Log composite interprété du puits IAK-7, unité IV-1.....	48
Figure 32 : Log composite interprété du puits IAK-8, unité IV-3.....	48
Figure 33 : Log composite interprété du puits IAK-8, unité IV-1.....	49
Figure 34 : Log composite interprété du puits IKNO-2, unité IV-3.....	49
Figure 35 : Log composite interprété du puits IKNO-3, unité IV-3.....	50
Figure 36 : Log composite interprété du puits IKNO-3, unité IV-1.....	50
Figure 37 : Log composite interprété du puits IKNO-5, unité IV-3.....	51
Figure 38 : Log composite interprété du puits IKNO-7, unité IV-3.....	51
Figure 39 : Log composite interprété du puits IKNO-7, unité IV-1.....	52
Figure 40 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IAK-2.....	56
Figure 41 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-1 du puits IAK-2.....	56
Figure 42 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IAK-7.....	57
Figure 43 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-1 du puits IAK-7.....	57
Figure 44 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IAK-8.....	58
Figure 45 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-1 du puits IAK-8.....	58
Figure 46 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IKNO-2.....	59
Figure 47 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IKNO-3.....	59
Figure 48 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-1 du puits IKNO-3.....	60
Figure 49 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IKNO-7.....	60
Figure 50 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-1 du puits IKNO-7.....	61

Liste des tableaux

Tableau n°	Titre	Page
Tableau 01	: Chargement des données de fichier LAS.....	19
Tableau 02	: Lectures du Gamma Ray relevées.....	53
Tableau 03	: Résultats du Gamma Ray cut-off.....	54
Tableau 04	: Résumé des paramètres obtenus après calcul (Hu, N/G et Vsh).....	55
Tableau 05	: Moyennes des porosités et des saturations en eau de l'unité IV des puits étudiés.....	62
Tableau 06	: Tableau récapitulatif des valeurs des paramètres étudiés dans l'unité IV-3.....	65
Tableau 07	: Tableau récapitulatif des valeurs des paramètres étudiés dans l'unité IV-1.....	66
Tableau 08	: Résultat de calcul du volume de roche pour l'unité IV-3.....	67
Tableau 09	: Résultat de calcul du volume de roche pour l'unité IV-1.....	67
Tableau 10	: volume de roche imprégné de l'unité IV-3.....	67
Tableau 11	: volume de roche imprégné de l'unité IV-1.....	68
Tableau 12	: Tableau récapitulatif des réserves prouvées, probables et possibles.....	68

Sommaire

Introduction générale.....	2
Chapitre I: Présentation de la région d'étude.....	4
I.1 Introduction.....	4
I.2 Situation de bassin Illizi.....	4
I.3 Situation de plateau Tinrhert.....	5
I.4 Situation de In Akamil.....	6
I.5 Géologie de la région d'étude.....	9
I.5.1 Description lithostratigraphique.....	9
I.5.1.1 MESOZOÏQUE.....	9
a) CRETACE.....	9
b) JURASSIQUE/TRIAS.....	10
I.5.1.2 PALEOZOÏQUE.....	10
a) CARBONIFERE.....	10
b) DEVONIEN.....	11
c) SILURIEN.....	12
d) LE CAMBRO-ORDOVICIEN.....	13
e) SOCLE.....	13
I.6 Aspect structural.....	15
I.7 Historique d'exploitation.....	15
Chapitre II : Matériel et Méthodes.....	17
II.1 Matériel.....	17
II.1.1 SURFER 11.....	17
II.1.2 TECHLOG.....	18
II.2 Méthodes.....	19
II.2.1 Notions fondamentales.....	19
II.2.1.1 La porosité.....	19
II.2.1.2 La perméabilité.....	19
II.2.2 Lecture et interprétation Quick-look.....	20
II.2.3 Analyse et interprétation quantitative des données.....	22
II.2.3.1 Détermination du volume d'argile.....	22
II.2.3.2 Détermination de la porosité et de la saturation en eau.....	22

a) Méthode de calcul de porosité.....	22
b) Méthode de calcul de saturation.....	24
II.2.3.3 Détermination des épaisseurs utiles.....	25
Chapitre III : Caractérisation du réservoir cambro-ordovicien unité IV.....	27
III.1 Introduction.....	27
III.2 Géométrie de réservoir Cambro-Ordovicien unité IV.....	27
III.3 Caractérisation Pétrophysique de réservoir cambro-Ordovicien unité IV.....	34
III.3.1 Evolution spatiale de la porosité (Φ).....	34
III.3.2 Evolution spatiale de la perméabilité (K).....	34
III.3.3 Evolution verticale des paramètres pétrophysiques.....	37
Chapitre IV : Calcul des réserves du Cambro-ordovicien unité IV.....	44
IV.1 Introduction.....	44
IV.2 Estimation des réserves en place.....	44
IV.2.1 Généralités.....	44
IV.2.2 Les différentes catégories de quantités en place.....	45
IV.3 Les paramètres de calcul des réserves.....	45
IV.3.1 Détermination des hauteurs utiles.....	45
IV.3.2 Détermination de la porosité et de la saturation.....	55
IV.4 Evaluation des réserves par la méthode volumétrique.....	63
IV.4.1 Formule de calcul.....	63
IV.4.2 Principes des méthodes volumétriques.....	63
IV.4.3 Calcul du volume de roche imprègne (V_R).....	64
IV.4.4 Calcul du volume des fluides à partir des isopaques.....	64
IV.4.5 Calcul des moyennes de porosité, de l'épaisseur utile et de saturation.....	65
IV.4.6 Détermination des surfaces productives.....	67
IV.4.7 Détermination des volumes productifs.....	67
IV.4.8 Détermination de la compressibilité du gaz.....	68
IV.5 Réserves en place : les résultats obtenus.....	68
Conclusion générale.....	70

Introduction Générale

Introduction Générale

La présente étude a été réalisée dans le cadre de l'évaluation du réservoir Cambro-ordovicien Unité IV du champ d'In Akamil, situé dans la partie centrale du plateau Tinrhert. Ce plateau fait partie du bassin d'Illizi qui est parmi les bassins les plus riches en hydrocarbures dans le Sahara algérien.

L'évaluation du réservoir Unité IV a été entamée par l'étude de sa répartition spatiale et verticale sur la base des différentes cartes de subsurfaces telles que les cartes en isobathes aux différentes surfaces du réservoir et les cartes en isopaques. Ces cartes permettront la détermination du volume de roche imprégnée par les hydrocarbures.

Dans une seconde étape, l'analyse des paramètres pétrophysiques nous permettra de caractériser le réservoir Unité IV aussi bien dans sa variation verticale ou latérale. Les outils utilisés sont les paramètres statistiques des séries, les histogrammes et la cartographie. Cette analyse Pétrophysique nous permettra d'aborder efficacement les calculs des moyennes de porosités et des saturations. Elle est suivie par l'exploitation des loggings interprétés par Sonatrach, pour le calcul des hauteurs utiles, les porosités moyennes et les saturations en eau moyennes du réservoir cambro-ordovicien Unité IV. Avec ces paramètres, le calcul des réserves a été réalisé par la méthode volumétrique en utilisant 13 puits. Cette étude est structurée en quatre chapitres et une conclusion générale. Les chapitres sont :

Chapitre I : Présentation de la région étude

Chapitre II : Matériel et méthodes

Chapitre III : Caractérisation Pétrophysique

Chapitre IV : Calcul des réserves

Chapitre I
Présentation de la
région d'étude

Chapitre I : Présentation de la région d'étude

I.1 Introduction

La plateforme saharienne appartient au Craton Nord-africain, elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes.

Le bassin d'Illizi fait partie des domaines d'exploration en hydrocarbures en Algérie grâce à son étendue géologique et sa position géographique. Il renferme une entité géologique des formations détritiques du Paléozoïque très importante capable de contenir des réserves en hydrocarbure de grande quantité

Le plateau de Tinrhert est situé entre le grand Erg oriental au Nord, et le bassin d'Illizi au Sud. Sa datation est estimée comme étant de l'ère Céno-mano-Turonienne.

Le champ d'in Akamil situé dans la partie centrale du plateau Tinrhert. Ce plateau fait partie du bassin d'Illizi.

I.2 Situation de bassin Illizi

Le bassin d'Illizi d'une superficie de 108 424 km², est le siège d'un effort d'exploration assez important qui a débuté en 1956 avec la découverte d'Edjeleh. Depuis, pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23 %. On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz (qui ont donné lieu à des gisements) telles que celles de Tin Fouyé, Zarzaitine, Edjeleh, Alrar, Ohanet et Stah.

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie Sud orientale du Sahara Algérien (Fig 01). Il représente l'une des plus grandes provinces pétro-gazifères de l'Algérie, se situe entre les longitudes 6°E et 10°E, et les latitudes 29° 45'00'' N et 26° 30'00''N.

Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'Est dont la plus grande partie se trouve en Algérie, couvrant ainsi une superficie de 100.000 Km² jusqu'au massif du Hoggar qui le borde au sud. (WEC 1995)

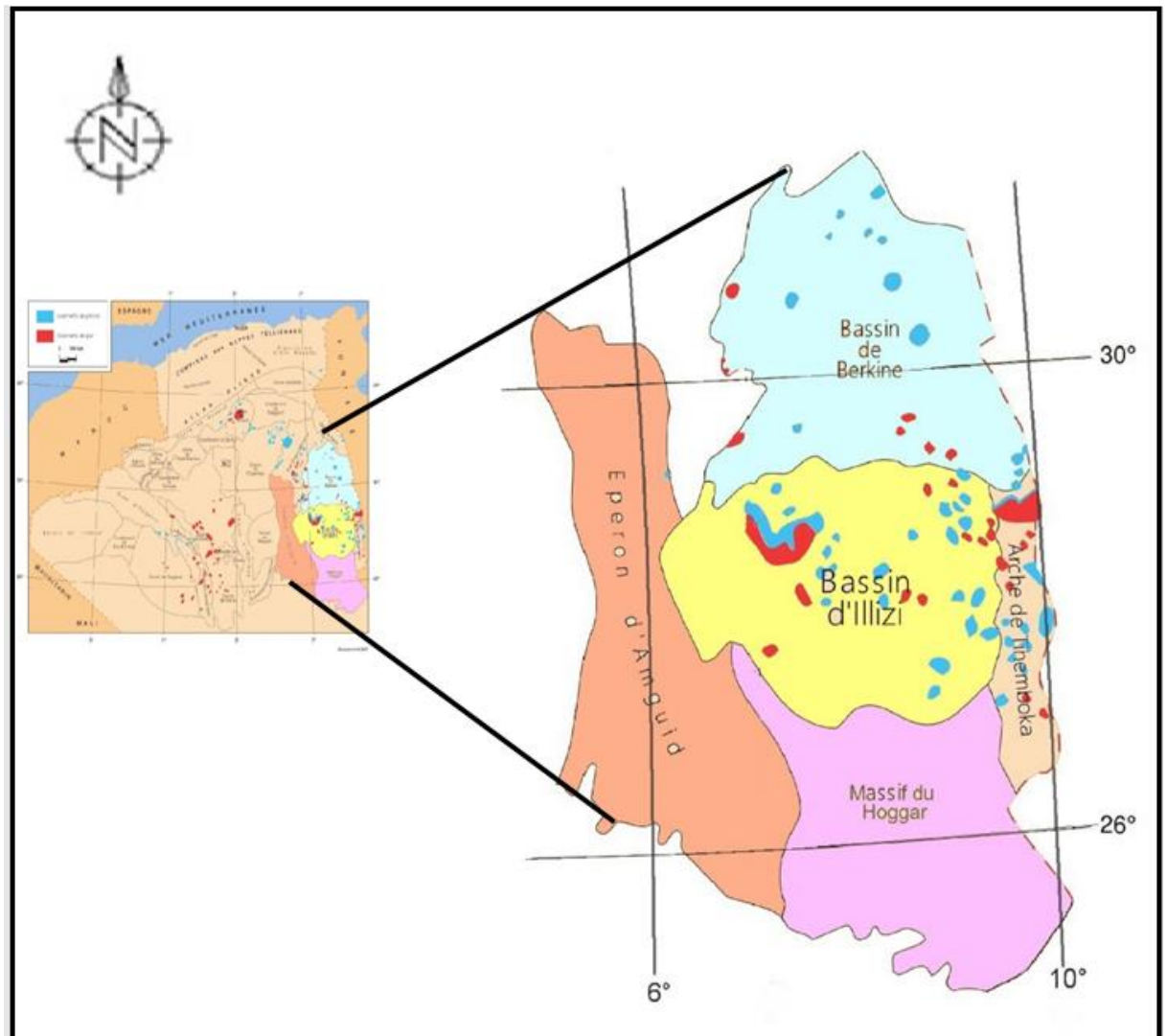


Figure 01 : Situation géographique du bassin d'illizi (WEC 1995)

I.3 Situation de plateau Tinrhert

Le plateau de Tinrhert est un plateau désertique d'Algérie, situé dans la wilaya d'illizi, il est défini selon les coordonnées géographiques suivantes : La longitude : 29°00'00'' Nord, Latitude : 09°00'00'' Est, et à 549 m d'altitude.

Le permis de Tinrhert est situé dans la partie Sud-Est du Sahara Algérien, il fait partie de la province Orientale de la plateforme saharienne, il est limité à l'Est par la frontière libyenne, à l'Ouest par GARA TESSELIT, au Nord par le périmètre de TIMISSIT, et au Sud par le périmètre d'IN AMENAS (Fig. 02). (WEC 1995)

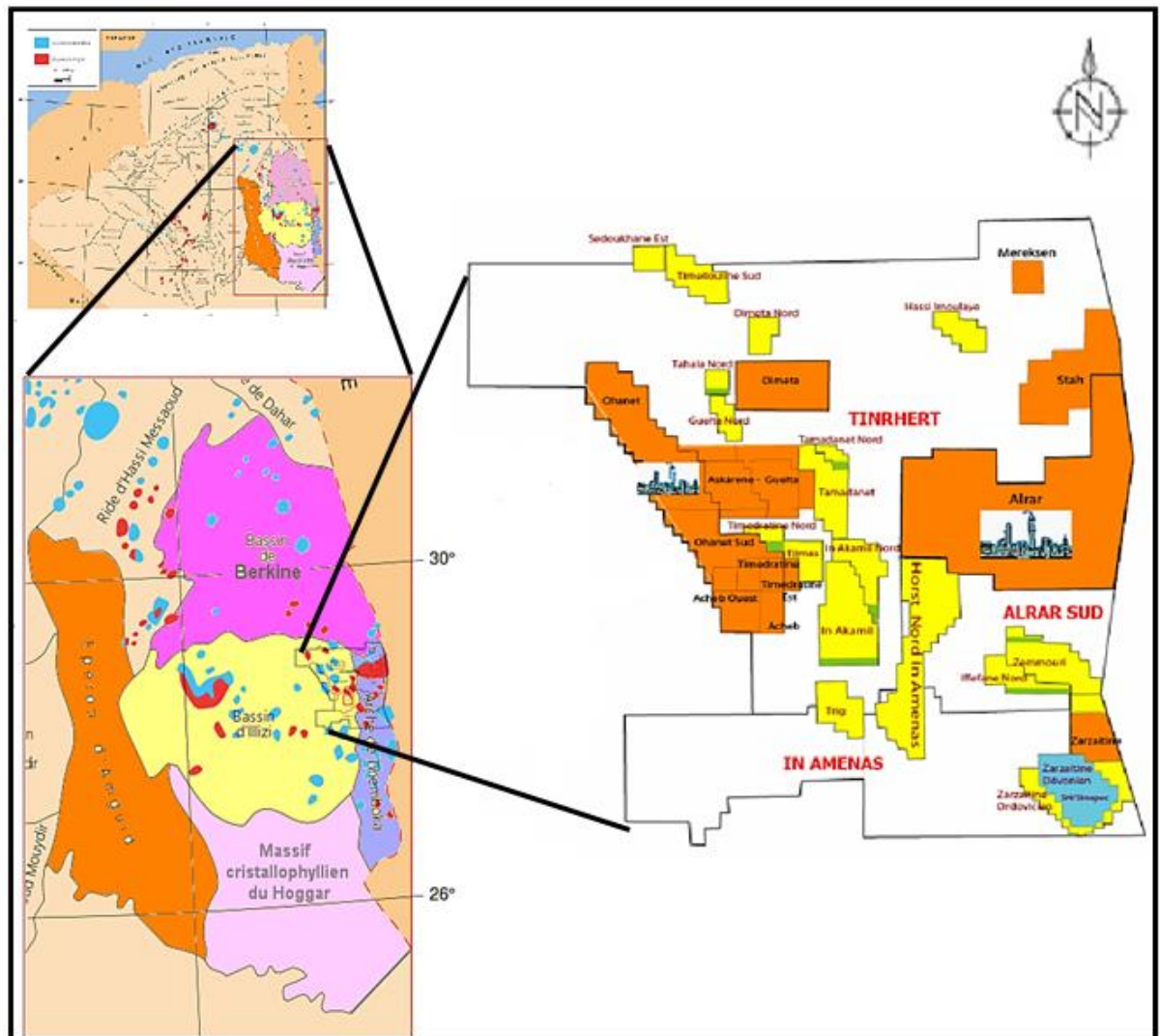


Figure 02 : Situation géographique du plateau de Tinerhert

I.4 Situation de In Akamil

Les gisements In Akamil (IAK) et In Akamil Nord (IKN) sont situés au Sud - Est du bassin d'Ilizi, dans le périmètre de recherche Tinrhert qui est limitée par : le horst Nord In Amenas à l'Est, le périmètre de recherche de Gara Tissetit à l'Ouest, le périmètre de recherche d'Oudoume Est au Nord et les périmètres d'exploitation des gisements de Tigentourine et de Hassi Farida au Sud.

Le champ d'In Akamil est situé dans la partie centrale du plateau de Tinrhert occupant une surface de l'ordre de 463,92 km². Il est séparé en 2 blocs par une falaise de rejet de 200m (In Akamil Nord avec une surface de 144,51 km² et In Akamil avec une surface de 319,41 km²). (WEC 1995)

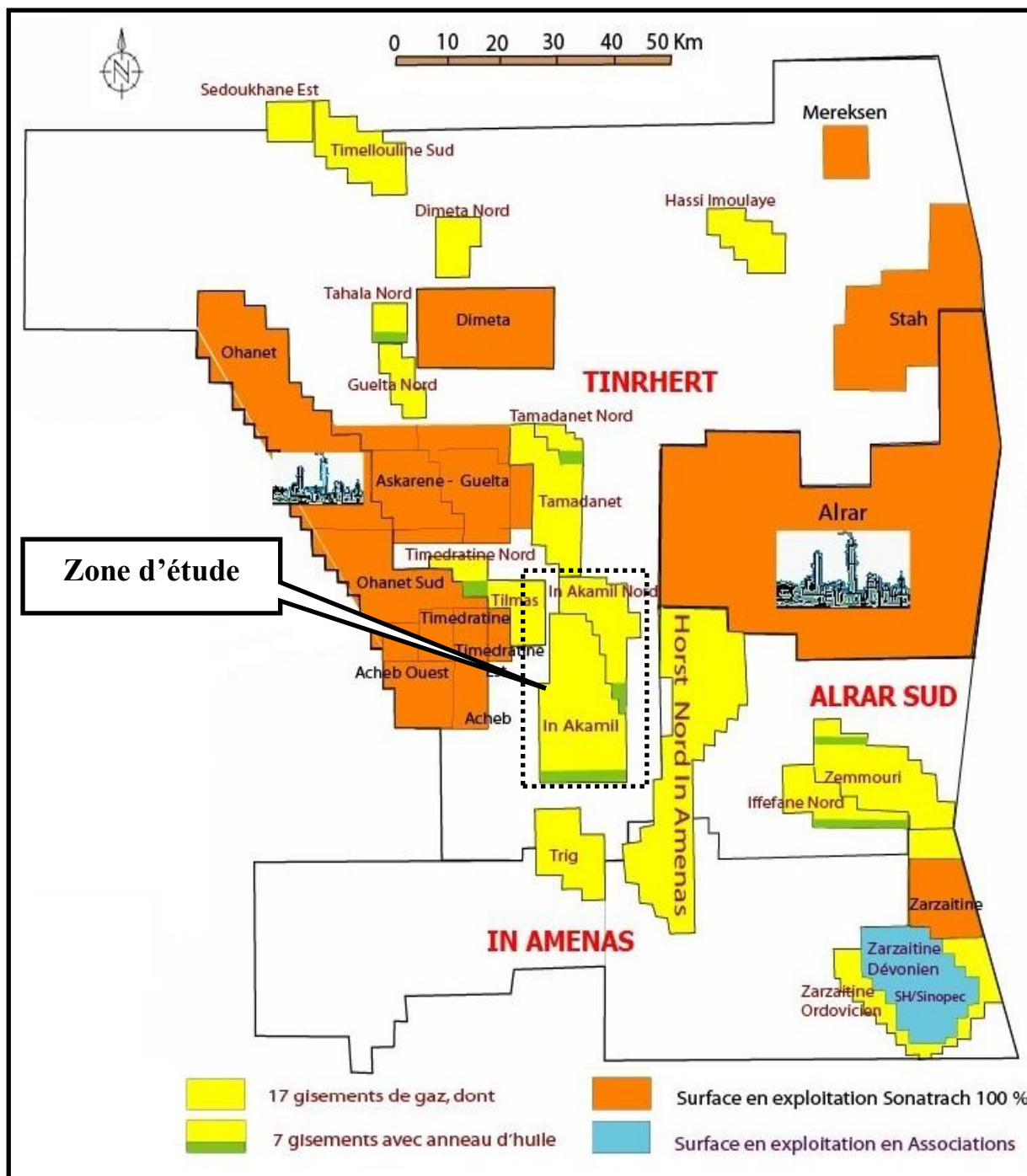


Figure 03 : Situation géographique de la région d'étude (WEC 1995)

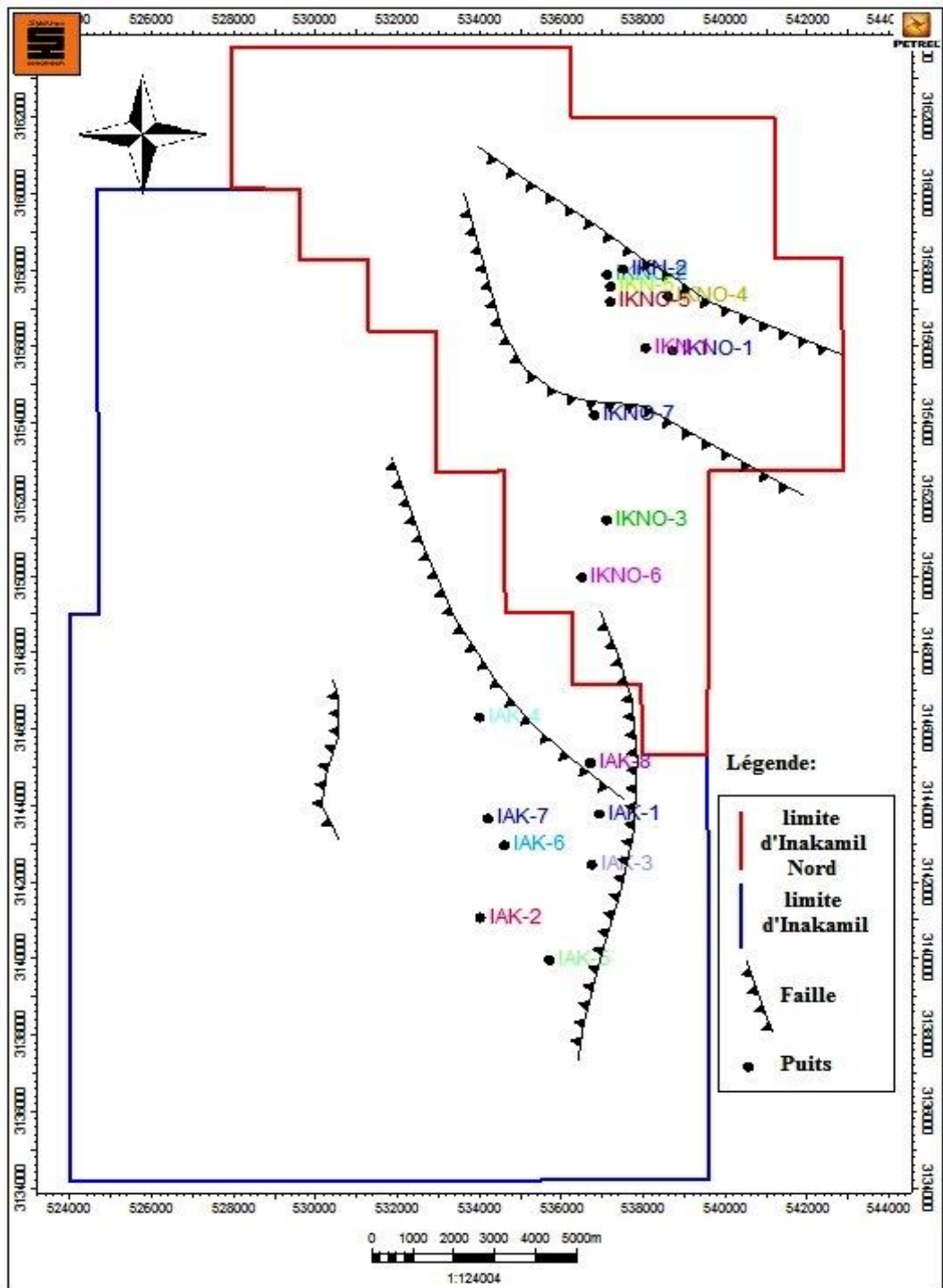


Figure 04 : Positionnement des puits du champ d'In Akamil (Sonatrach –DP.Sth)

I.5 Géologie de la région d'étude

I.5.1 Description lithostratigraphique

La série stratigraphique de la région d'étude est constituée par les formations d'âge paléozoïque, reposant en discordance majeure sur un socle souvent plissé de composition pétrographique variée, surmonté par les formations d'âge mésozoïque, reposant à leur tour en discordance sur le Paléozoïque. On distingue de haut en bas. (Projet de Tinrhert)

I.5.1.1 MESOZOÏQUE

a) CRETACE

Cénomanién

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

In Akamil

Elle est représentée par une Argile brune rouge, vare d'âtre, tendre à pâteuse, grès blanc à gris blanc, fin à moyen, à ciment silico-argileux, friable.

Taouratine

Sable blanc vitreux, transparent à translucide, parfois rosâtre, moyen à grossier, subanguleux à subarrondi, arrondi par endroits, avec passées de :

- Grès blanc à blanc beige, brun, parfois gris fin à moyen, argileux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé, et d'argile brun rouge, grise, silteuses tendre à indurée, parfois sableuse.
- Dolomie beige, argileuse, indurée.

b) JURASSIQUE/TRIAS**La série Zarzaïtine**

Cette série est représentée par : Argile brun rouge, verdâtre, silteuses, tendre à indurée, parfois sableuse. Grès gris, gris blanc, parfois blanc, fin silico-argileux, parfois argileux, friable à moyennement consolidé. Sable blanc vitreux, rosâtre, moyen à grossier, subanguleux à arrondi.

I.5.1.2 PALEOZOÏQUE**a) CARBONIFERE****Tiguentourine**

Argile brune rouge, gris verdâtre, vert clair, silteuses, tendre à indurée, localement sableuse, légèrement carbonatée par endroits. Grès blanc à gris blanc, fin siliceux, localement argileux, consolidé à bien consolidé. (M. Izouaouen, 2012).

Westphalien "F"

Calcaire blanc, blanc beige, beige, parfois gris blanc, microcristallin, tendre à moyennement dur. Marne brun chocolat à marron, parfois grise à gris sombre, tendre à indurée. Argile brun rouge, silteuses tendre à indurée. (M. Izouaouen, 2012).

Westphalien & Namurien "E"

Marne grise, gris clair, brun chocolat, marron, tendre à indurée. Calcaire blanc, parfois beige à jaunâtre, microcristallin, tendre à moyennement dur. Argile brun rouge, silteuses, parfois carbonatée, tendre à indurée. (M. Izouaouen, 2012).

Namurien "D"

Argile gris sombre à noir, silteuses, feuilletée, légèrement micacée, tendre à indurée. Grés beiges à blanc parfois gris clair, fin à très fin, argilo-carbonaté à carbonaté, friable à moyennement consolidé. (M. Izouaouen, 2012).

Viséen "C"

Argile grise, gris foncé à noire, silteuse, feuilletée, parfois micacée, légèrement carbonatée, tendre à indurée, avec traces de :

- Calcaire gris blanc à gris brun, argileux, tendre, parfois gréseux, dur.
- Grès blanc à gris blanc, gris beige, parfois gris, fin à très fin, argilo-carbonaté, friable à moyennement consolidé. (M. Izouaouen, 2012).

Viséen "B"

Grès gris clair, gris blanc, parfois gris beige, fin à très fin, parfois moyen, argileux à silico-argileux, légèrement carbonaté, moyennement consolidé. Argile gris foncé, gris noir, noire, silteuse, micacée, localement feuilletée, tendre à indurée. (M. Izouaouen, 2012).

Tournaisien "A"

Argile grise, gris foncé à noire, silteuse, feuilletée, micacée, tendre à indurée. Grès gris clair à gris brun, fin à très fin, silico-argileux, friable, parfois blanc, fin siliceux, Consolidé. (M. Izouaouen, 2012).

b) DEVONIEN**Dévonien Supérieur "F₂"**

Grès gris à gris blanc, fin à très fin, moyennement dur à dur, parfois beige, fin à très fin, légèrement carbonaté, tendre. Argile noire, micacée, silteuse, tendre à indurée.

Dévonien Moyen (série argileuse)

Argile gris noire, silteuse, micacée, tendre à indurée. Grès gris brun, fin à moyen, silico-argileux, moyennement consolidé. Calcaire gris brun, argileux, tendre.

Dévonien Moyen "F₄"

Grès gris à gris clair, parfois gris beige, fin à très fin, friable à moyennement consolidé, à ciment silico-argileux. Argile grise à gris clair, silteuse, tendre à indurée, parfois légèrement carbonatée.

Dévonien inférieur "F₆ unité C₃"

C'est une superposition de deux barres de grès blanc à gris clair, fin à moyen, siliceux à quartzitique, séparées par des passages d'argile grise à gris noire, tendre, silteuse, feuilletée.

Dévonien inférieur "F₆ unité C₂"

Cette unité est caractérisée par une intense salification et la présence de spherodérite. A sa base, cette unité passe progressivement aux grès grossiers du C₁, constituant ainsi une séquence positive.

Dévonien inférieur "F₆ unité C₁"

Il s'agit de meilleurs réservoirs F₆. Elle repose en discordance sur l'unité A, Elle est constituée de grès moyen à grossier, localement conglomératique à granulométrie tel classement variable, à stratification oblique, peu ou pas argileux.

c) SILURIEN**Silurien "F₆ unité A"**

Cette unité est représentée essentiellement par une succession rythmique de niveaux métriques de grès brun, moyen à grossier, subanguleux, moyennement dur à friable, riche en dragées de quartz, séparées par des passés d'argile grise à noire, indurée, feuilletée.

Discordance Calédonienne**Silurien "F₆ unité M₂"**

Elle est subdivisée en deux ensembles bien distincts, soient :

- L'ensemble supérieur : est représenté par des grès blanc à gris, fin à moyen, parfois grossiers, moyennement dur, siliceux à silico-argileux.
- L'ensemble inférieur : est représenté par une argile grise à noir, indurée, silteuse, où s'intercalent des passées de grès gris-clair, fin à moyen, argileux.

Silurien "F₆ unité M₁"

Elle est représentée par des barres sableuses développant dans les argiles grises de plateforme. Elles sont constituées par des grès fins bien classés, des galets mous d'argile et des grès ferrugineux, légèrement prédominant, à oolithes de chlorite vert à brun.

d) LE CAMBRO-ORDOVICIEN

Le Cambro-Ordovicien est représenté par trois unités ; (Unité II, unité III et unité IV).
(DEBIANE K, 2015)

L'Unité IV : cette unité est composée de trois sous –unités :

L'unité IV-3 : Représentée par un ensemble grés-argileux.

L'Unité IV-2 : Représentée par des argiles à graviers de quartz, des silts et des grès fins.

L'Unité IV-1 : Représentée par des grès moyens à grossiers parfois fins.

L'Unité III : cette unité est composée de trois sous –unités.

L'Unité III-3 : Représentée par des grès fins à très fins, des tigillites et argiles noires.

L'Unité III-2 : Grés siliceux durs et nodules d'argiles.

L'Unité III-1 : Représentée par de fines alternances des argiles noires et des grés fins.

L'Unité II : Argile gris fonce, noire, indure, silteuse, micacée, grès gris blanc a blanc, fin a très fin, quartzitique, compact, dur.

e) SOCLE

Il est constitué par des roches granitiques et d'irritiques.

Stratigraphy				Lithology	Rock Description
CRETACEOUS	CENOMANIAN	ARGILES & GYPSE			Calcaire dolomitique. Argiles plastiques à forte présence de gypse
		IN AKAMIL			argiles plastiques finement sableuse, intercalations dolomitiques
	ALBIEN	TACOURATHI	SUP		Sable et argile
	APTIEN		MOY		Argile et passées de dolomie
	BARREMIEN		INF		Sable a passées d'argile
NEOCOMIEN				Argiles et sable	
JURASS	MALM	ZARZAIATINE	SUP		Argiles et sable
	DOGGER ARG		MOY		Argile, sable et gres
	DOGGER LAGU		INF		Argile, passées de gres et dolomie
	Argilo-Dolomitique				Argile, anhydrite, dolomie et gres
TRIAS	LIAS	ZARZAIATINE	INF		Argile, trace dolomie, passeeegres
	Equi. Salifere				Argile, et passées de sable
	Argileux				Sable et argile
CARBONIFEROUS	Argilo-greux sup			Sable et argile	
	TIGUENTOURINE			Argile, sableuse parfois dolomitique	
	WESTPHALIEN "F"			Calcaire, dolomie argileuse, argile	
	WESTPH-NAMURIEN "E"			Marne, calcaire, anhydrite, argiles	
	NAMURIEN "D"			Argile dolomitique, gres, calcaire	
	VISEEN "C"			Argile, gres fin, calcaire, pyrite, fossile	
	VISEEN "B"			Argile, gres fin, calcaire, pyrite	
DEVONIAN	TOURNAISIEN "A"			Argile, gres fin, fossile, dolomite, pyrite	
	F2			Gres fin a grossier, argile, fissures	
	Série-argileuse-sup			Argilefoncée, gres fin, calcaire, pyrite	
	Série-argileuse-inf			Argilefoncée, gres fin, calcaire, pyrite	
	Reservoir F4 Sup			Alterance gres fin et argile foncée	
	Argiles			Argile foncée silteuse, gres clair	
SILURIEN	F6	unit C3+C2		Gres tres fin et argiles indurée	
		Silurien-F6(A)		Gres fin a moyen et argile silteuse	
		unit M2		Gres a bitume, argile foncée, pyrite	
		unit M1		Gres clair, argile feuilletée, pyrite	
	SILURIEN ARGILEUX			Argile noire charboneuse, gres silteuse	
ORDOVICIEN	UNITE IV-3			Grès gris - blanc passées d'argiles parfois microconglomératiques.	
	UNITE IV-2 Upper			Argiles noires, indurée, 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, indurée, silteuse, micacée, passées de gres blanc	
PRE CAMBRIEN	SOCLE			Roches métamorphiques altérées, argiles schisteuse, gris verdâtres, à gris foncé brunâtre à éléments blanc, translucide et vert foncé	

Figure 05 : Stratigraphie, lithologie et description des formations géologiques de la région d'étude (WEC 1995)

I.6 Aspect structural

La structure d'In Akamil se présente sous forme de deux haut fonds d'axe Sud-Nord représentant les deux champs d'In Akamil et In Akamil Nord. Ces hauts fonds sont séparés par un ensellement dont l'importance est difficile à préciser du fait de la position de la falaise cénomanienne.

La structure d'In Akamil est limitée vers l'Est par une faille dont le rejet atteint 100m à la hauteur du Dévonien Inférieur, et présente une fermeture de 40 m vers le Sud.

Carte structurale (isobathes au toit et au mur du Cambro-ordovicien) (SLIMANI A.2015)

I.7 Historique d'exploitation

La structure a été mise en évidence par la sismique conventionnelle en 1958 et confirmée par le forage du puits IAK-1 en Août 1959, qui a produit du gaz humide et de l'huile dans le réservoir F6 du Dévonien Inférieur et du gaz humide dans les réservoirs F2 du Dévonien Supérieur et du Cambro-Ordovicien.

En suit plusieurs puits d'exploitation sont forés pour la confirmation de l'existence d'une potentielle récupérable, le puits IKN- 1 est situé à 12 km au NNE de IAK-1 et à 20 km au SSE de TM-10, forée en 13 / 07 /1961, et mis en service en avril 1965, dans le but de l'étude les réservoirs DEVONIEN et éventuellement ceux du CAMBRO-ORDOVICIEN.

Le puits IKN-2 est situé à environ 2.35 km d'IKN-1, au point 118 du profil sismique TZ 26, qui a été forée en 13 / 07 / 1961, et mis en service en Avril 1965.

Le puits IKNO-1 est un puits d'exploration de la structure IN AKAMIL, foré sur le permis Tinrhert (bloc 239), à 67 km du champ d'Alrar et à 12 km au Nord d'In Akamil. Les réservoirs de l'Ordovicien constituent l'objectif principal du sondage. Les réservoirs Dévonien F4 et F6 sont considérés comme objectifs secondaires.

Le puits de délinéation IKNO-2 est situé dans le bloc 239 a du périmètre de recherche Tinrhert. Il est situé à environ 67 km du champ d'Alrar et à 3 km environ au Nord-Ouest du puits d'exploration IKNO-1. Les réservoirs de l'ordovicien constituent l'objectif principal du sondage. Son objectif secondaire est d'explorer les réservoirs du Dévonien (F4, F2 et le Silurien F6) et de vérifier l'extension de l'accumulation de gaz rencontré dans le puits d'exploration IKNO-1 au niveau de l'unité M2 du F6 qui a débité 1380 m³/h de gaz. (Rapport Sonatrach,2010)

Chapitre II
Matériel et Méthode

Chapitre II : Matériel et Méthodes

II.1 Matériel

L'évaluation des paramètres pétrophysiques dans le champ d'In Akamil en utilisant Les logiciels TECHLOG et SURFER11.

II.1.1 SURFER 11

L'outil Surfer est un logiciel conçu par Golden Software, vous permet de réaliser des modèles numériques de terrain (MNT) issus des données que vous aurez récoltées sur le terrain via DGPS.

Le principe de Surfer est permet de créer des grilles qui vont interpoler les données irrégulières de vos points x, y et z afin de les ordonnées.

C'est à partir de ces grilles que l'on pourra créer plusieurs types de cartes :

Base map, contour map, 3D surface, Vector et bien d'autres.

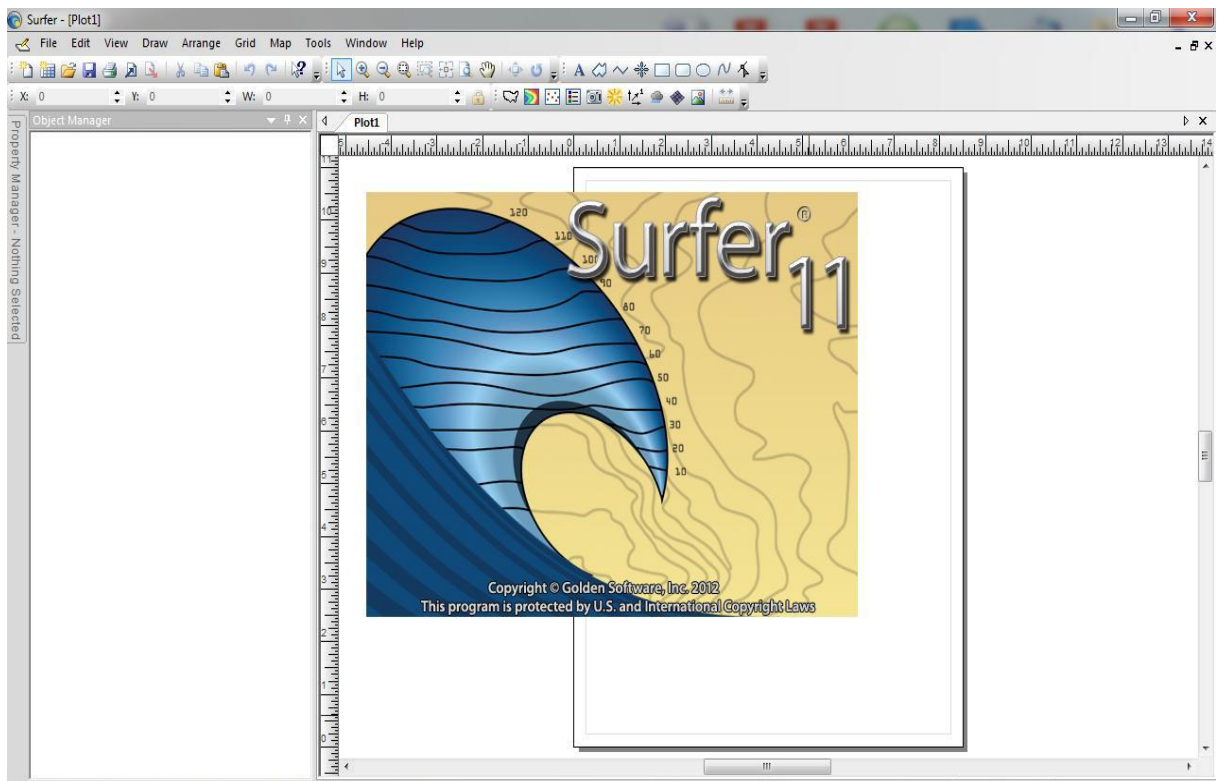


Figure 06 : : Interface du logiciel Surfer 11

II.1.2 TECHLOG

On charge les données des puits sous formats LAS, Pour cela, on utilise le menu Input/Output pour charger les différents enregistrements, pour compléter le chargement des données on remplit les différents paramètres de l'entête tels que :

- $R_w = 0.018$ ohm.m, résistivité de l'eau de formation.
- $R_{mf} = 10$ ohm.m, résistivité du filtrat de boue.

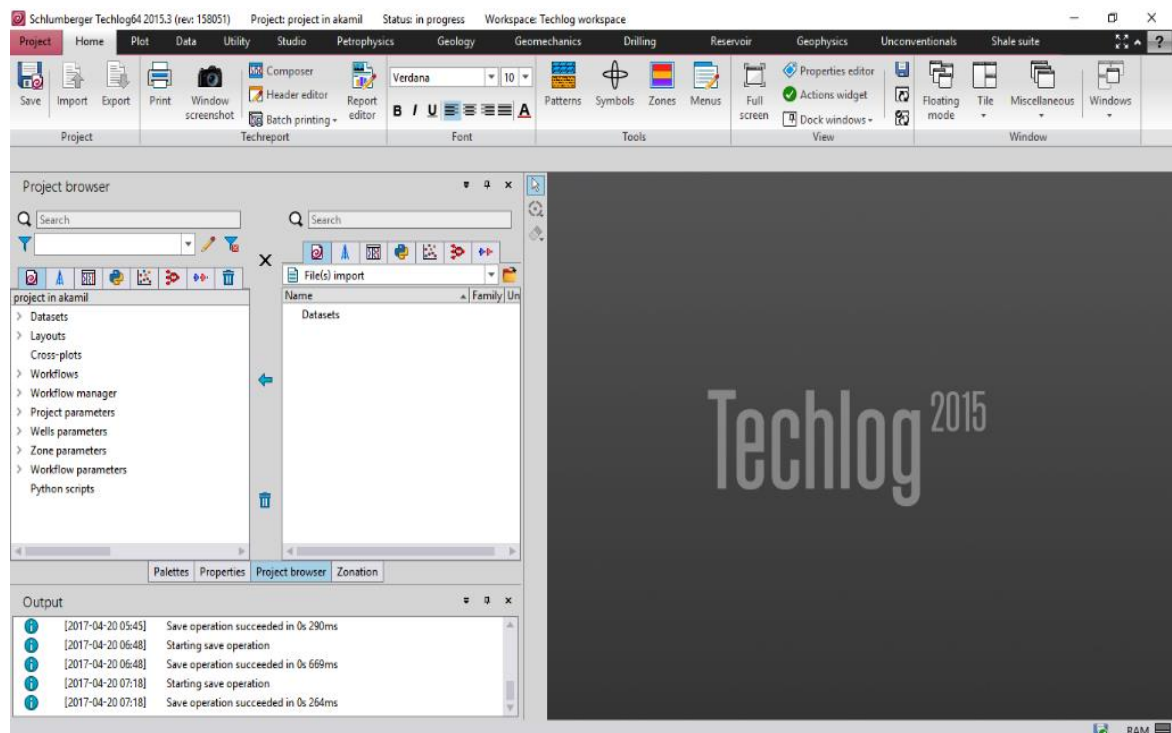


Figure 07 : Interface du logiciel TECHLOG

Tableau 01 : Chargement des données de fichier LAS.

LAS Name	LAS Type	Units	Load into Set	Load
DEPTH	DEPTH	M	Default	✓
Caliper	HCAL_LOG	IN	Default	✓
Neutron	CNC	V/V	Default	✓
Density	RHOZ_LOG	G/C3	Default	✓
Sonic	DT_LOG	US/F	Default	✓
GammaRay	HCGR	API	Default	✓
Résistivity	RTL_IN	OHMM	Default	✓

II.2 Méthodes

II.2.1 Notions fondamentales

II.2.1.1 La porosité

La porosité est définie comme étant le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche. Elle est exprimée en pourcentage, désignée par la lettre « Φ » ; elle dépend de la distribution et de la forme des grains. (Serra.1979).

Dans les gisements exploités, la porosité des roches réservoirs est :

- Faible si elle est inférieure à 5%.
- Médiocre si elle est comprise entre 5% et 10%.
- Moyenne si elle est comprise entre 10% et 20%.
- Bonne si elle est comprise entre 20% et 30%.
- Excellente si elle est supérieure à 30%.

II.2.1.2 La perméabilité

La perméabilité est une propriété dynamique qui reflète la conductivité au fluide de la roche, à savoir l'aptitude de la roche à laisser circuler un fluide à travers ses pores. La perméabilité est définie pour la première fois par Henry Darcy, en simulant l'écoulement d'un

liquide dans un milieu poreux par un écoulement linéaire et horizontal (expérience de perméamétrie). (Serra.1979).

Classes de perméabilité est :

- Très faible si elle est inférieure à 1mD.
- Faible si elle est comprise entre 1mD et 10mD.
- Médiocre si elle est comprise entre 10mD et 50mD.
- Moyenne si elle est comprise entre 50mD et 200mD.
- Bonne si elle est comprise entre 200mD et 500mD.
- Excellente si elle est supérieure à 1D.

II.2.2 Lecture et interprétation Quick-look

Les enregistrements sont constitués de sept pistes, appelées aussi tracks. Ils peuvent être visualisés en utilisant le module Log plot. (SONATRACH –DP.STH)

- Track 1 : Présente le réservoir (formation Ordovicien VI-3).
- Track 2 : Présente la courbe de Gamma ray (radioactivité).
- Track 3 : Présente la courbe de diamètre et le sonique.
- Track 4 : Présente la courbe de profondeur du puits en MD.
- Track 5 : Présente la courbe de profondeur du puits en TVDSS.
- Track 6 : Dans notre cas d'étude on a utilisé les résistivités (M2R9, M2R2) qui sont respectivement les résistivités des zones vierges, et lavée.
- Track 7 : densité et neutron.

L'interprétation de ces enregistrements se fait comme suit :

- Le diamètre montre des variations du diamètre d'un puits, elles indiquent toutes des élargissements qui correspondent à des cavités dans certains niveaux.
- La courbe du Gamma Ray nous permet de localiser les bancs argileux des bancs gréseux de cette formation tout en utilisant le cut-off GR.

Sa formule est de la forme suivante :

$$GR_{\text{cut-off}} = V_{\text{Sh cut-off}} \cdot (GR_{\text{max}} - GR_{\text{min}}) + GR_{\text{min}}$$

- Une séparation des courbes de résistivités est observée au niveau des grés indiquant une présence d'eau ($M2M9 < M2M2$). Cette séparation peut s'expliquer par la présence de gaz et de l'eau dans la formation. En effet l'eau a augmenté la résistivité de la zone vierge.

- Le sonique montre des régularités. Il donne des valeurs de temps de transit qui oscillent au tour de 60us/f, il confirme ainsi une formation lithologique compacte.
- L'augmente de log de densité surtout en face des argiles où elle dépasse une valeur maximale de (2.85) d'où on soupçonne une argile compactée qui peut être probablement une barrière de perméabilité.
- Le log composite Neutron Densité nous permet de faire la séparation entre les formation argileux et gréseux. Ainsi que de montre l'existence des formations en hydrocarbures.

Log exemple Puits IAK-2

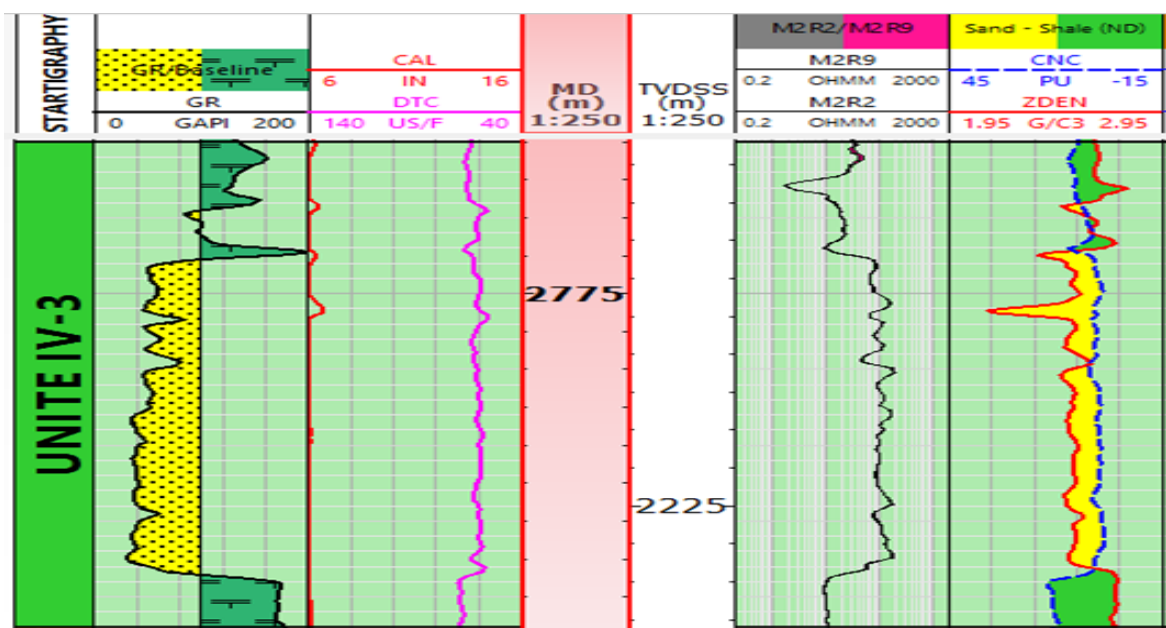


Figure 08 : Log composite interprété du puits IAK-2, unité IV-3

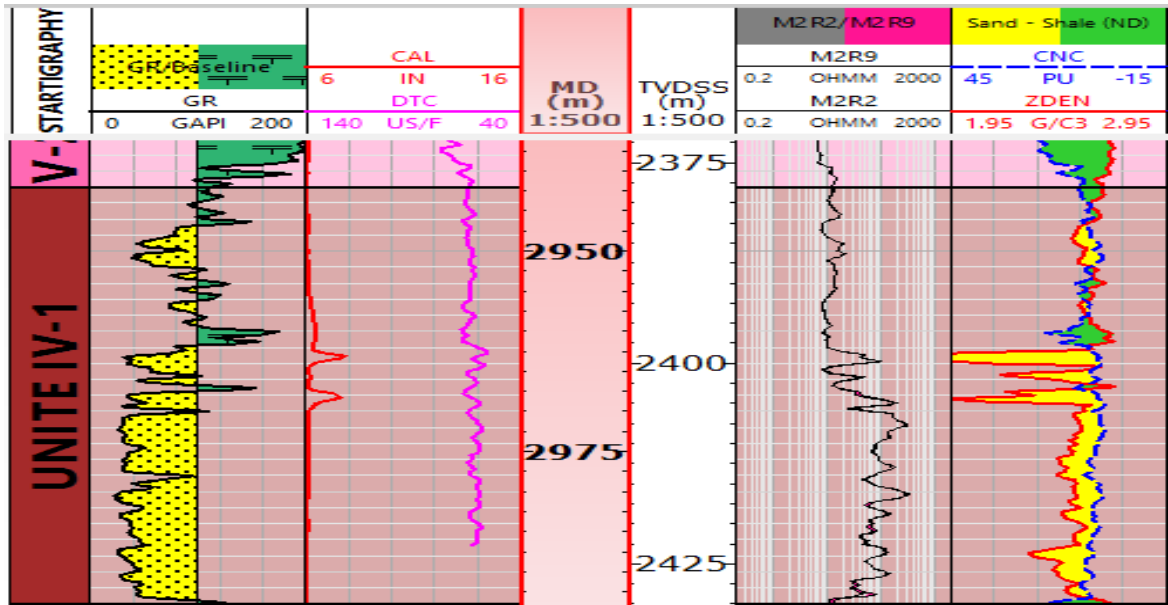


Figure 09 : Log composite interprété du puits IAK-2, unité IV-1

II.2.3 Analyse et interprétation quantitative des données (M. Boumaza et F. Semai)

II.2.3.1 Détermination du volume d'argile

Certains auteurs préfèrent utiliser l'indice d'argilosité V_{sh} relié plutôt à l'effet de l'argile ainsi que son volume. La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, elle nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre (contient moins de 10% d'argile), ainsi que de corriger les paramètres pétrophysiques du l'effet d'argile pour une estimation plus exacte des paramètres à étudiés.

- **Gamma Ray naturel** : Dans cette étude, on utilise la formule suivante pour le calcul de volume d'argile :

$$(V_{sh}\%)_{GR} = (GR_{lu} - GR_{min} / GR_{max} - GR_{min}) * 100$$

GR_{min} : valeur minimale de radioactivité lue en face d'un niveau considéré comme propre.

GR_{max} : même valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

II.2.3.2 Détermination de la porosité et de la saturation en eau

a) Méthode de calcul de porosité

On a trois types de porosités (ϕ_n , ϕ_d , et ϕ_s) qui sont mesurés par les trois outils correspondant (outil neutron, outil densité, outil sonique) qu'on peut déterminer suivant la disposition

des données, et puisqu'on a la présence des argiles, les porosités doivent être corrigées de l'effet d'argile (voir formule). Dans notre évaluation on a utilisé le module " porosity and water saturation" qui permet de calculer et de corriger la porosité utile (effective) et la saturation en eau à la fois. Pour cela les formules suivantes sont appliquées :

- **Porosité densité** : La densité globale d'une formation est égale à la somme des produits des densités respectives de chacun de ses constituants par leur pourcentage volumique dans la formation, ce qui revient à écrire :

$$\rho_b = \rho_f \phi_d + \rho_{sh} V_{sh} + \rho_{ma} (1 - \phi_d - V_{sh})$$

Avec :

ρ_b : densité totale de la formation (bulk density).

ρ_f : Densité de fluide lue en face du niveau étudié en (g/cc).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_{sh} : Densité des argiles.

V_{sh} : Volume d'argile.

ϕ_d : Porosité de densité.

De la relation précédente on peut déduire la porosité densité corrigée de l'effet d'argile :

$$\phi_{dc} = \phi_d - V_{sh} \phi_{dsh}$$

ϕ_{dsh} : Porosité densité lu en face des argiles.

Avec :

$$\phi_d = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})}$$

- **Porosité Sonique** : En se basant sur de nombreux essais en laboratoire, sur des formations propres. Wyllie a proposé une relation empirique qui permet de passer directement du temps de parcours Δt à la porosité. Dans le cas d'une formation propre, la porosité déduite à partir d'un log sonic s'exprime par la relation suivante :

$$\phi_s = \frac{(\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma})}{(\Delta t_f - \Delta t_{ma})}$$

Avec :

Δt_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonore relevé sur la diagraphie sonore en face du niveau étudié.

Δt_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonore dans la matrice.

Δt_f : Temps de l'onde sonore dans le fluide.

La porosité corrigée de l'effet d'argile est donnée comme suit :

$$\phi_{sc} = \phi_s - V_{sh} \phi_{ssh}$$

ϕ_{ssh} : Porosité sonore des argiles.

- **Porosité Neutron** : La mesure directe de la porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\phi_{n\text{grés}c} = \phi_{n\text{grés}} - V_{sh} \phi_{nsh}$$

Avec :

$$\phi_{n\text{grés}} = \phi_{n\text{cal}} + 0,04$$

$\phi_{N_{sh}}$: Porosité Neutron lue en face des argiles

b) Méthode de calcul de saturation

Elle représente le volume occupé par le fluide au volume total des pores. La partie du volume utile de la roche occupée par les hydrocarbures S (h), est déterminée après le calcul de la saturation en eau de formation S(w).

$$S_w^n = \frac{R_{xo}}{R_t} = \frac{F \cdot R_w}{R_t}$$

- **Facteur de formation** : Le facteur de formation F est défini comme la valeur du rapport de la résistivité de la roche poreuse à la résistivité de l'eau qui l'imprègne :

$$F = \frac{R_{xo}}{R_w}$$

Le facteur de formation d'une roche, est donné par la formule d'Archie :

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

Tel que :

a : Coefficient dépendant de la lithologie qui varie entre 0,6 et 2

m : Facteur de cimentation ou de tortuosité,

Cependant, l'équation d'Humble $F = 0,62/\phi^{2,15}$ est adoptée dans notre région d'étude.

II.2.3.3 Détermination des épaisseurs utiles

Résultat final qui nous permet de définir les intervalles de l'épaisseur total (net réservoir) et de l'épaisseur utile (net pay).

- Epaisseur total (net réservoir) : c'est la partie gréseuse du niveau réservoir.
- Epaisseur utile (net pay) : c'est la partie qui contient des hydrocarbures.

a) Le Vsh cut-off

C'est la valeur maximale du pourcentage de volume d'argile, au-delà de laquelle on ne considère plus la formation comme réservoir. Cette valeur est de 50% du volume d'argile.

b) La porosité et la saturation cut-off :

Sont respectivement 5%, et 60%. Et les données du cut-off sont des valeurs prises par expérience.

A partir des puits étudiés nous avons pu limiter les épaisseurs utiles et calculer les caractéristiques du réservoir (volume d'argile, porosité utile, saturation en eau et en hydrocarbure) dans la partie considérée à hydrocarbure.

Log exemple Puits IAK-2 :

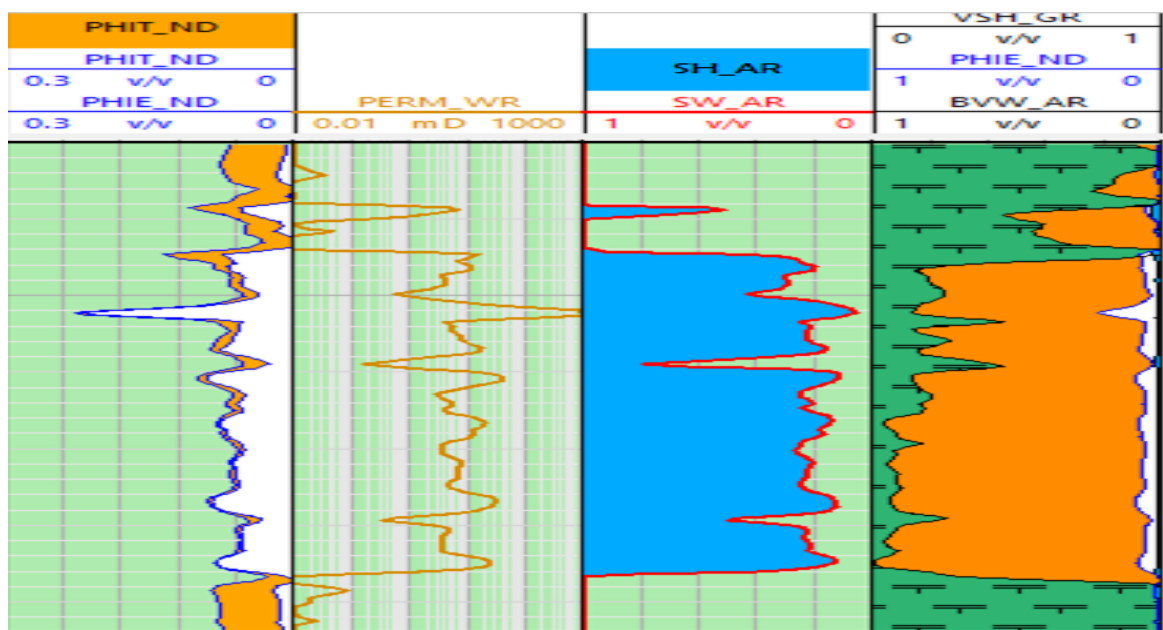


Figure 10 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IAK-2

Chapitre III
Caractérisation du
réservoir cambro-
ordovicien unité IV

Chapitre III : Caractérisation du réservoir cambro-ordovicien unité iv

III.1 Introduction

L'évolution des paramètres pétrophysiques d'un réservoir dans son interprétation est guidée par son aspect géométrique. Pour cela, il est nécessaire d'établir l'architecture à travers les cartes structurales, les cartes en isoépaisseurs pour arriver à cartographier les capacités d'emmagasinement et de circulation des fluides. Pour les premières, les cotes absolues ont été utilisées toutes les cartes sont réalisées sur la base de données de 13 puits

III.2 Géométrie de réservoir Cambro-Ordovicien unité IV

La carte de position des puits en renferme 13 dans le champ de In Akamil (Fig.11), la plupart du puits sont bien répartis sur le champ de façon à le représenter pour des études géologiques.

Les cartes en isobathes au toit (Fig.12) et au mur (Fig.14) du réservoir unité IV montre que la base de l'unité IV se présente deux zones hautes au centre et au nord-ouest de la zone d'étude. Le toit du même réservoir montre la même topographie lui conférant ainsi la structure d'un anticlinal. Le sommet de la structure est situé autour de puits IKNO-3 (1973m), dans la partie nord-est. La zone la plus basse est située dans la partie sud-ouest au voisinage du puits IAK-2 (2430m).

L'épaisseur du réservoir unité IV varie entre 122 et 269m. Les isopaques de réservoir unité IV (fig.16) montre un épaissement aux niveaux des zones hautes situées au centre et au nord-est du champ.

La valeur maximale sont enregistrées dans la partie Nord-Est IKNO-1 (252m) et IKNO-7 (269m) et la partie centrale IAK-6 (250m) et IAK-7 (263m) la carte tandis que les valeurs minimales occupent l'axe anticlinale de la structure autour de puits IKNO-6.

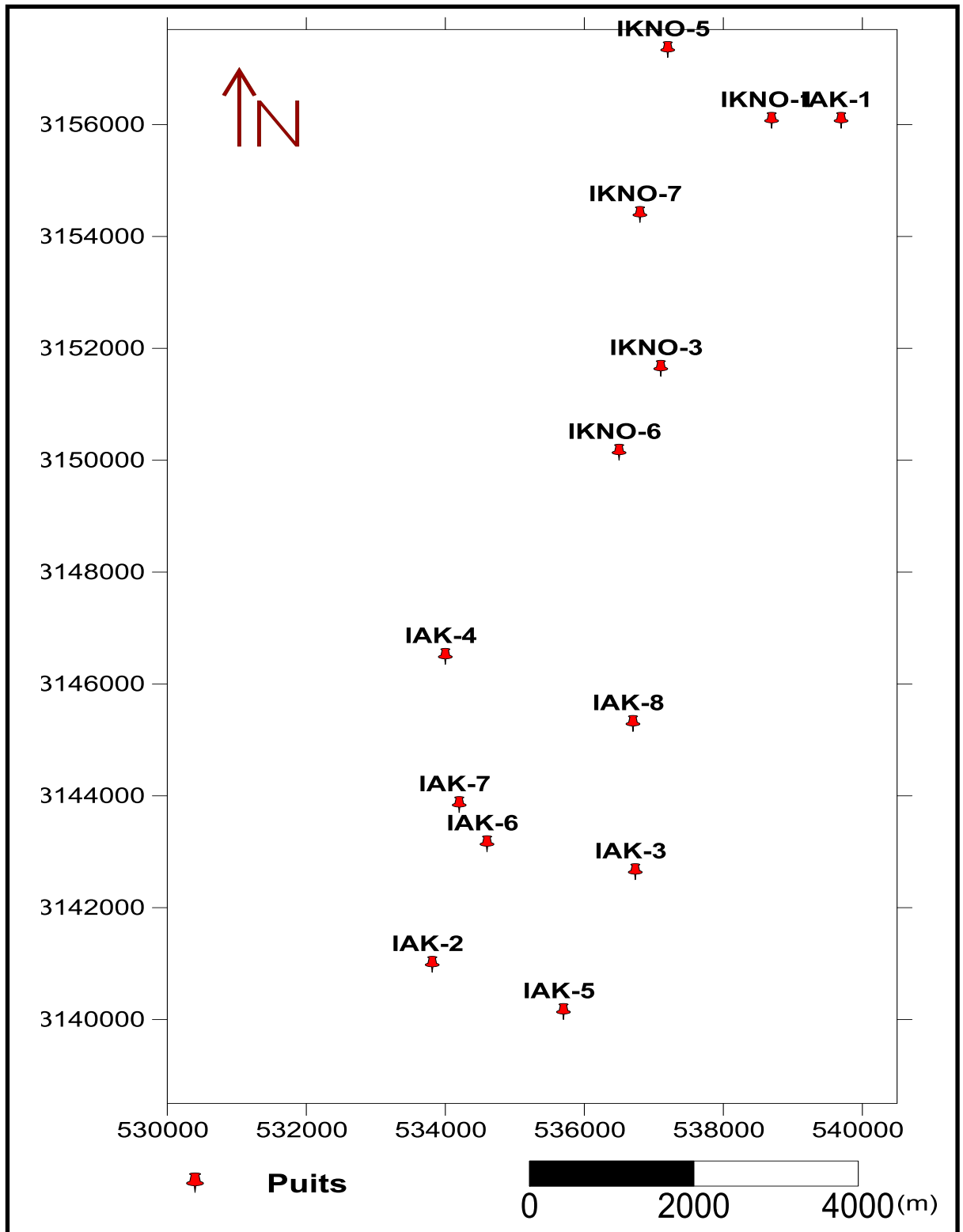


Figure 11 : Carte position des puits utilisés

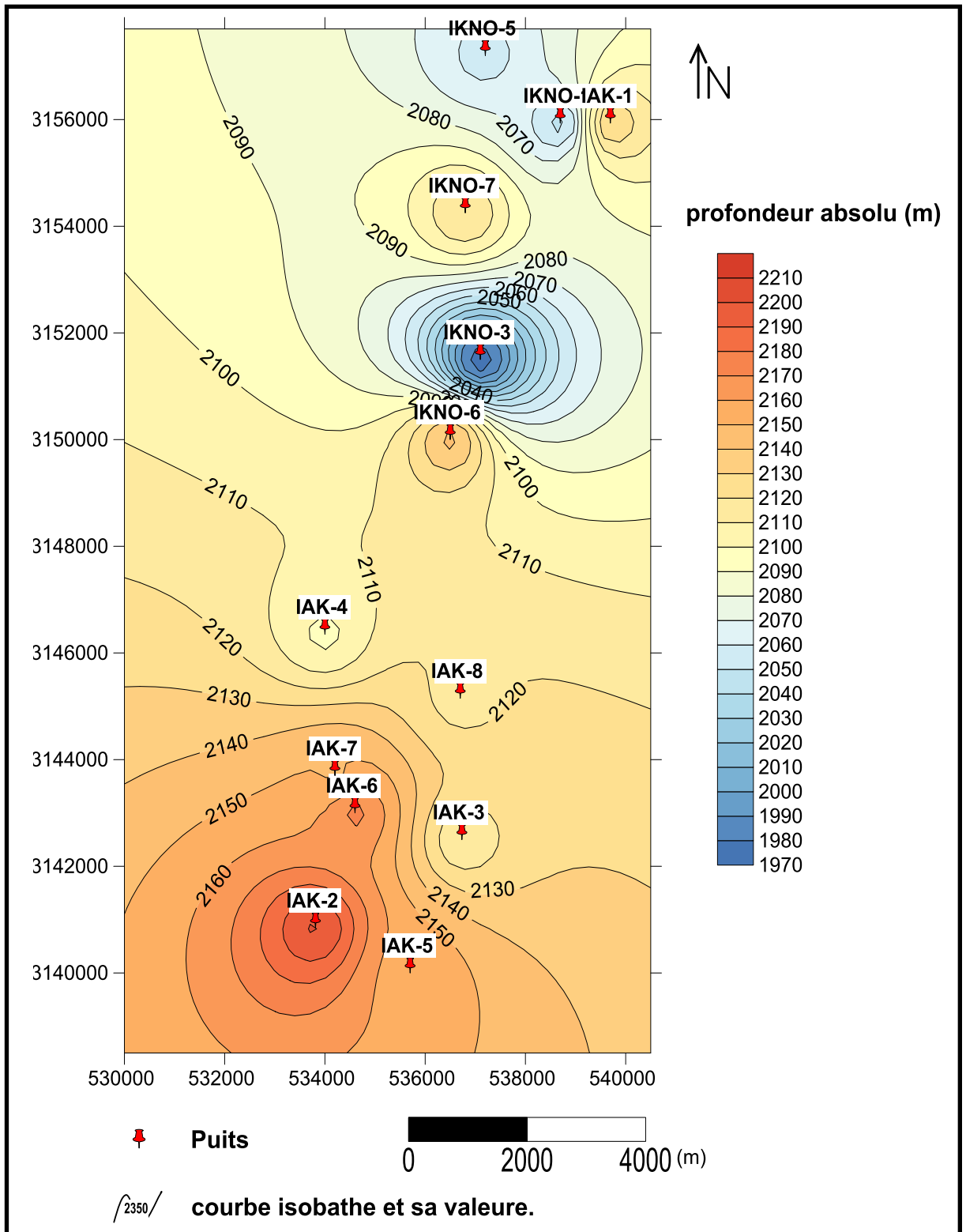


Figure 12 : Carte en isobathes au toit de réservoir cambro-ordovicien unité IV

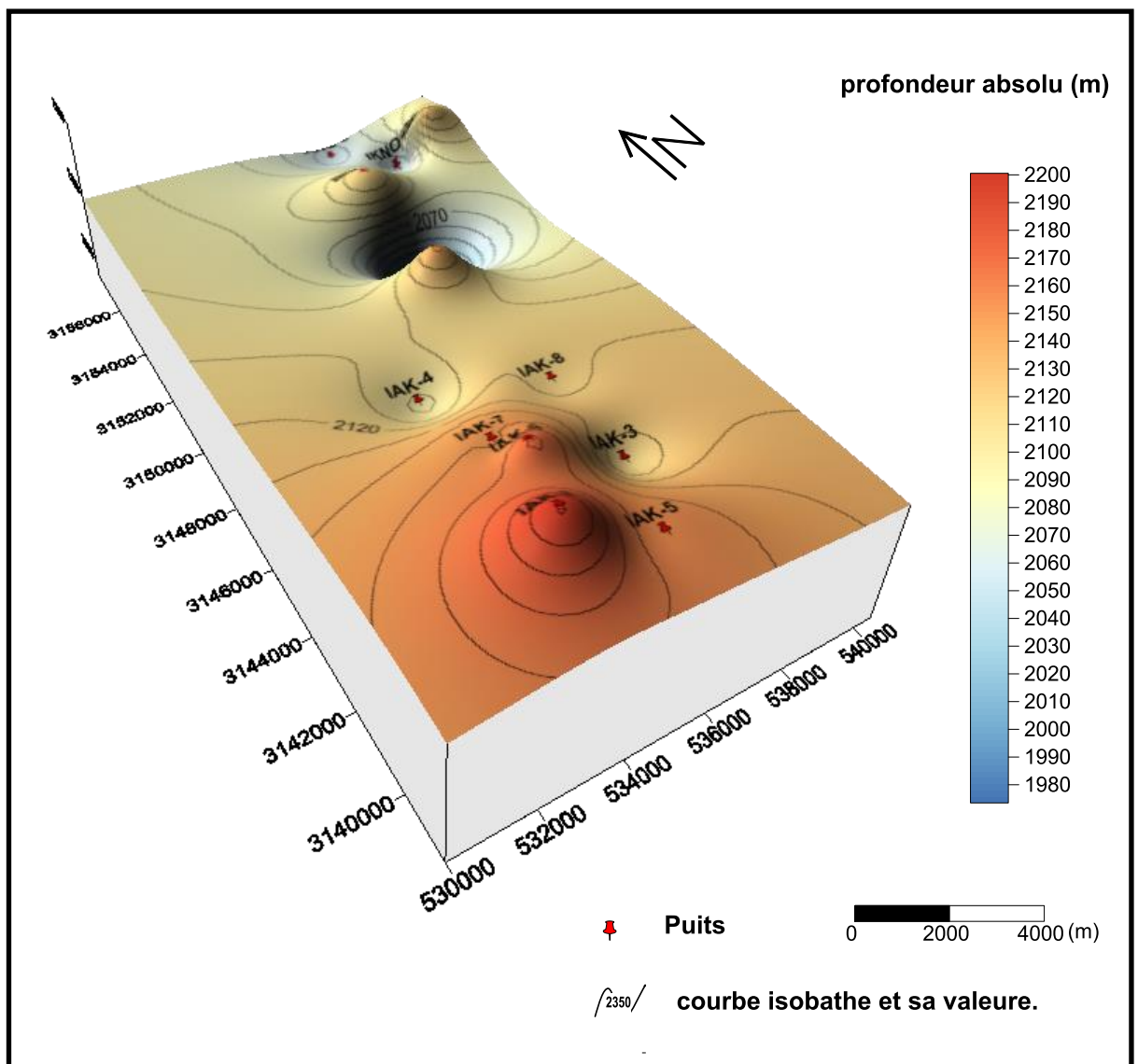


Figure 13 : Carte en isobathe 3D au toit du réservoir cambro-ordovicien unité IV

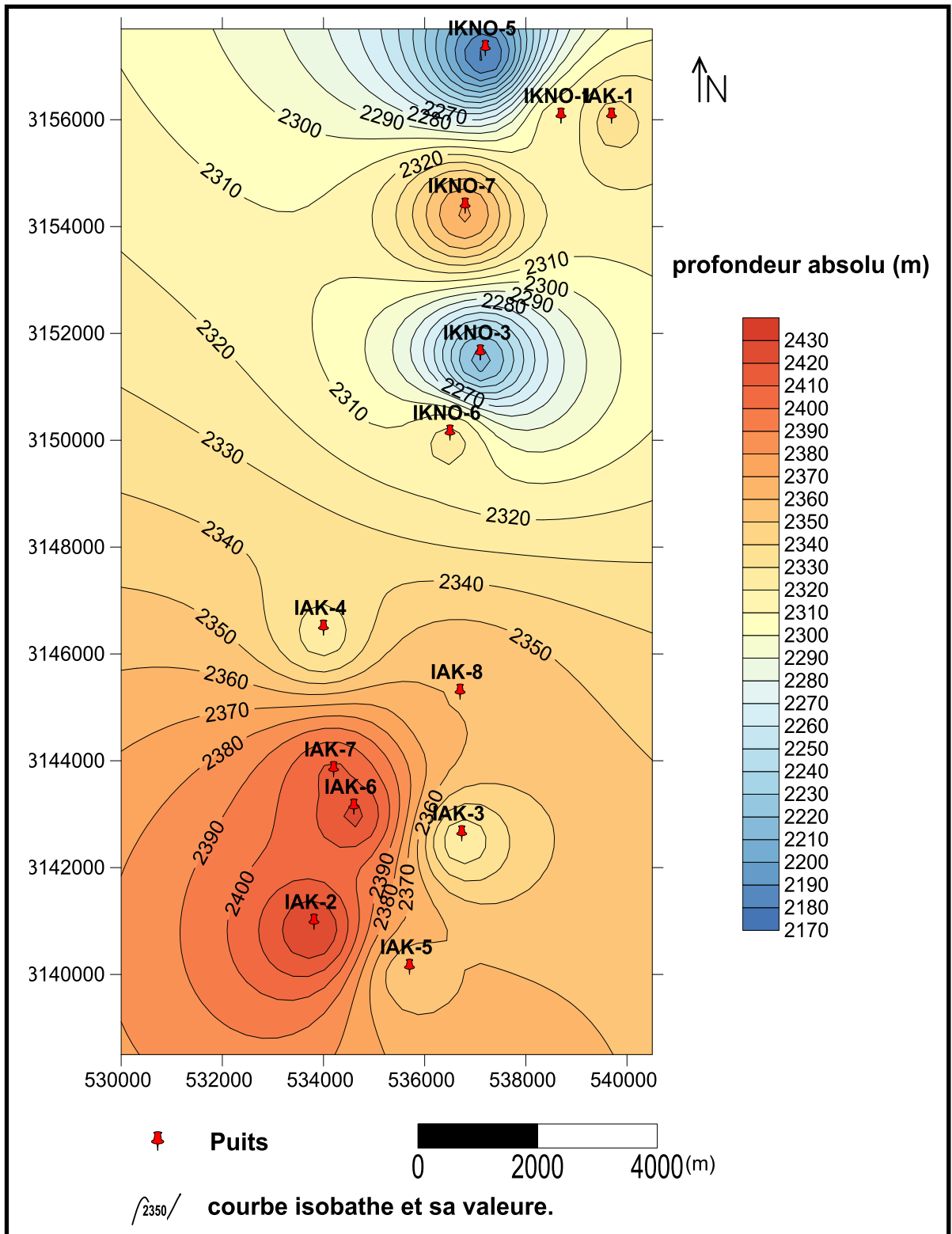


Figure 14 : Carte en isobathes au mur de réservoir cambro-ordovicien unité IV

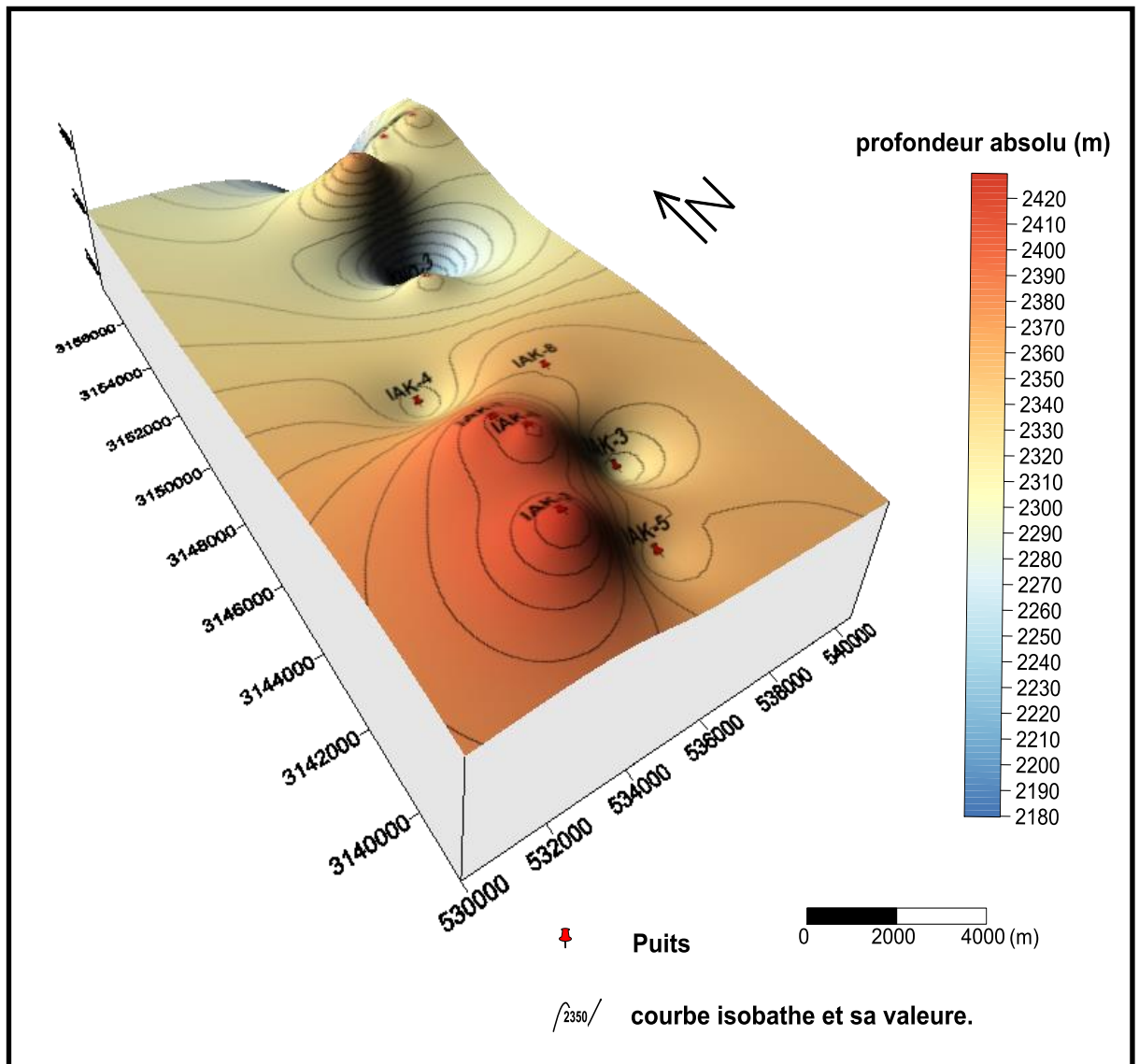


Figure 15 : Carte en isobathe 3D au mur du réservoir cambro-ordovicien unité IV

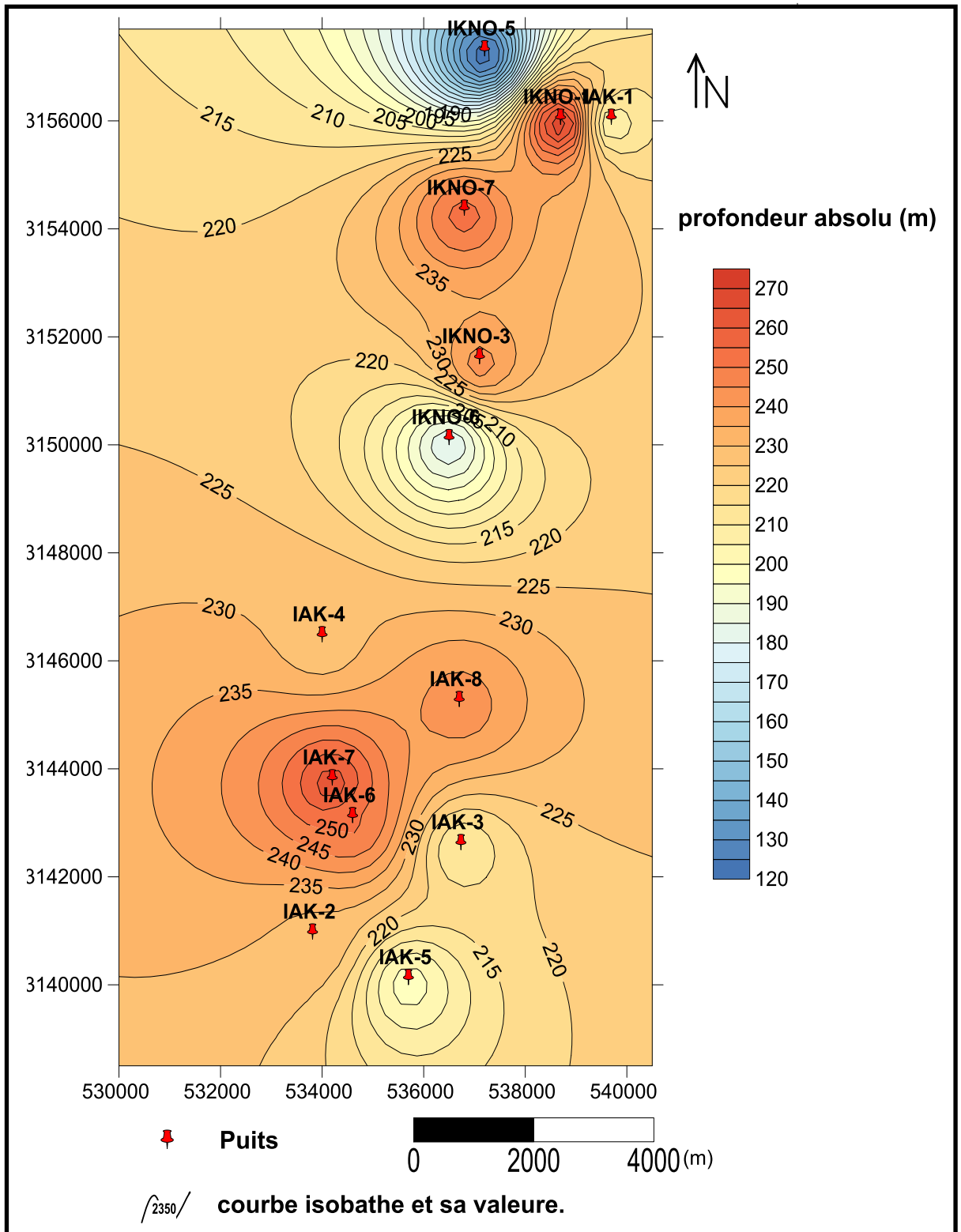


Figure 16 : Carte en isopaques de réservoir cambro-ordovicien unité IV

III.3 Caractérisation Péetrophysique de réservoir cambro-Ordovicien unité IV

III.3.1 Evolution spatiale de la porosité (Φ)

Dans la carte d'iso porosité de réservoir unité IV (fig.17) on observe que les valeurs varient de 0.015 à 0.15, dont les valeurs maximales sont enregistrées dans la partie centrale autour de Puits IAK-8.

Les valeurs minimales sont enregistrées dans la partie septentrionale autour de puits IKNO-5.

III.3.2 Evolution spatiale de la perméabilité (K)

La carte de l'évolution de perméabilité d'unité IV (fig.18), montre que la partie nord-est à des dispersions des valeurs très faibles à médiocre autour des puits IKNO-5, IKNO-1.

La partie Sud-Ouest avec des valeurs faibles à médiocre dont les valeurs maximales de 24 mD sont enregistrées autour des puits IAK-4, IAK-2.

Les cartes de la distribution spatiale des propriétés réservoirs montrent dans leur globalité une amélioration de leur qualité autour des puits IAK par rapport à celle des puits IKNO.

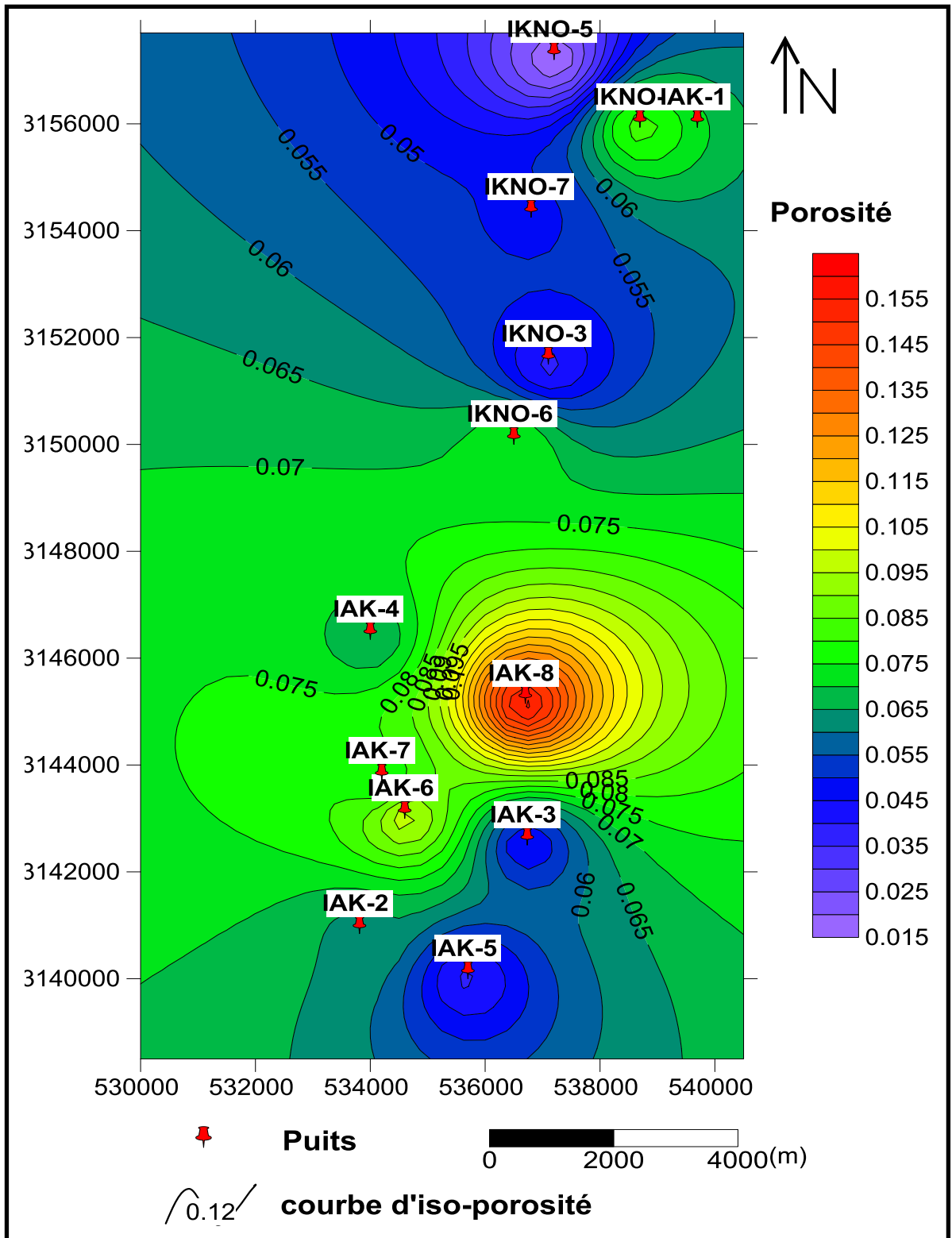


Figure 17 : Carte en iso-porosité réservoir Cambro-ordovicien unité IV

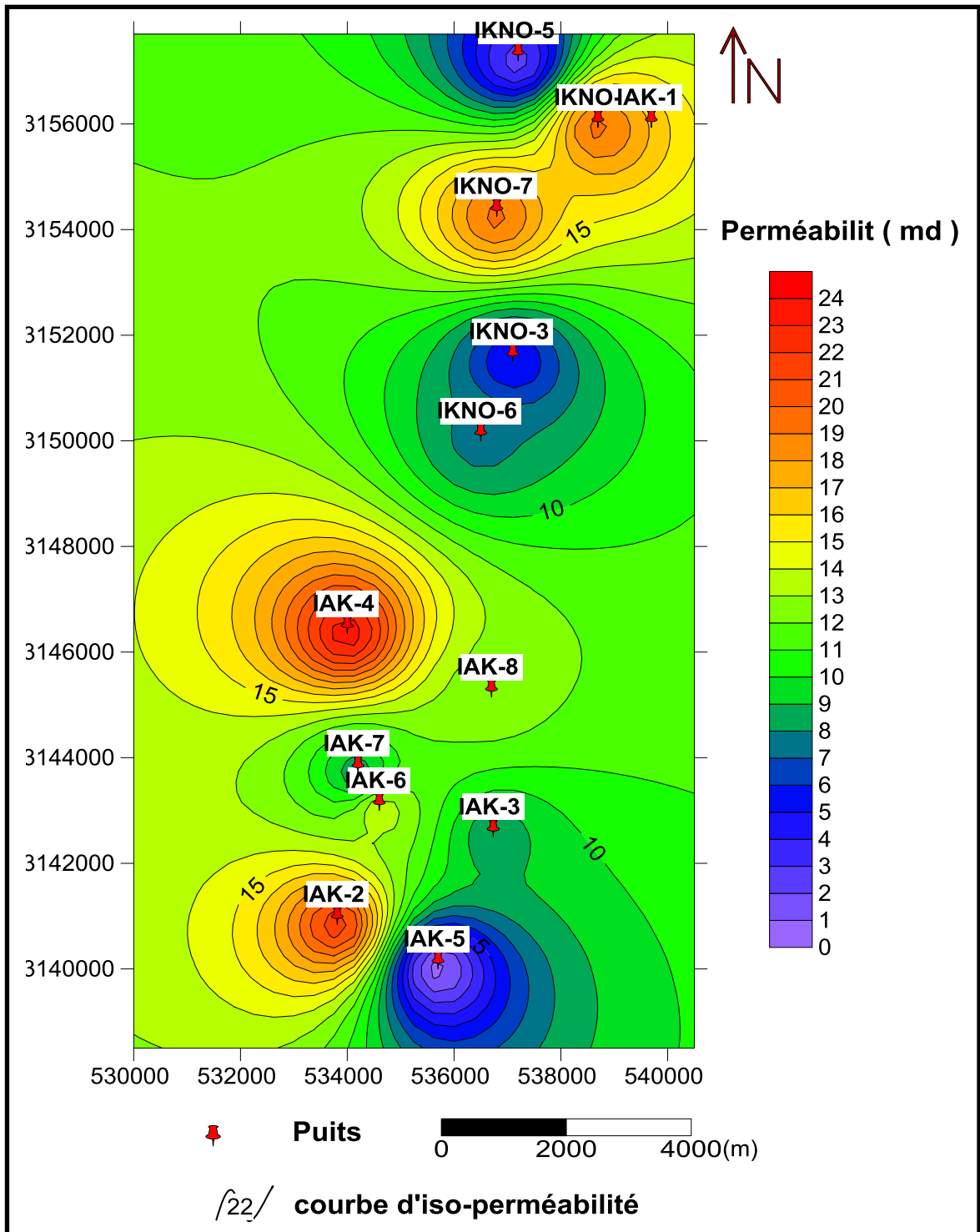


Figure 18 : Carte en iso-perméabilité réservoir Cambro-ordovicien unité IV

III.3.3 Evolution verticale des paramètres pétrophysiques

Afin de mieux apprécier les paramètres pétrophysiques caractérisant le réservoir unité IV, des histogrammes ont été établis en illustrant la distribution des valeurs de porosité perméabilité, ainsi que l'utilisation des données de diagraphie.

La variation verticale des porosités montre (fig.19) une distribution unimodale asymétrique, l'asymétrie est à droite avec une fréquence maximale de 21% dans la classe [4-6] %. 80% des valeurs sont inférieures à 8% et les autres valeurs sont supérieures à 8%.

La variation des perméabilités montre (fig.20) une distribution unimodale asymétrique, l'asymétrie est à droite avec une fréquence maximale de 88% dans la classe [0-1000] mD, les autres valeurs sont inférieures à 12%.

Cette distribution traduit un dépôt très mal classé, qui pourrait tenir son origine d'un milieu glaciaire à fluvioglaciaire. Effectivement les porosités s'améliorent vers le sommet en passant de l'unité IV-3 à l'unité IV-1 (Exemple des puits IKNO-7 et IAK-2).

Cette distribution des perméabilités en 3 classes renseigne sur les milieux de dépôts les plus connus dans l'environnement glaciaire. Les médiocres perméabilités représentées par la classe [0-100] mD (Fig. 21) correspondraient aux moraines proximales caractérisées par un très mauvais classement connu sous le nom des blocs à la farine de roche, La deuxième classe [100-1000] mD (Fig. 22) correspondraient aux moraines médiantes caractérisées par un classement moyen à bon. La troisième classe d'excellentes perméabilités [1000-30000] mD (Fig. 23) correspondraient aux moraines distales caractérisées par un très bon classement des grains avec absence de la fraction fine.

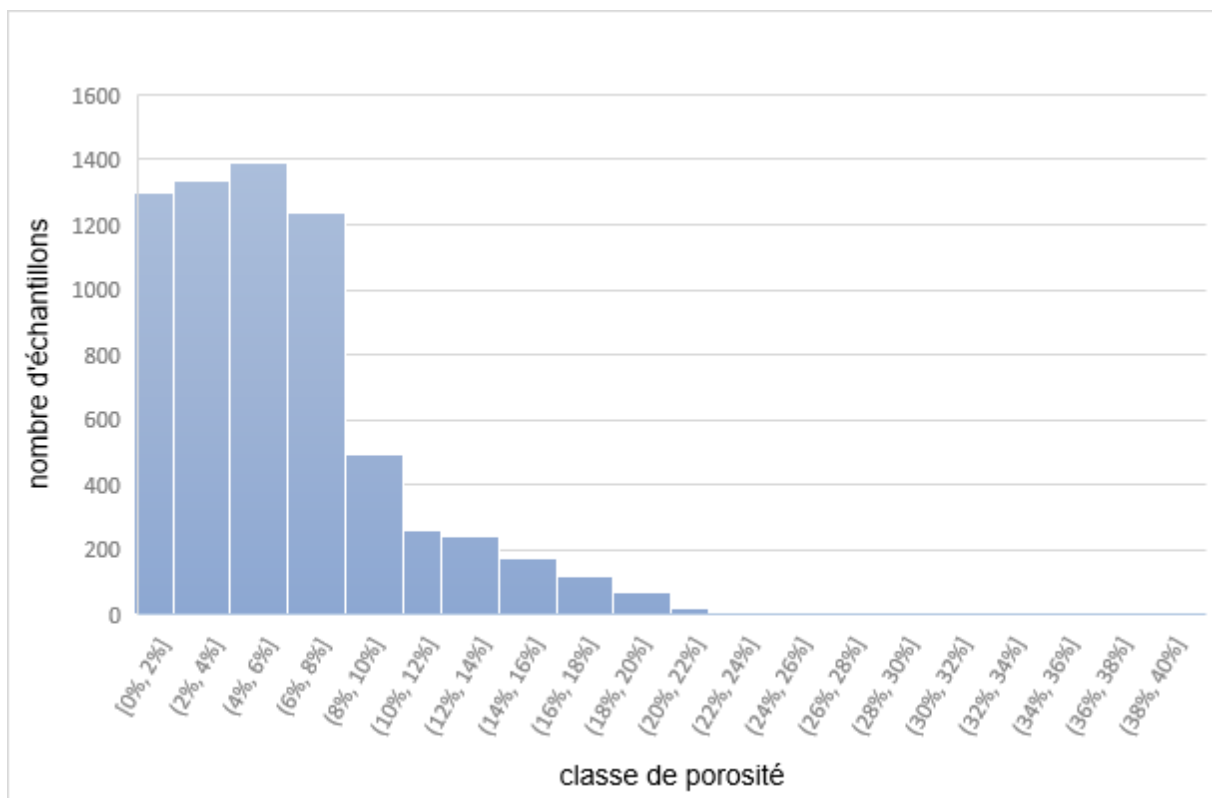


Figure 19 : Histogramme de distribution de la porosité de l'unité IV

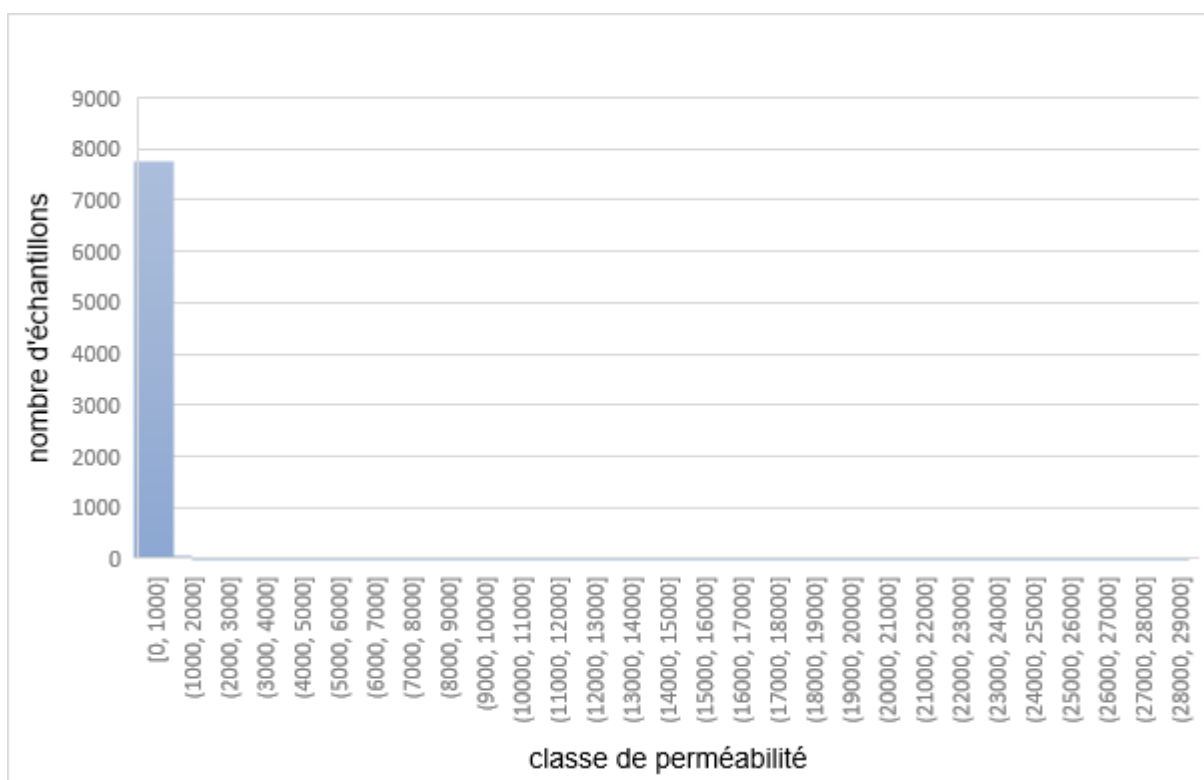


Figure 20 : Histogramme de distribution de la perméabilité d'unité IV

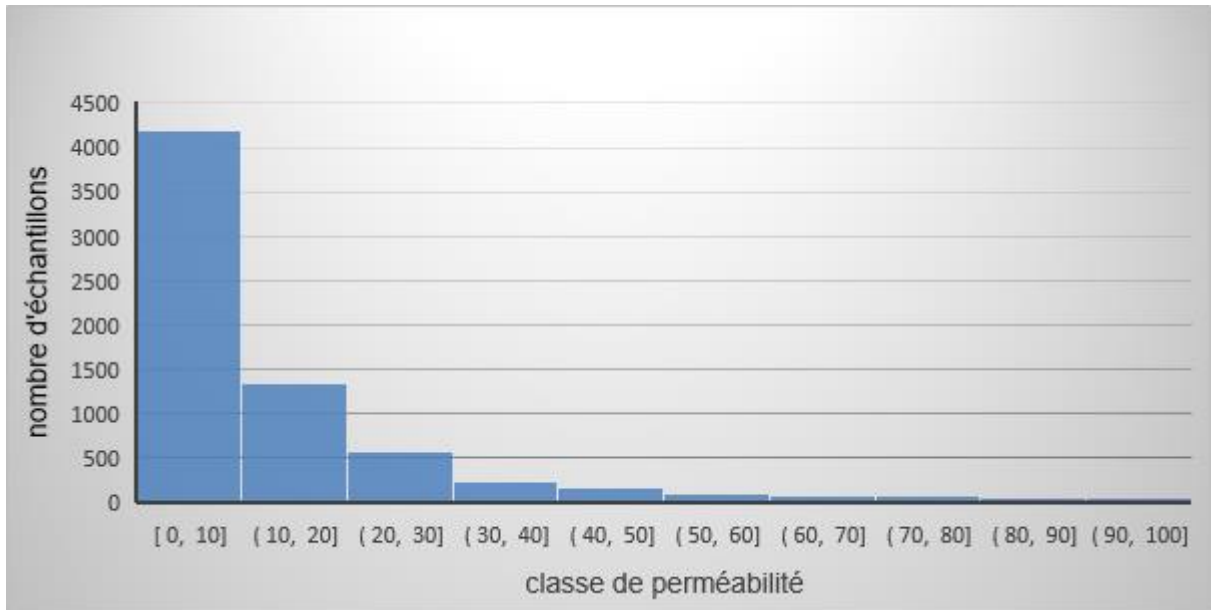


Figure 21 : Histogramme de distribution de la perméabilité [0- 100] mD

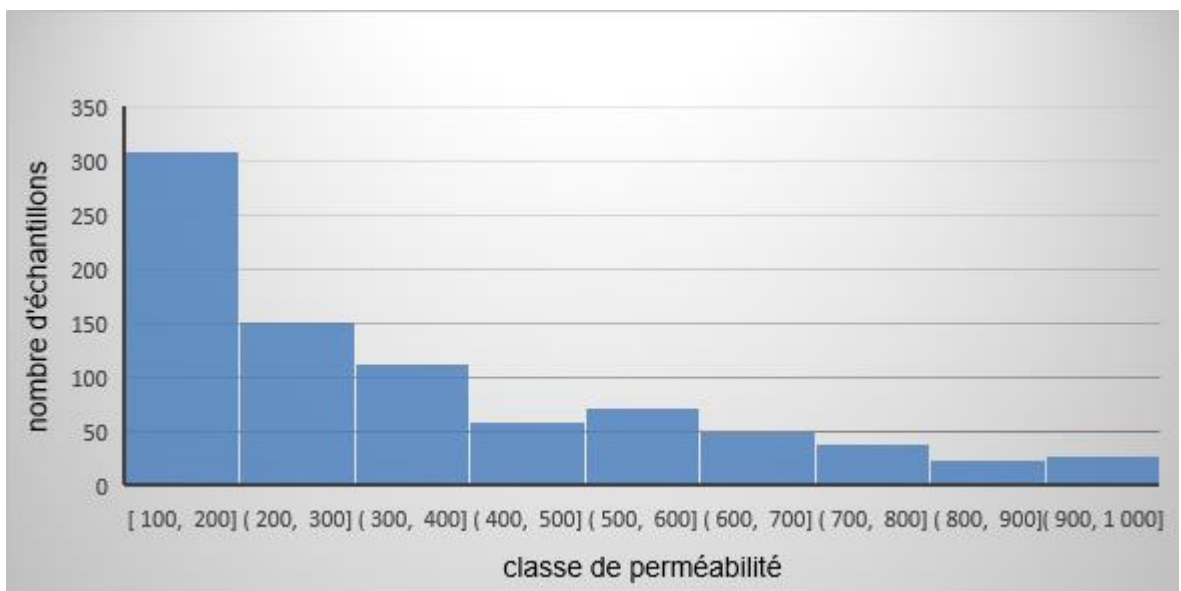


Figure 22 : Histogramme de distribution de la perméabilité [100-1000] mD

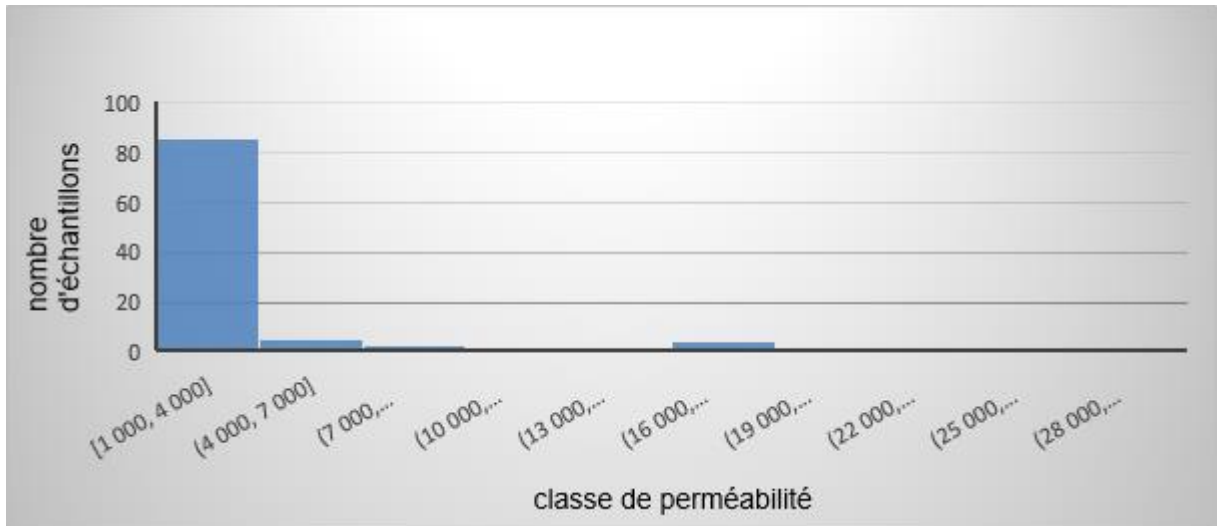


Figure 23 : Histogramme de distribution de la perméabilité [1000-30000] mD

Exemple de puits IKNO-7 et IAK-2

Variation verticale du cas du puits IKNO-7

Unité IV-3 (Fig. 24) :

- L'histogramme de porosité montre une distribution polymodale asymétrique, avec une fréquence maximale de 29% dans la classe [0-1.5]%, le deuxième mode est avec une fréquence de 6% dans la classe [4.5-6]%, et la troisième mode appartient à la classe [9-10.5]%, avec une fréquence de 15%.
- L'histogramme de perméabilité montre une distribution polymodale asymétrique, avec une fréquence maximale de 53% dans la classe [0-12]mD, le deuxième mode est avec une fréquence de 12% dans la classe [24-36]mD, et la troisième mode appartient à la classe [60-72] mD avec une fréquence de 8%.

Unité VI-1 (Fig. 25) :

- L'histogramme de porosité montre une distribution unimodale asymétrique, l'asymétrie est à gauche avec une fréquence maximale de 32% dans la classe [15-18]%
- L'histogramme de perméabilité montre une distribution polymodale asymétrique, avec une fréquence maximale de 21% dans la classe [0-100]mD, le deuxième mode est avec une fréquence de 10% dans la classe [400-500]mD, et la troisième mode appartient à la classe [800-900]mD avec une fréquence de 8%.

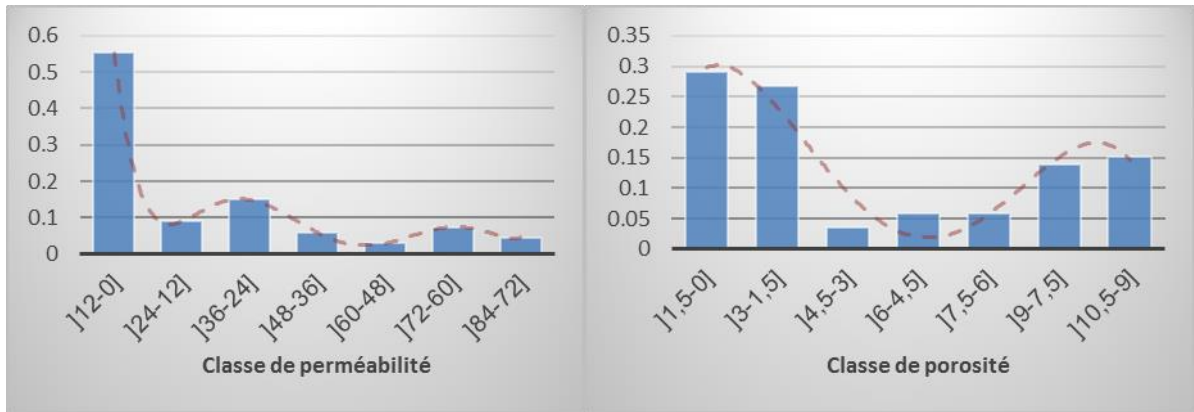


Figure 24 : Histogramme de distribution du porosité et perméabilité dans l'unité IV-3 du puits IKNO-7

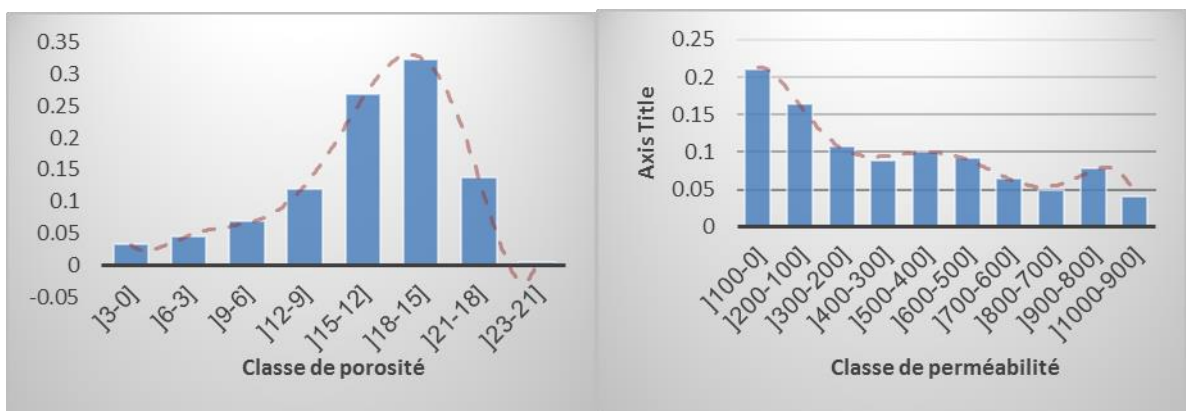


Figure 25 : Histogramme de distribution du porosité et perméabilité dans l'unité IV-1 du puits IKNO-7.

Variation verticale du cas du puits IAK-2

Unité VI-3 (Fig. 26) :

- L'histogramme de porosité montre une distribution unimodale asymétrique, l'asymétrie est à droite avec une fréquence maximale de 37% dans la classe [3-6] [%].
- L'histogramme de perméabilité montre une distribution unimodale asymétrique, l'asymétrie est à droite avec une fréquence maximale de 52% dans la classe [0-6.5] [mD].

Unité VI-1 (Fig. 27) :

- L'histogramme des classes de la porosité montre une distribution bimodale asymétrique, l'asymétrie est droite avec une fréquence de 28% pour le premier mode appartenant à la classe [6-8] [%], et le deuxième mode appartient à la classe [14-16] [%] avec une fréquence de 4%.

Chapitre III Caractérisation du réservoir cambro-ordovicien unité IV

- L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution bimodale asymétrique, l'asymétrie est droite avec une fréquence de 50 % pour le premier mode appartenant à la classe [0-2[mD, et le deuxième mode appartient à la classe [6-8[mD avec une fréquence de 12%.

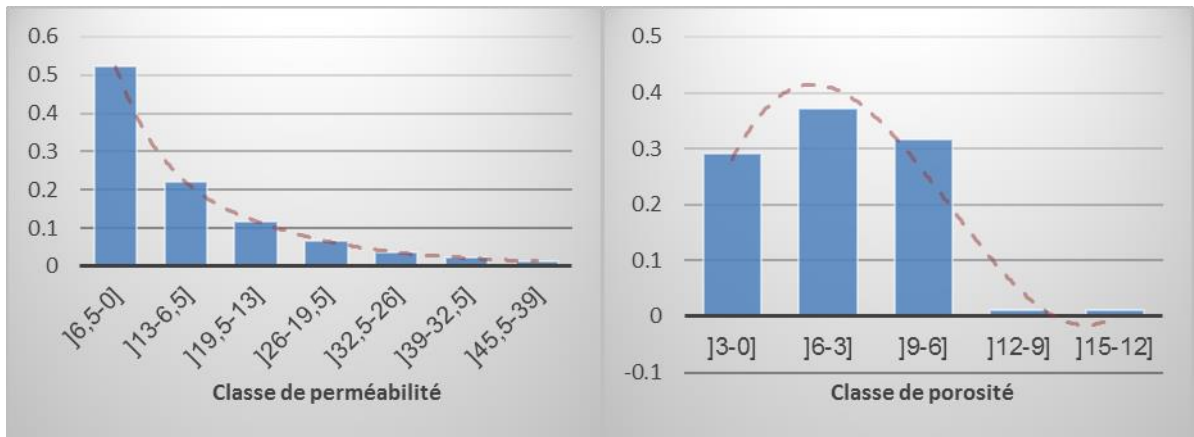


Figure 26 : Histogramme de distribution du porosité et perméabilité dans l'unité IV-3 du puits IAK-2.

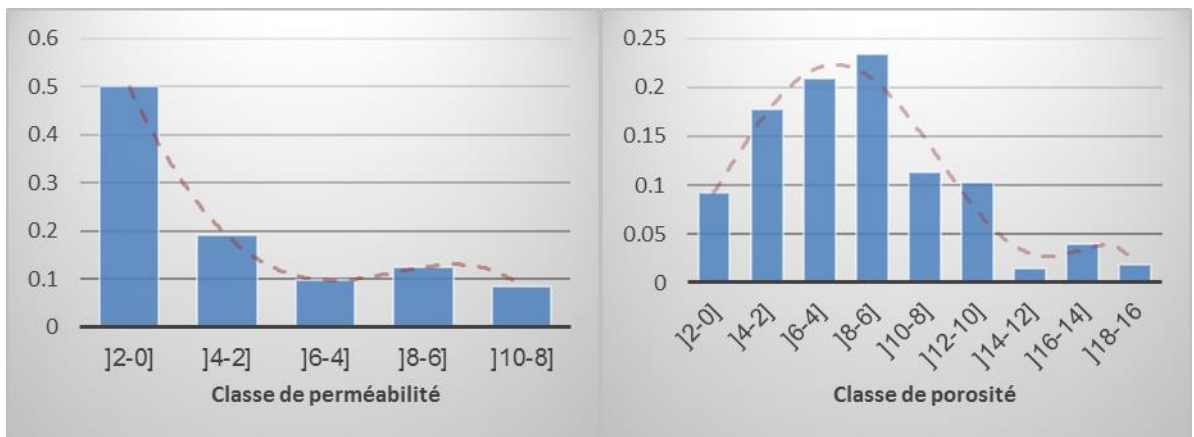


Figure 27 : Histogramme de distribution du porosité et perméabilité dans l'unité IV-1 du puits IAK-2.

Chapitre IV
Calcul des réserves
du cambro-
ordovicien unité IV

Chapitre IV : Calcul des réserves du Cambro-ordovicien unité IV

IV.1 Introduction

Pour avoir une bonne caractérisation de l'évolution spatiale de la porosité, de la perméabilité dans l'unité IV, plusieurs outils ont été utilisés cartes ont été établies à l'aide de l'interprétation pétrophysique des enregistrements diagraphiques des différents puits ayant traversé le réservoir unité IV et de toutes les données disponibles, notamment les rapports de fin de sondage et les logs. Le but de cette étude est de fournir des informations pour évaluer le réservoir.

Pour distinguer un gisement d'hydrocarbure parmi d'autres, il est évident qu'il faut mettre la lumière sur toutes ses caractéristiques géologiques, mais l'importance d'une accumulation d'hydrocarbures est toujours en relation avec ses réserves à condition qu'elles soient industriellement rentables.

A partir de l'état du gisement et son exploration, on arrive à classer cette accumulation dans l'une des catégories connues, ce paramètre influe beaucoup sur la région d'exploitation qui sera adopté au fil des temps.

IV.2 Estimation des réserves en place

IV.2.1 Généralités

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ est bien évidemment fonction directe des quantités d'huile et /ou de gaz contenus dans les roches réservoirs. Après avoir été longtemps appelés « réserves en place », ces volumes d'hydrocarbures sont plus communément nommés de nos jours : (WEC Algérie 2007)

- Quantités en place.
- Volume de fluide en place : huile et de gaz en place, (OOIP : Original Oil In Place, OGIP : Original Gas In Place).
- Accumulations

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

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

IV.2.2 Les différentes catégories de quantités en place

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

Les différentes catégories de quantités en place sont schématisées par les notions de fluide « prouvés », « probables » et « possibles » pour un niveau ou un gisement. Ces appellations sont utilisées de façon générale par les sociétés européennes et américaines. Ces trois catégories sont :

- Quantités en place prouvées : considérées comme certaines zones traversées par des puits notamment.
- Quantités en place probables : les données structurales, des interprétations des diagraphies et de pression permettent de considérer des zones comme imprégnées, mais sans certitude complète.
- Quantités en place possibles : le manque de connaissances sur les interfaces fluides ou extension du faciès dans certaines zones laisse planer une grande incertitude, mais la présence de roches saturés en hydrocarbures n'est pas exclue.

IV.3 Les paramètres de calcul des réserves

Pour aborder les calculs des réserves de l'unité Cambro-ordovicien IV, la subdivision verticale de cette unité a été maintenue en raison de la différence notable existante entre elles. Il s'agit des subdivisions IV-1, IV-2 et IV-3. En plus, l'unité IV-2 est absente dans la région étudiée. Les études sédimentologiques ont montré que cette hiatus est probablement dû à une érosion. Il est nécessaire donc de tenir compte de cette érosion pour le calcul final des réserves.

Les paramètres nécessaires aux calculs sont les moyennes de porosité, celles des épaisseurs utiles et celles des saturations en eau ou en hydrocarbures ainsi que les surfaces productives pour le calcul du volume de la roche productive.

L'évaluation des réserves en place ou récupérables est faite en utilisant les paramètres suivants : les hauteurs utiles, les porosités et les saturations.

IV.3.1 Détermination des hauteurs utiles

Les hauteurs utiles sont déterminées à partir des GR cut-off comme suit :

Pour calculer les GR Cut-off de l'unité IV pour chaque puits avec la formule du paragraphe §.II.2.2 (Analyse et interprétation qualitative des données logging). Les valeurs de GR min et GR max ont relevés des logs composites (fig 28 à fig .39) et présentées sur la tableu n°02. Le Vsh cut-off qui est la valeur maximale au-delà de laquelle la roche n'est pas considérée comme réservoir est fixé 40%. A noter que sa valeur réelle est 50%. Le choix de 40% est pris pour plus de rigueur dans détermintaion des niveaux propres. Les réesultats des GR cut-off sont présenyés sur le tableau n°03. Avec ces valeurs de GR cut-off sont déterminées les hauteurs utiles des unités IV-3 et IV-1 pour chaque puits. Ces résultats sont présentés sur le tableau n°04.

Puits IAK-2

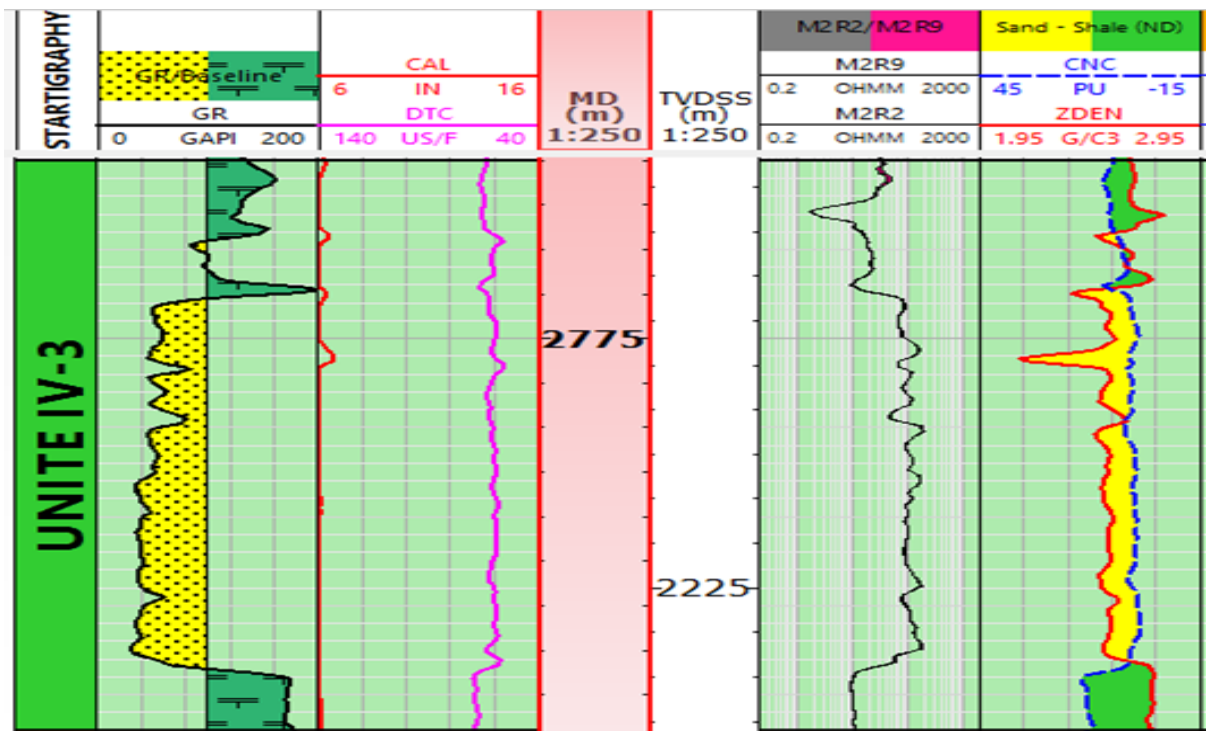


Figure 28 : Log composite interprété du puits IAK-2, unité IV-3.

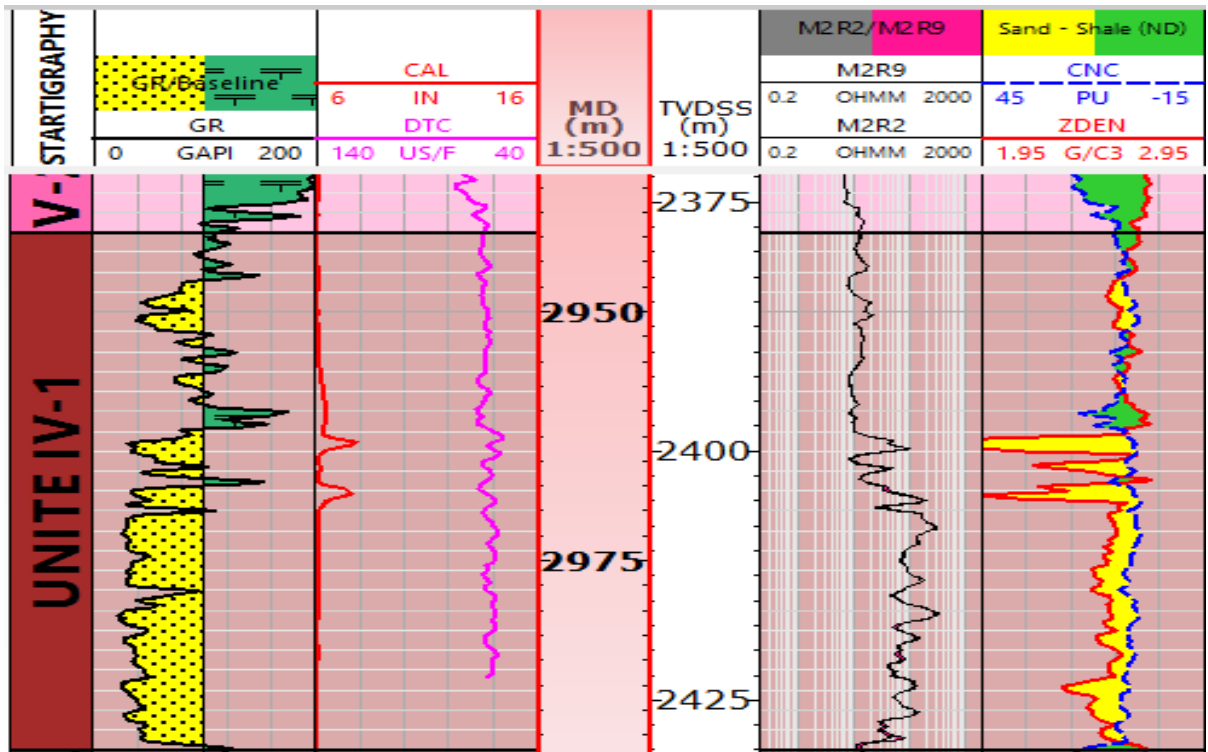


Figure 29 : Log composite interprété du puits IAK-2, unité IV-1.

Puits IAK-7 :

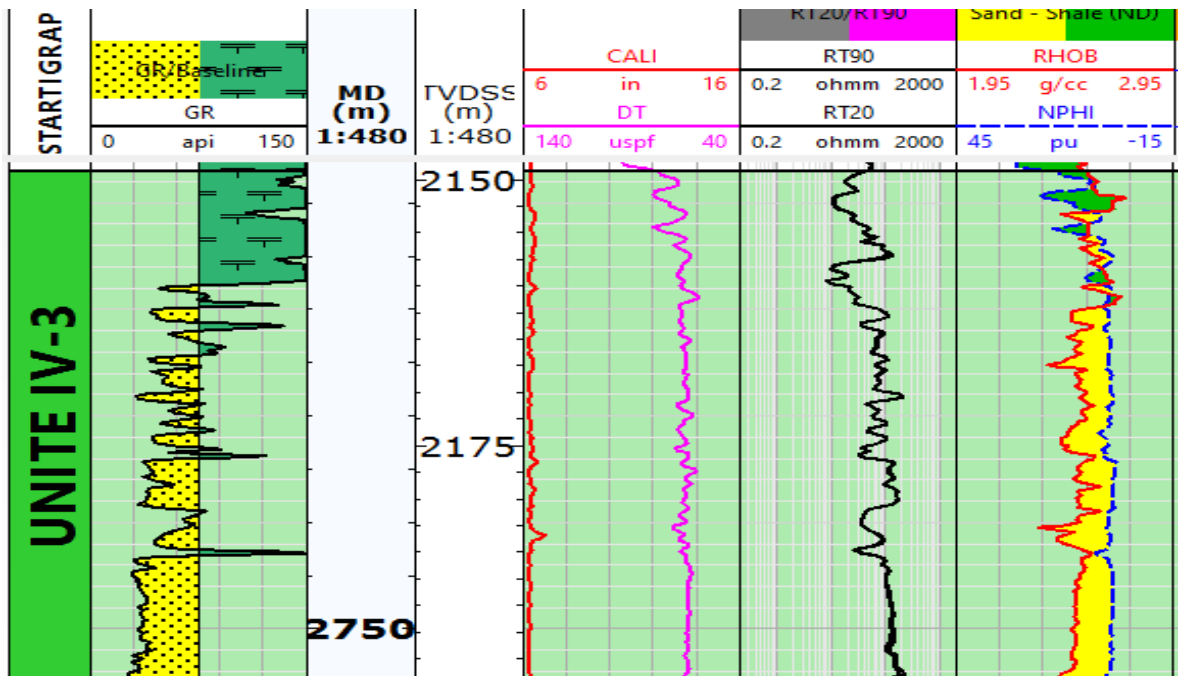


Figure 30 : Log composite interprété du puits IAK-7, unité IV-3.

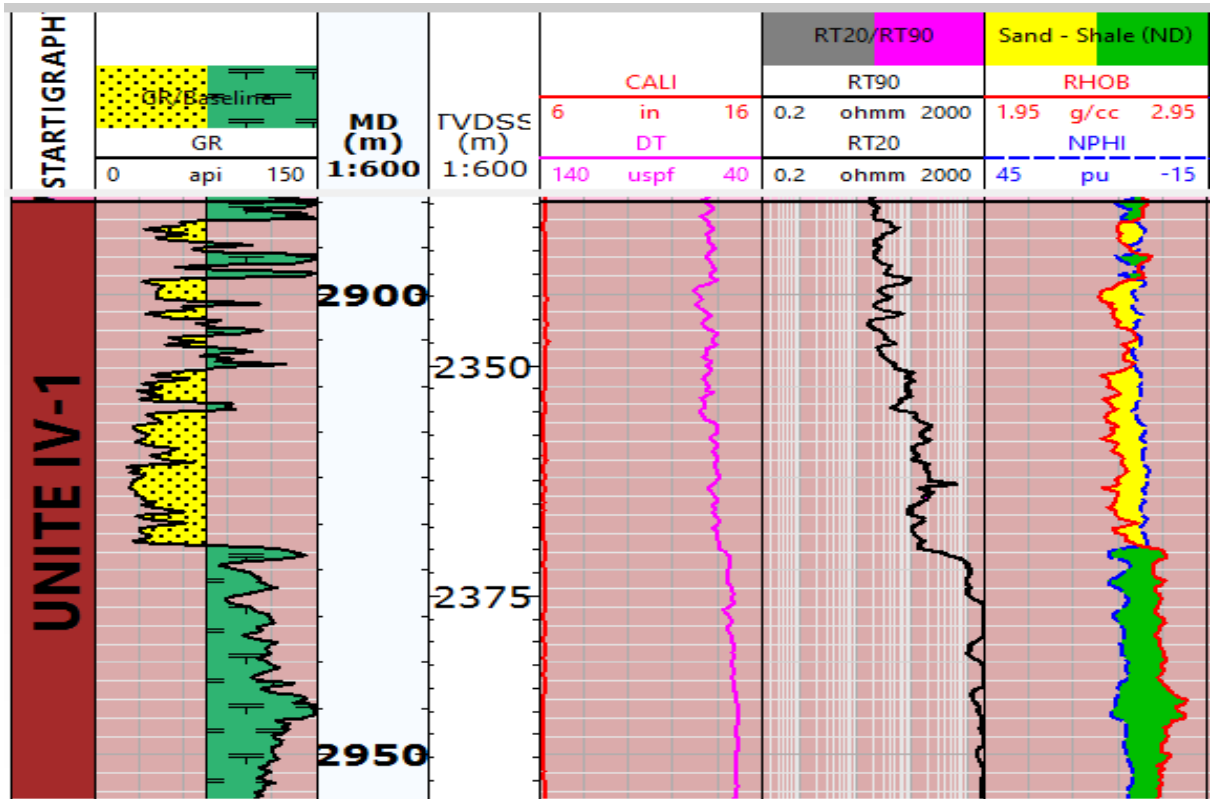


Figure 31 : Log composite interprété du puits IAK-7, unité IV-1.

Puits IAK-8 :

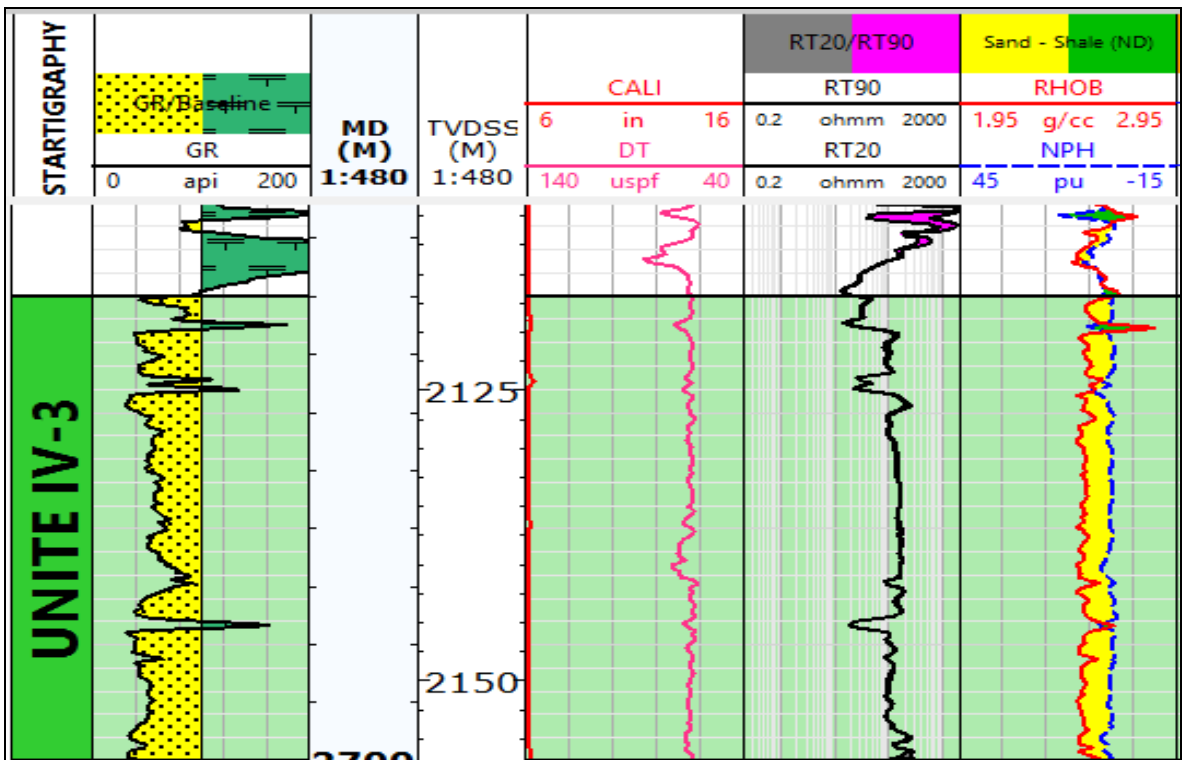


Figure 32 : Log composite interprété du puits IAK-8, unité IV-3.

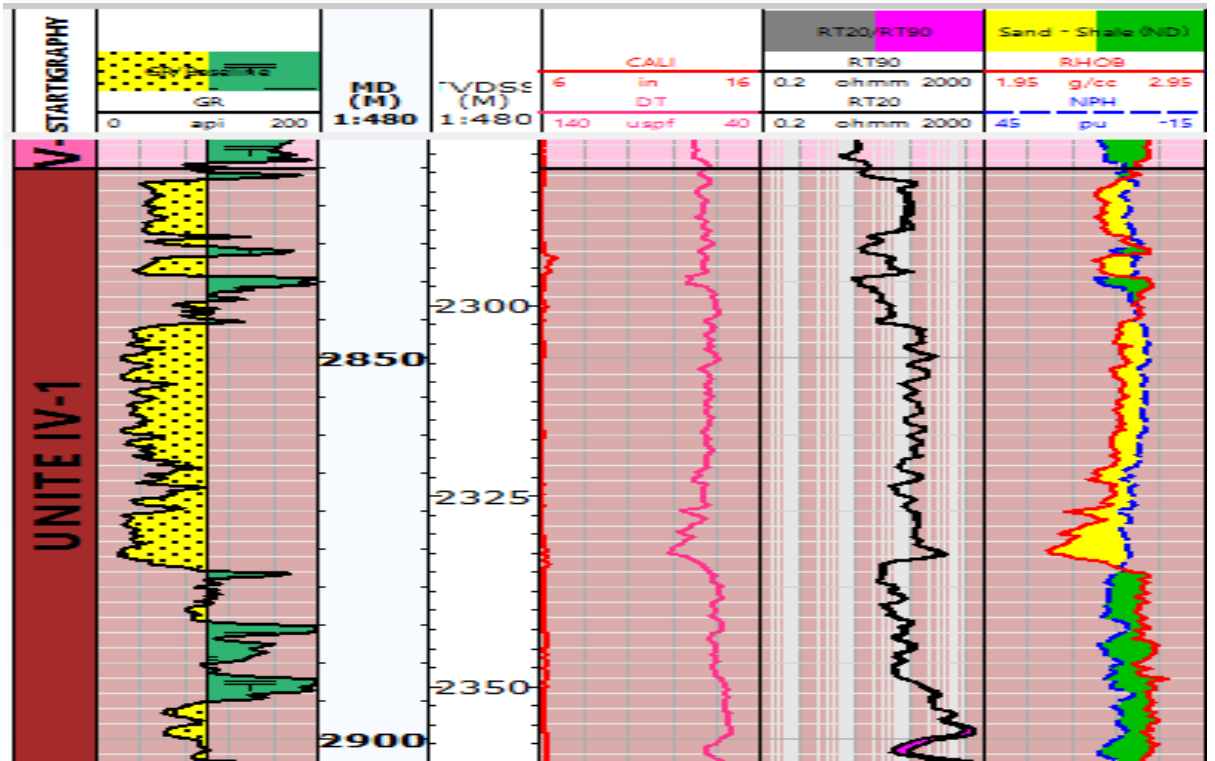


Figure 33 : Log composite interprété du puits IAK-8, unité IV-1.

Puits IKNO-2 :

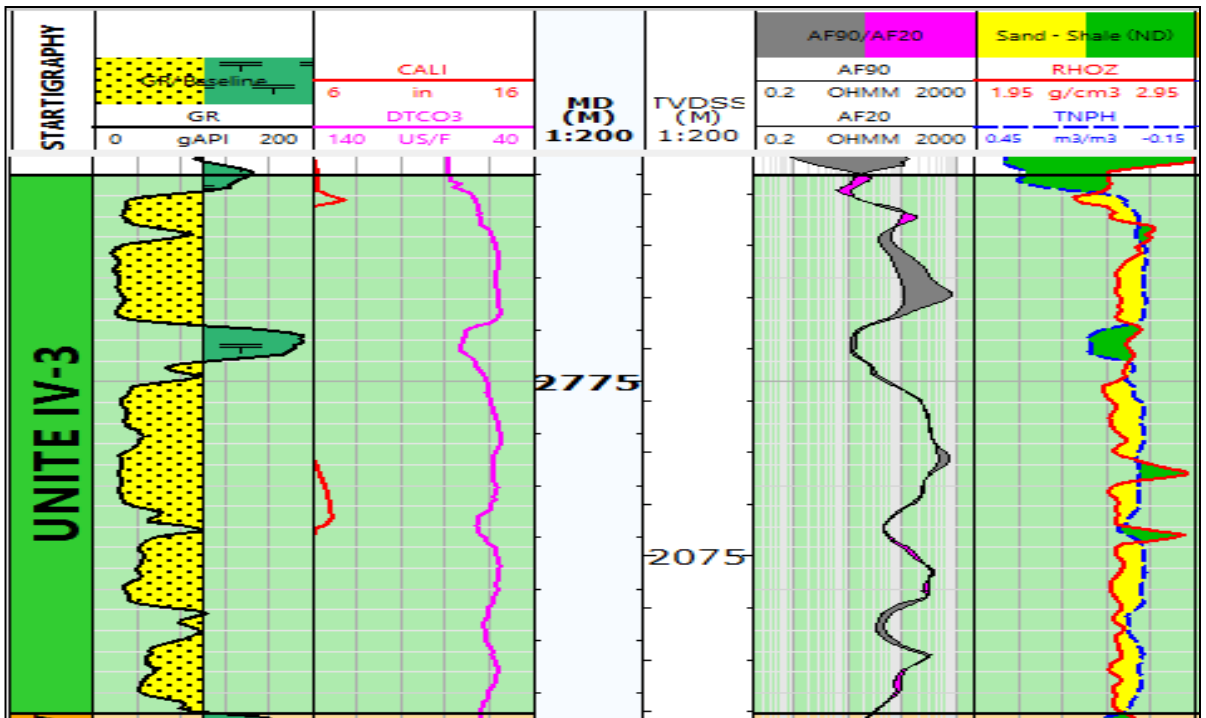


Figure 34 : Log composite interprété du puits IKNO-2, unité IV-3.

Puits IKNO-3 :

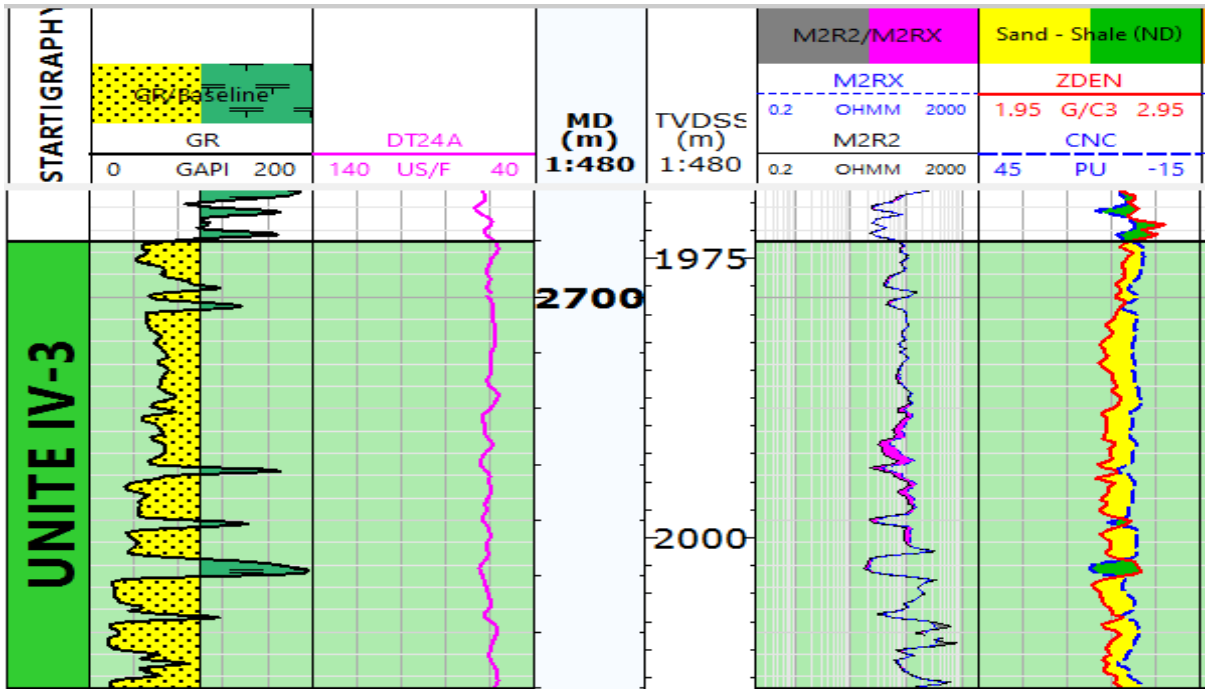


Figure 35 : Log composite interprété du puits IKNO-3, unité IV-3.

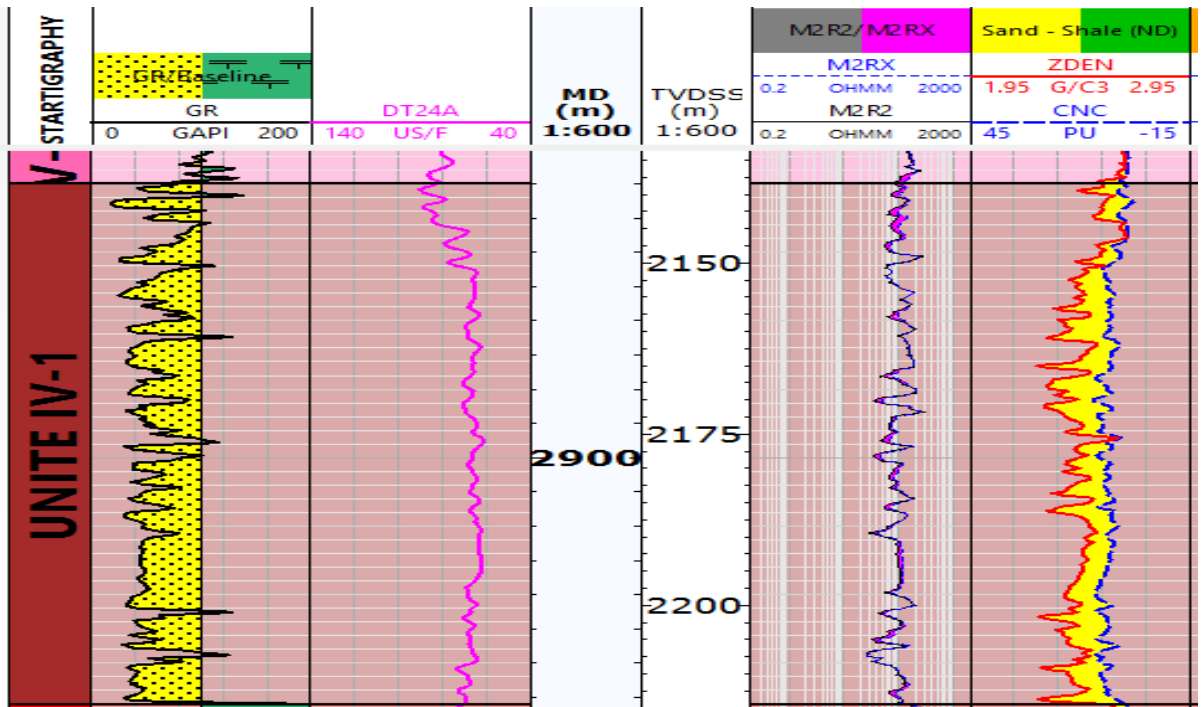


Figure 36 : Log composite interprété du puits IKNO-3, unité IV-1.

Puits IKNO-5 :

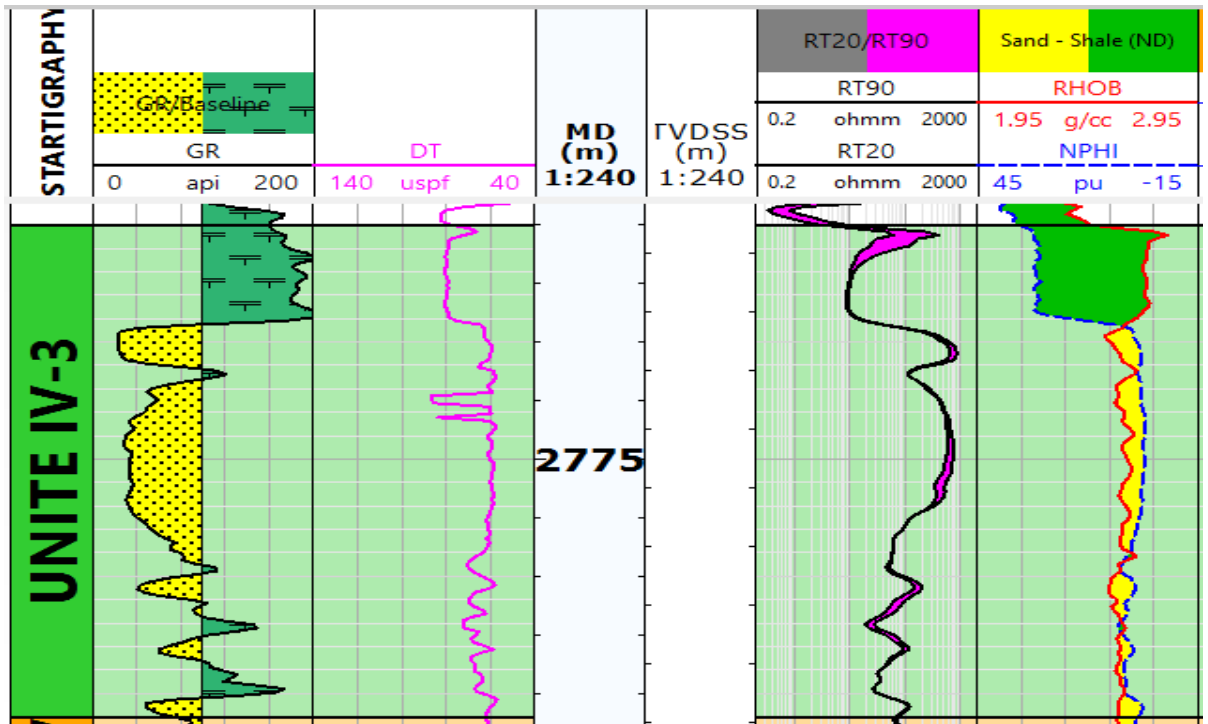


Figure 37 : Log composite interprété du puits IKNO-5, unité IV-3.

Puits IKNO-7 :

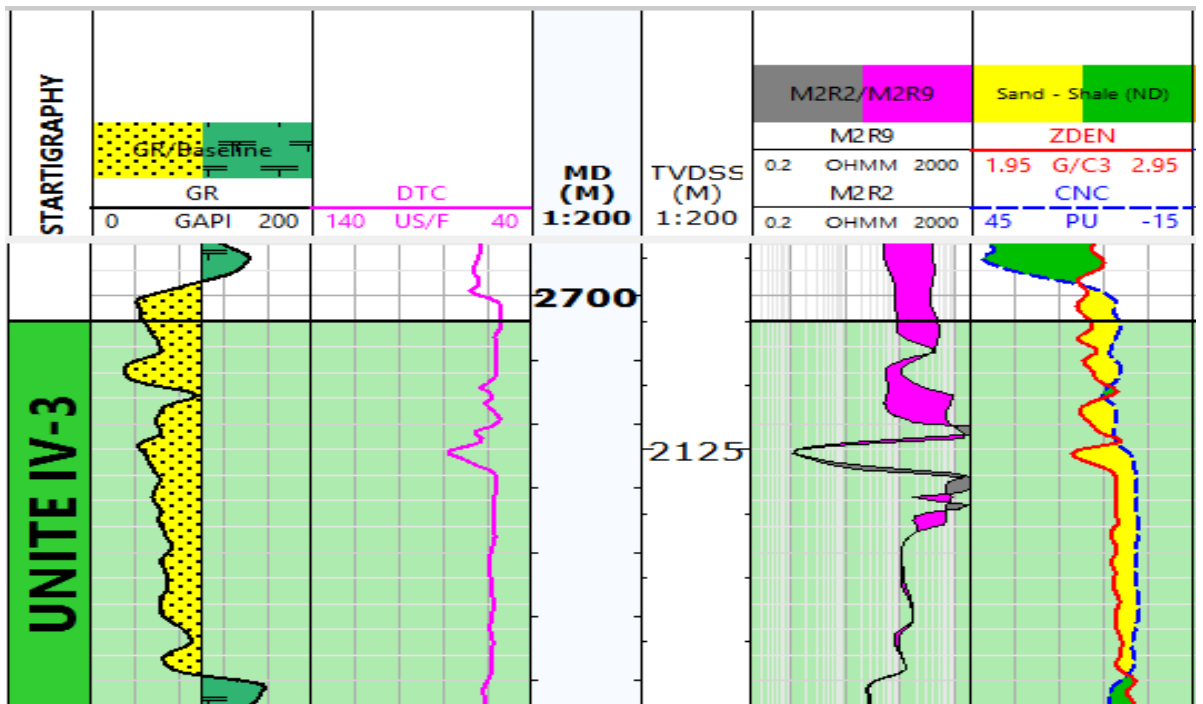


Figure 38 : Log composite interprété du puits IKNO-7, unité IV-3.

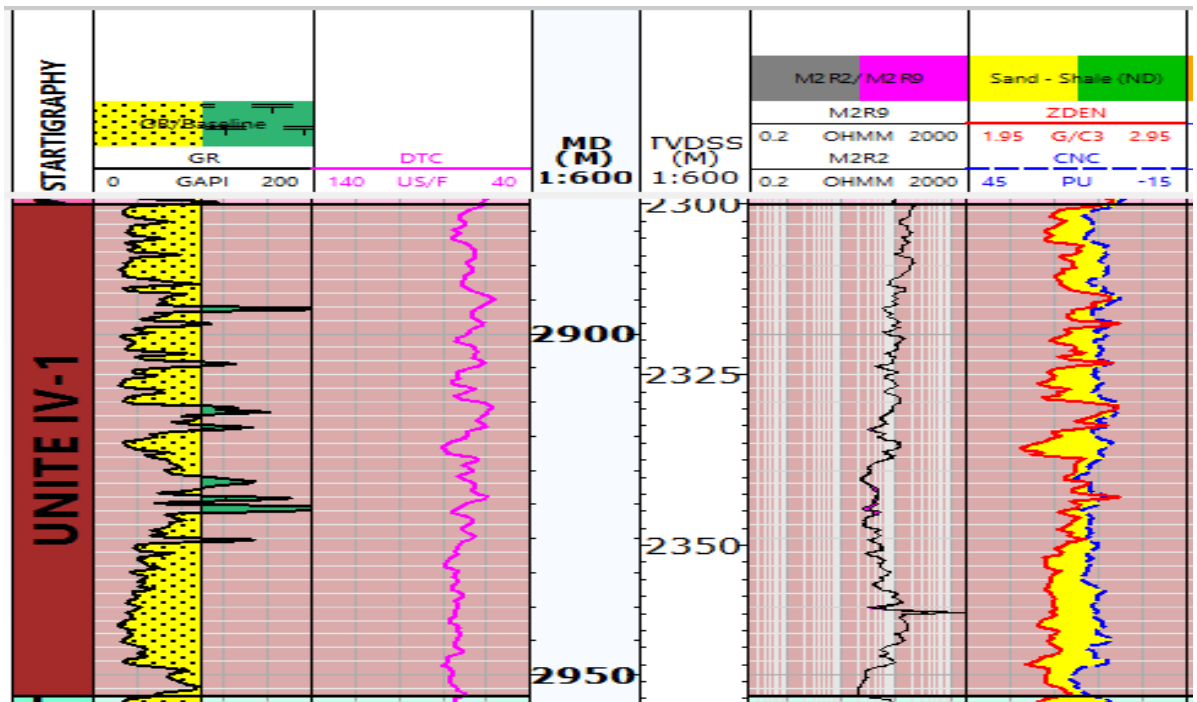


Figure 39 : Log composite interprété du puits IKNO-7, unité IV-1.

Tableau 02 : Lectures du Gamma Ray relevées.

Puits	Unité	Toit	Mur	Gr_{min}	Gr_{max}
IAK-2	Unité IV-3	2765	2797	29,7	150
	Unité IV-1	2942	2994	22,3	175
IAK-3	Unité IV-3	2670	2702	37,3	200
	Unité IV-1	2807	2880	28,5	170
IAK-4	Unité IV-3	2643	2700	22	200
	Unité IV-1	2817	2870	24,3	146
IAK-5	Unité IV-3	2732	2752	32,77	150
	Unité IV-1	2881,3	2929,4	20,95	187
IAK-6	Unité IV-3	2736	2762,5	39,34	200
	Unité IV-1	2885,5	2986,5	23,5	167
IAK-7	Unité IV-3	2707	2755	24,5	185
	Unité IV-1	2890	2970	22	179
IAK-8	Unité IV-3	2660	2700	29,5	178
	Unité IV-1	2825	2903	19,5	190
IKNO-1	Unité IV-3	2765	2796	15,7	134,5
	Unité IV-1	2961	3034	22	165
IKNO-2	Unité IV-3	2765	2791	17	190
	Unité IV-1	2869	2873		
IKNO-3	Unité IV-3	2695	2735	16,5	150
	Unité IV-1	2860	2936	18	138
IKNO-4	Unité IV-3	2771	2794,5	21	150
	Unité IV-1	2884	2887,5		
IKNO-5	Unité IV-3	2765	2786	22	150
	Unité IV-1	2868	2873		
IKNO-6	Unité IV-3	2691	2740	16	150
	Unité IV-1	2871	2919	21	185
IKNO-7	Unité IV-3	2701	2716	31	158
	Unité IV-1	2881	2953	24	180

Tableau 03 : Résultats du Gamma Ray cut-off.

Puits	Unité	GR_{cut-off}	Puits	Unité	GR_{cut-off}
IAK-2	Unité IV-3	78	IKNO-1	Unité IV-3	63,22
	Unité IV-1	83,4		Unité IV-1	79,2
IAK-3	Unité IV-3	102,38	IKNO-2	Unité IV-3	86,2
	Unité IV-1	85,1			
IAK-4	Unité IV-3	93,2	IKNO-3	Unité IV-3	69,9
	Unité IV-1	72,98		Unité IV-1	66
IAK-5	Unité IV-3	79,6	IKNO-4	Unité IV-3	72,6
	Unité IV-1	87,37			
IAK-6	Unité IV-3	103,6	IKNO-5	Unité IV-3	73,2
	Unité IV-1	80,9			
IAK-7	Unité IV-3	88,7	IKNO-6	Unité IV-3	69,6
	Unité IV-1	84,8		Unité IV-1	86,6
IAK-8	Unité IV-3	88,9	IKNO-7	Unité IV-3	81,8
	Unité IV-1	87,7		Unité IV-1	86,4

Tableau 04 : Résumé des paramètres obtenus après calcul (Hu, N/G et Vsh)

RESERVOIR	WELL	Top	Bottom	Gross (total)	Net (utile)	N/G	Vsh
		m	m	m	m	dec	dec
ORDOVICIEN UNITE VI-3	IAK-2	2765	2797	32	20.4	0.64	0.4
	IAK-3	2669	2700	31	20	0.64	0.23
	IAK-4	2643	2670	57	39	0.68	0.22
	IAK-5	2732	2752	20	11.5	0.57	0.44
	IAK-6	2736	2762.5	26.5	25.5	0.96	0.08
	IAK-7	2707	2755	48	35	0.72	0.34
	IAK-8	2660	2700	40	37	0.92	0.2
	IKNO-2	2765	2791	26	23	0.88	0.27
	IKNO-3	2695	2735	40	36	0.9	0.33
	IKNO-4	2771	2794.5	23.5	21	0.89	0.23
	IKNO-5	2765	2786	21	12	0.57	0.47
	IKNO-6	2691	2740	49	43	0.87	0.3
	IKNO-7	2701	2716	15	13	0.86	0.31
ORDOVICIEN UNITE VI-1	IAK-2	2942	2994	52	32	0.62	0.28
	IAK-3	2807	2880	71	32.5	0.45	0.31
	IAK-4	2817	2870	53	38	0.71	0.25
	IAK-5	2881	2929	48	32.5	0.67	0.3
	IAK-6	2885.5	2986.5	101	42.5	0.42	0.37
	IAK-7	2890	2970	80	24	0.3	0.35
	IAK-8	2825	2903	78	41.5	0.53	0.34
	IKNO-3	2860	2936	76	73	0.96	0.32
	IKNO-4	3042	3067	25	22.5	0.9	0.32
	IKNO-6	2871	2919	48	41	0.85	0.2
	IKNO-7	2881	2953	72	63.5	0.88	0.23

IV.3.2 Détermination de la porosité et de la saturation

La porosité et la saturation sont déterminés à partir des log interprétés et analysés (Elan) avec le logiciel Techlog de chaque puits et chaque unité qui sont ci-après présentés (figure 40 à figure 50). Les résultats de ce travail sont récapitulés sur le tableau n°05.

Puits IAK-2

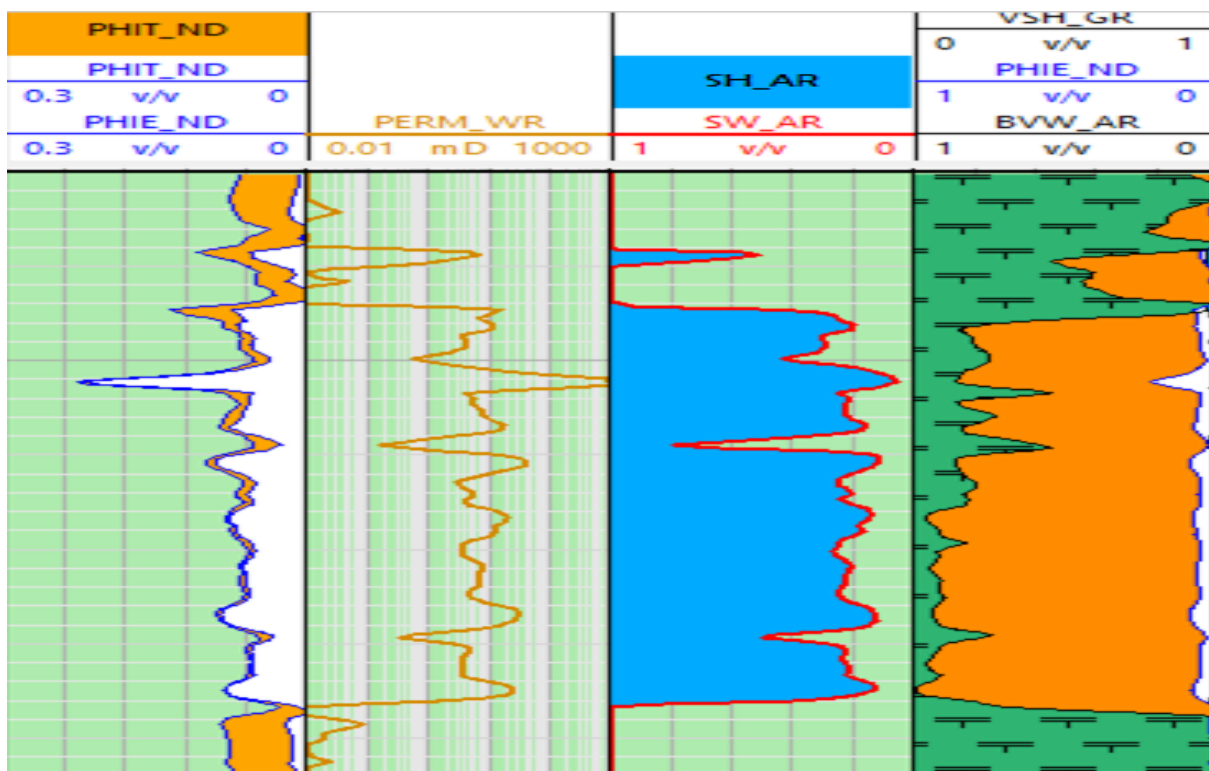


Figure 40 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IAK-2

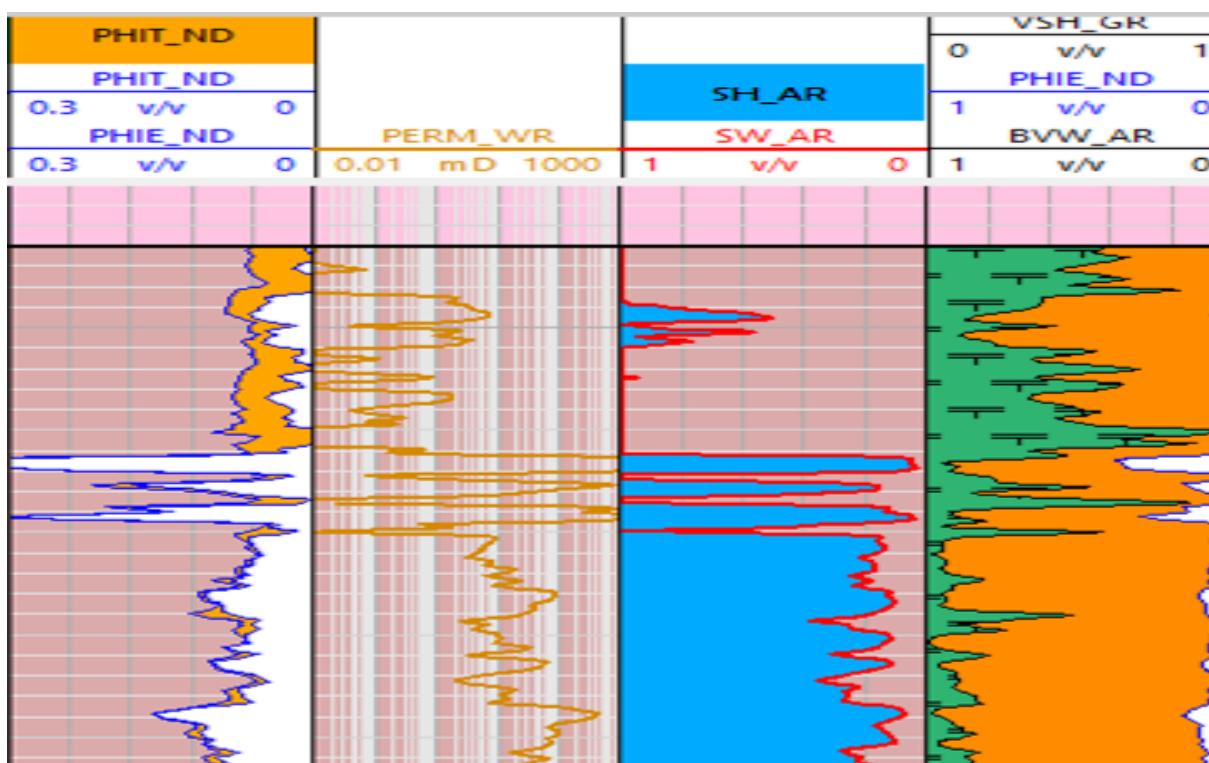


Figure 41 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-1 du puits IAK-2

Puits IAK-7

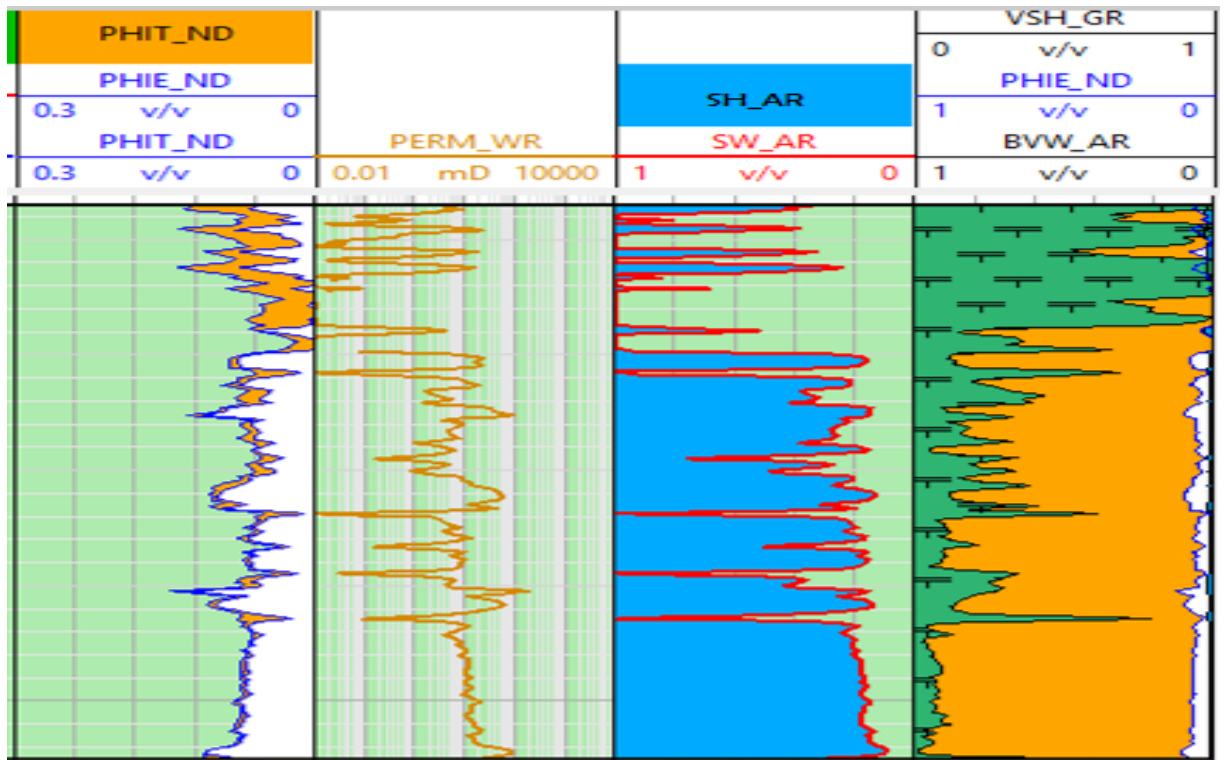


Figure 42 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IAK-7

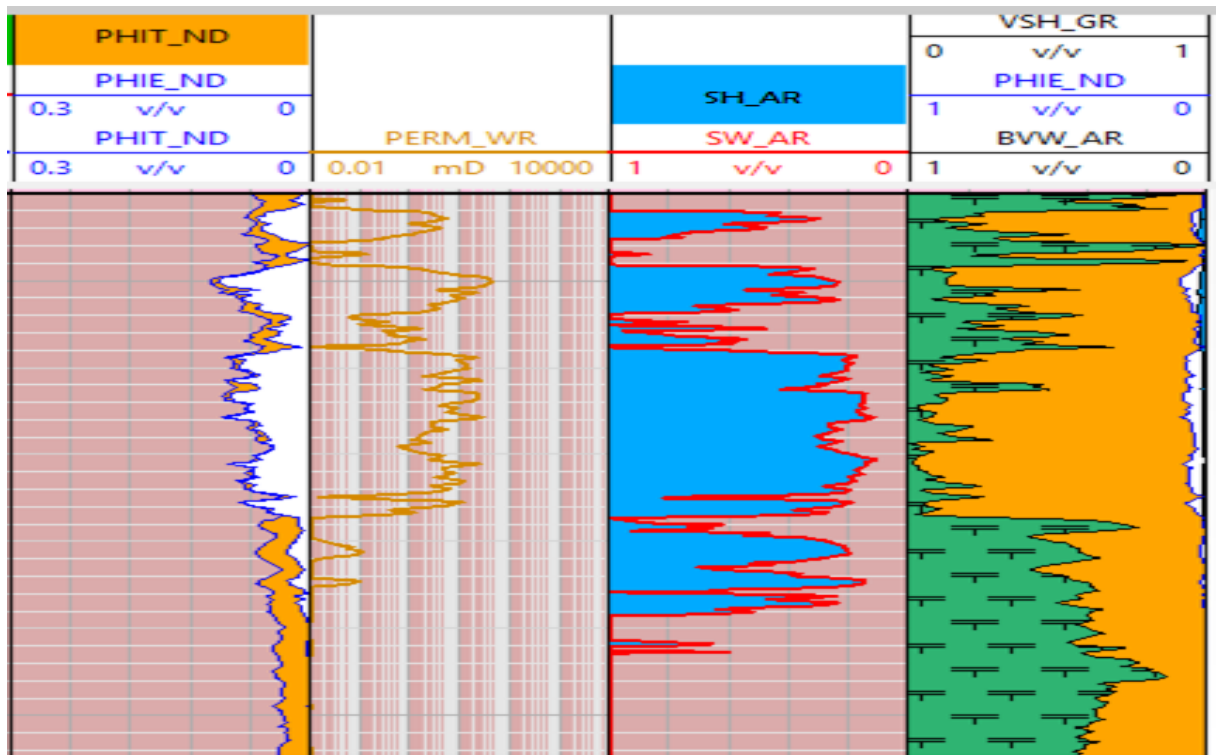


Figure 43 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-1 du puits IAK-7

Puits IAK-8

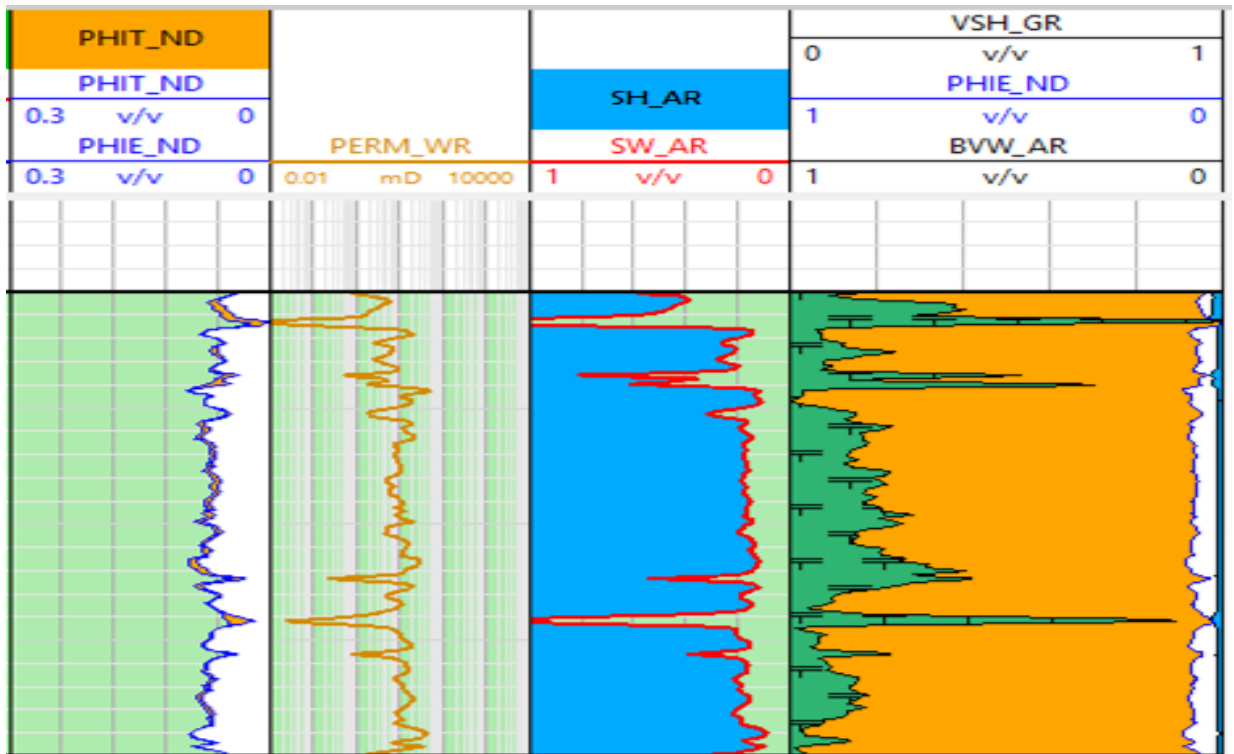


Figure 44 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IAK-8

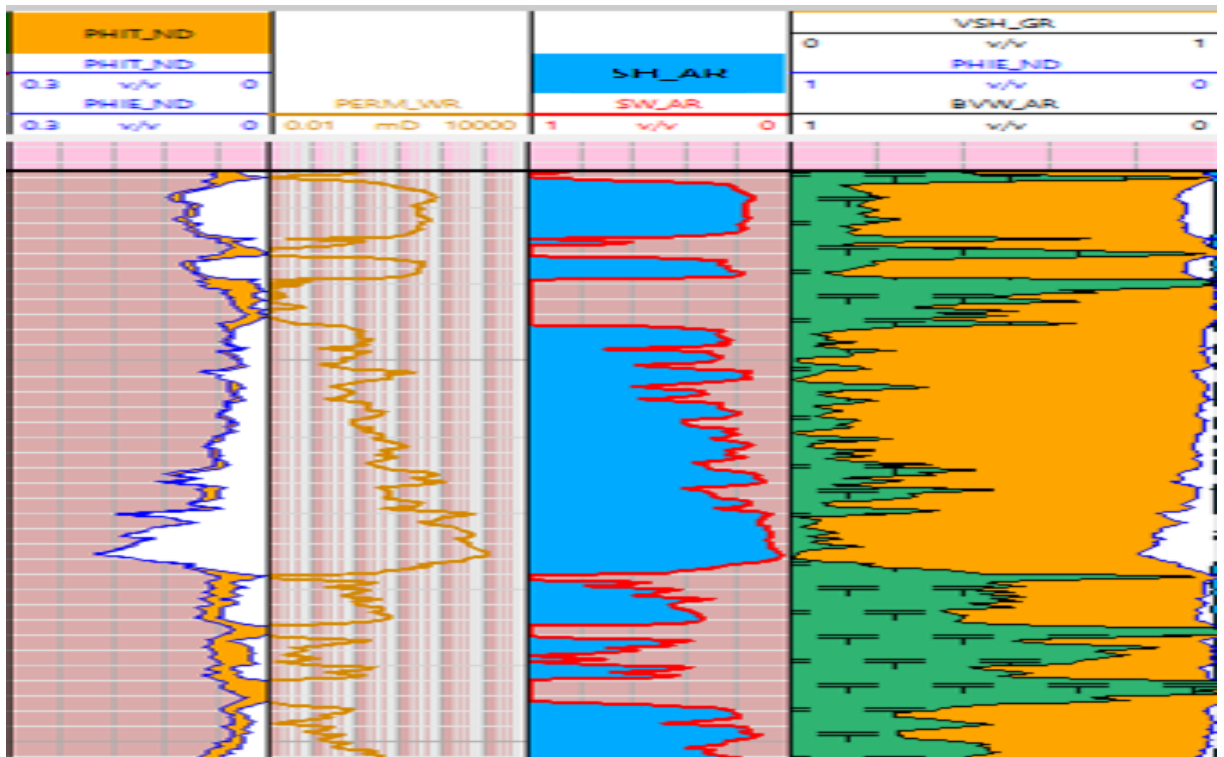


Figure 45 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-1 du puits IAK-8

Puits IKNO-2

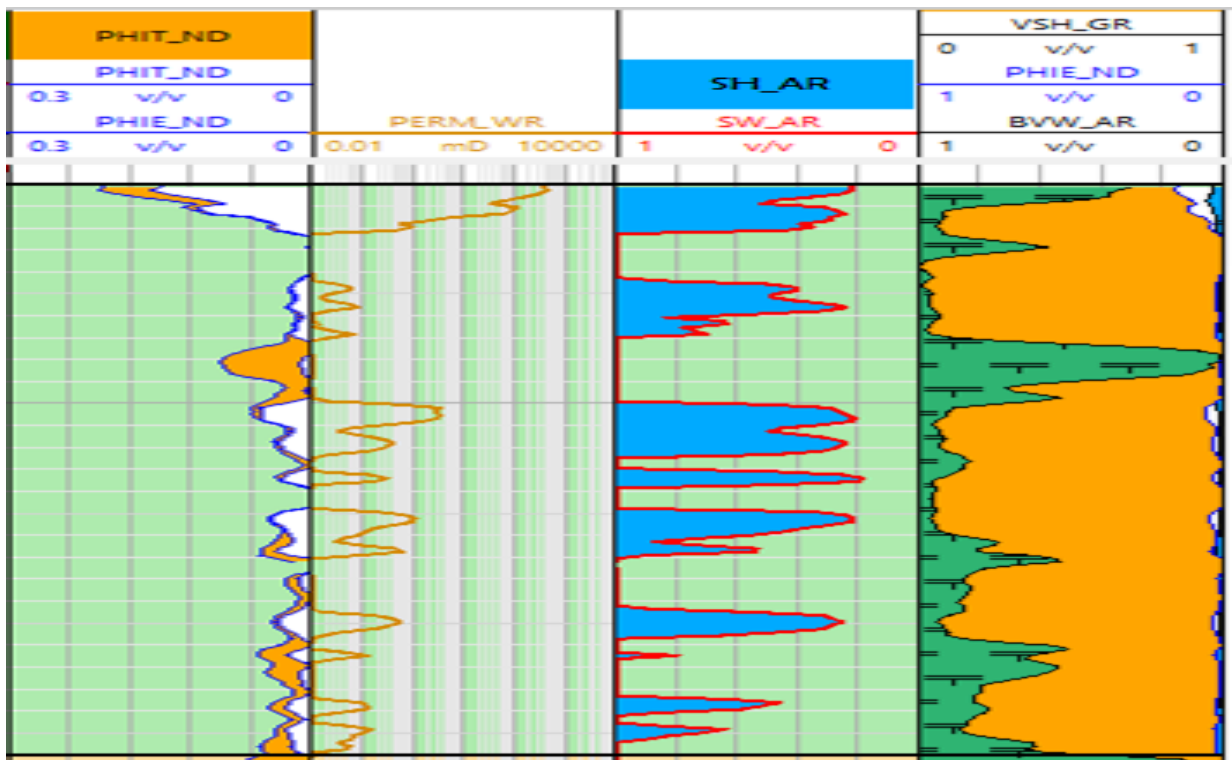


Figure 46 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IKNO-2

Puits IKNO-3

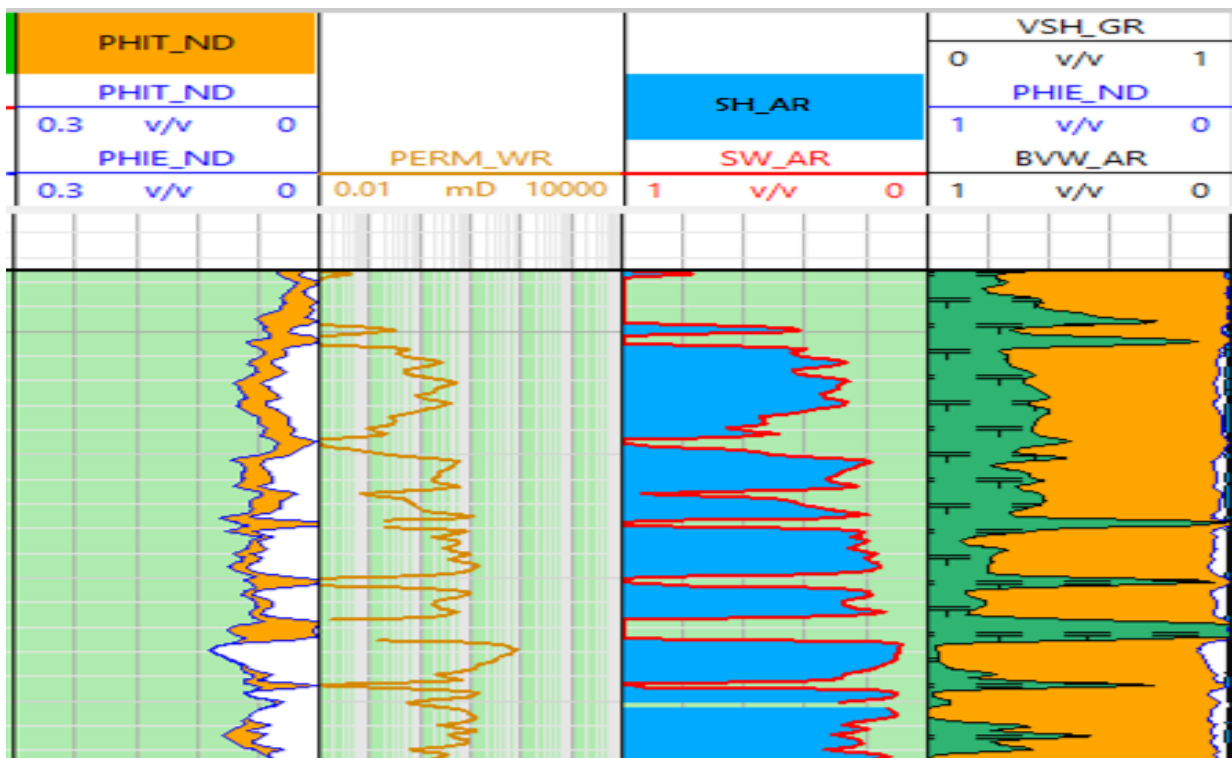


Figure 47 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IKNO-3.

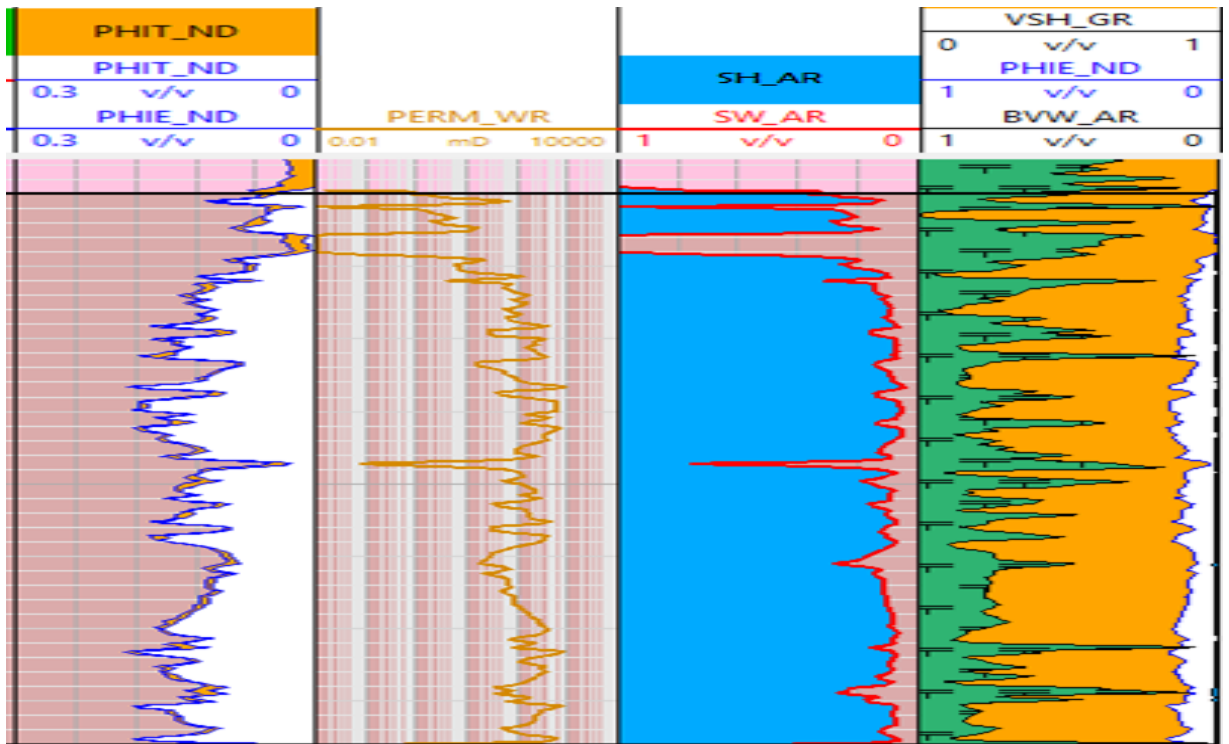


Figure 48 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-1 du puits IKNO-3.

Puits IKNO-7

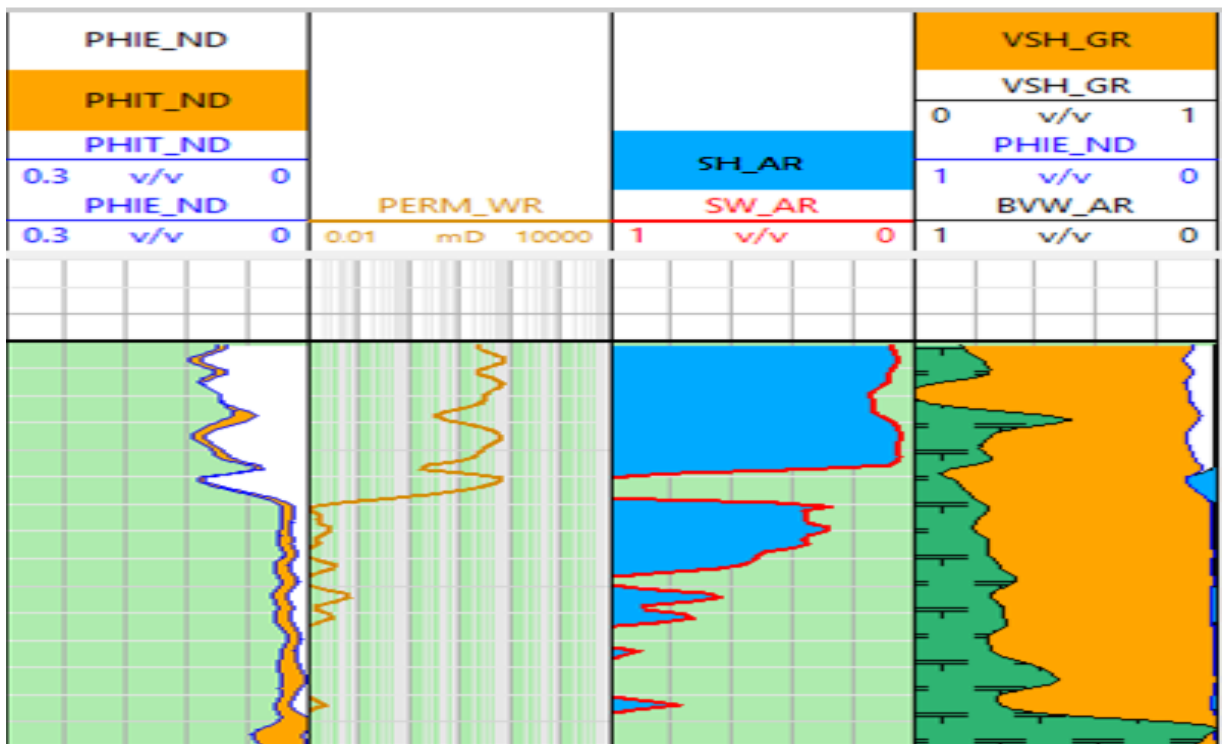


Figure 49 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-3 du puits IKNO-7.

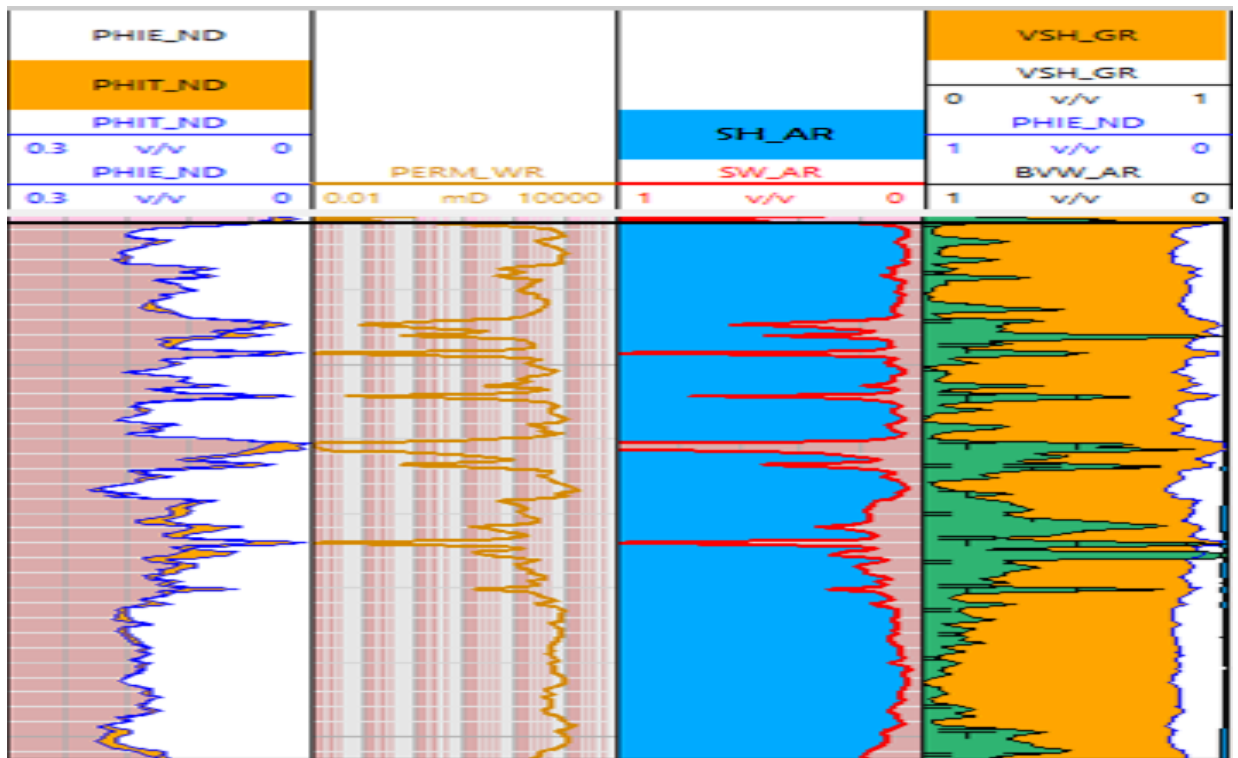


Figure 50 : Résultats d'interprétation de l'unité IV-1 du puits IKNO-7.

Tableau 05 : Moyennes des porosités et des saturations en eau de l'unité IV des puits étudiés.

RESERVOIR	WELL	Top	Bottom	Phi	K	Sw	BVW
		m	m	dec	mD	dec	%
ORDOVICIEN UNITE VI-3	IAK-2	2765	2797	0.047	0.96	0.48	1.3
	IAK-3	2669	2700	0.051	2.35	0.43	1.3
	IAK-4	2643	2670	0.056	3.02	0.35	///
	IAK-5	2732	2752	0.041	0.64	0.53	1.6
	IAK-6	2736	2762.5	0.08	24.4	0.16	1.26
	IAK-7	2707	2755	0.054	2.9	0.41	1.45
	IAK-8	2660	2700	0.063	7.25	0.23	1.27
	IKNO-2	2765	2791	0.02	0.03	0.72	0.9
	IKNO-3	2695	2735	0.04	0.53	0.47	1.12
	IKNO-4	2771	2794.5	0.02	0.03	0.49	0.36
	IKNO-5	2765	2786	0.01	0.01	0.83	0.62
	IKNO-6	2691	2740	0.032	0.6	0.52	1.06
	IKNO-7	2701	2716	0.038	0.14	0.58	1.21
ORDOVICIEN UNITE VI-1	IAK-2	2942	2994	0.066	2.68	0.52	1.7
	IAK-3	2807	2880	0.051	0.7	0.58	1.5
	IAK-4	2817	2870	0.07	6.58	0.32	
	IAK-5	2881	2929	0.04	0.43	0.57	1.5
	IAK-6	2885.5	2986.5	0.04	1.15	0.51	1.28
	IAK-7	2890	2970	0.1	0.14	0.57	1.01
	IAK-8	2825	2903	0.052	1.5	0.43	1.32
	IKNO-3	2860	2936	0.108	53.2	0.16	1.24
	IKNO-4	3042	3067	0.03	0.24	0.47	1.08
	IKNO-6	2871	2919	0.07	8	0.28	1.35
	IKNO-7	2881	2953	0.14	137	0.15	1.5

Les résultats obtenus montrent deux types de porosités : Une porosité sonique correspondant à la porosité primaire et une porosité neutron densité correspondant à la porosité utile.

L'interprétation des valeurs calculées sont mentionnées sur le tableau récapitulatif montre que les porosités dans le champ sont faibles dont la valeur maximale a été enregistrée dans le puits IAK-6 qui est de 8% dans l'unité IV-3, et des valeurs supérieures dans l'unité IV-1 où la porosité est assez bonne et varie entre 3.8% à 14% dont la valeur maximale a été enregistrée dans le puits IKNO-7 qui est de 14%.

En ce qui concerne les saturations en eau, les valeurs oscillent entre 16% et 83% dans l'unité VI-3, et des valeurs oscillent entre 15% et 58% dans l'unité IV-1. Ce qui permet de considérer le réservoir à hydrocarbures et l'unité réservoir IV-1 montre un intérêt pétrolier plus important que l'unité IV-3.

IV.4 Evaluation des réserves par la méthode volumétrique

IV.4.1 Formule de calcul

Pour la détermination des réserves de gaz par la méthode volumétrique, il faut tenir compte de données géologiques, des propriétés physico-chimiques de gaz, des propriétés des roches, de la répartition des gaz dans le réservoir, de la dynamique de changement de la pression et de la température de la couche. (C. Poupot, K. Benaïssa)

La formule de calcul des réserves de gaz par la méthode volumétrique s'exprime par la formule suivante :

$$V = S.h.\Phi.Sg. P.T.(1/Z)$$

Avec :

- V : Réserves industrielles à la date de calcul (10⁶m³).
- F : Superficie gazifière du gisement (m²).
- h : Epaisseur utile saturée en gaz (m).
- Φ : Coefficient de porosité ouverte (fraction d'unité).
- Sg : Saturation en gaz (fraction).
- P : Pression (kpa).
- T : Température en degré Rankine.
- Z : Coefficient de compressibilité du gaz

IV.4.2 Principes des méthodes volumétriques

L'évaluation des accumulations est rendue délicate par la complexité du milieu poreux : incertitude sur la forme exacte du gisement et, en général, faible échantillonnage pour les données pétrophysiques (porosité, saturation) ; généralement, quelques forages pour des surfaces de dizaines de kilomètres carrés. (C. Poupot, K. Benaïssa)

La difficulté réside donc dans la détermination des paramètres caractérisant le volume d'hydrocarbures en place plutôt que dans le calcul de ce volume, lequel se réduit aux opérations simples ci-après :

$$\text{Volume(CF)} = V_R \cdot \frac{h_u}{h_t} \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})$$

V(CF) : volume de fluide dans les conditions de fond

V_R : volume de roche imprégnée

h_u : la hauteur utile

h_t : la hauteur totale

ϕ : la porosité

S_{wi} : saturation en eau initiale

$$\text{Volume(CS)} = \frac{\text{volume condition fond}}{\text{FVF}}$$

V(CS) : volume de fluide dans les conditions standards

IV.4.3 Calcul du volume de roche imprégnée (V_R)

Les études géologiques et géophysiques fournissent des cartes isobathes, en général au toit et au mur de réservoir. Le planimétrage de ces deux cartes va permettre le calcul du volume de roche.

En effet, si l'on porte sur un diagramme profondeur-surface les surfaces planimétrées des isobathes du toit et du mur, ainsi que l'interface H/E par exemple, un deuxième planimétrage de l'aire sous-tendue entre les deux courbes va représenter le volume de roche imprégnée.

$$V_R = \int_{Z_E}^{Z_t} S(\text{toit}) \cdot dz - \int_{Z_E}^{Z_m} S(\text{mur}) \cdot dz$$

IV.4.4 Calcul du volume des fluides à partir des isopaques

Ce calcul s'effectue plus tardivement, lorsqu'un nombre minimal de puits a été foré.

Le jeu de deux cartes isobathes au toit et au mur du réservoir nous fournit une carte isopaque de celui-ci. Connaissant les porosités pour chaque puits, nous dressons une carte des porosités. On combinant les deux cartes, on obtient une carte des « iso- $h\phi$ ».

Le planimétrage des surfaces S situées entre chaque courbe permet le calcul du volume poreux :

$$V_p = S \cdot h_u \cdot \phi$$

$$V_P = \sum_{i=1}^n V_{P_i}$$

Cette méthode est plus fine dans le cas où les variations latérales d'épaisseur et de porosité sont importantes.

Pour calculer G, il faudra aussi déterminer les valeur moyenne de Bg et Swi (ou de Sw dans les zones de transition). On va ainsi dresser des cartes « iso-gaz ». Ces cartes sont faites dès que le nombre de puits le permet.

IV.4.5 Calcul des moyennes de porosité, de l'épaisseur utile et de saturation

A partir des résultats de tableau des propriétés pétrophysiques obtenus dans le premier chapitre, sont calculées les valeurs moyennes des paramètres (Φ , Hu, Sw) pour chaque unité du réservoir du champ dans la région d'étude. Ces valeurs sont calculées avec les formules suivantes:

$$H_{u \text{ moy}} = \sum_{i=1}^n h_{ui} * H_{ti} / \sum_{i=1}^n H_{ti}$$

$$\Phi_{\text{ moy}} = \sum_{i=1}^n h_{ui} * \Phi_i / \sum_{i=1}^n h_{ui}$$

$$S_{w \text{ moy}} = \sum_{i=1}^n h_{ui} * \Phi_i * S_{wi} / \sum_{i=1}^n h_{ui} * \Phi_i$$

➤ Unité IV-3

Tableau 06 : Tableau récapitulatif des valeurs des paramètres étudiés dans l'unité IV-3

Réservoir	Puits	Ht	Hu	Φ	Sw	Hu*Ht	Hu* Φ i	Hu* Φ i*Sw
		m	m	%	%	m ²		
CAMBRO- ORDOVICIEN UNITE VI-3	IAK-2	32	20,4	4,7	48	652,8	95,88	4602,24
	IAK-3	31	20	5,1	43	620	102	4386
	IAK-4	57	39	5,6	35	2223	218,4	7644
	IAK-5	20	11,5	4,1	53	230	47,15	2498,95
	IAK-6	26,5	25,5	8	16	675,75	204	3264
	IAK-7	48	35	5,4	41	1680	189	7749
	IAK-8	40	37	6,3	23	1480	233,1	5361,3
	IKNO-2	26	23	2	72	598	46	3312
	IKNO-3	40	36	4	47	1440	144	6768
	IKNO-4	23,5	21	2	49	493,5	42	2058
	IKNO-5	21	12	1	83	252	12	996
	IKNO-6	49	43	3,2	52	2107	137,6	7155,2
	IKNO-7	15	13	3,8	58	195	49,4	2865,2
	Somme	429	336,4			12647,05	1520,53	58659,89

Hu moy (m)	Φ moy (%)	Sw moy (%)
29,480303	4,52000595	38,5785812

Exemple :

$Hu \text{ moy} = \text{somme } (Hu * Ht) / \text{Somme } (Ht) = 12647.05/429 = 29.480303 \text{ m}$

$\phi \text{ moy} = \text{somme } (Hu * \phi) / \text{somme } (Hu) = 1520.53/336.4 = 4.5200 \%$

$Sw \text{ moy} = \text{somme } (Hu * \phi_i * Sw) / \text{somme } (Hu * \phi_i) = 58659.89/1520.53 = 38.57858 \%$

➤ **Unité IV-1**

Tableau 07 : Tableau récapitulatif des valeurs des paramètres étudiés dans l'unité IV-1

Réservoir	Puits	Ht	Hu	Φ	Sw	Hu*Ht	Hu*Φi	Hu*Φi*Sw
		m	m	%	%	m ²		
CAMBRO- ORDOVICIEN UNITE VI-1	IAK-2	52	32	6,6	52	1664	211,2	10982,4
	IAK-3	71	32,5	5,1	58	2307,5	165,75	9613,5
	IAK-4	53	38	7	32	2014	266	8512
	IAK-5	48	32,5	4	57	1560	130	7410
	IAK-6	101	42,5	4	51	4292,5	170	8670
	IAK-7	80	24	10	57	1920	240	13680
	IAK-8	78	41,5	5,2	43	3237	215,8	9279,4
	IKNO-3	76	73	10,8	16	5548	788,4	12614,4
	IKNO-4	25	22,5	3	47	562,5	67,5	3172,5
	IKNO-6	48	41	7	28	1968	287	8036
IKNO-7	72	63,5	14	15	4572	889	13335	
	Somme	704	443			29645,5	3430,65	105305,2

Hu moy (m)	Φ moy (%)	Sw moy (%)
42,1100852	7,74413093	30,6954076

IV.4.6 Détermination des surfaces productives

Sur une carte structurale en isobathes au toit de chaque unité, la surface de la zone à gaz est celle délimitée par le contour gaz-huile, on mesure la superficie productive entre les frontières délimitées par deux isolignes montrée sur les cartes structurales au toit de chaque unité (VI-3, VI-1).

➤ Unité IV-3

Tableau 08 : Résultat de calcul du volume de roche pour l'unité IV-3.

	Profondeur	Surface toit (m ²)	Surface mur (m ²)
Prouvé	-2050	3.77758E+6	
	-2080	2.75918E+7	2.7333E+6
Probable	-2130	6.8216E+7	2.96092E+7
Possible	-2180	1.29156E+8	9.69129E+7
	-2230	1.41624E+8	1.35054E+8
	-2280		1.41634E+8

➤ Unité IV-1

Tableau 09 : Résultat de calcul du volume de roche pour l'unité IV-1.

	Profondeur	Surface toit (m ²)	Surface mur (m ²)
Prouvé	-2150	1.29527E+6	
	-2170	1.08391E+7	93190.1
	-2220	2.06815E+7	1.60413E+7
Probable	-2270	3.72084E+7	1.93599E+7
Possible	-2320	1.23405E+8	2.75026E+7
	-2370	1.34197E+8	9.52277E+7
	-2420	1.41632E+8	1.34153E+8
	-2470		1.41629E+8

IV.4.7 Détermination des volumes productifs

Les volumes productifs résultent des moyennes des hauteurs et des surfaces productives.

Tableau 10 : volume de roche imprégné de l'unité IV-3

Volume de roche imprégné (V _R)	P10 prouvée	1044280 m ³
	P50 probable	22798900 m ³
	P90 possible	105888000 m ³

Tableau 11 : volume de roche imprégné de l'unité IV-1

Volume de roche imprégné (V _R)	P10 prouvée	1202079,9 m ³
	P50 probable	8384200 m ³
	P90 possible	18471500 m ³

IV.4.8 Détermination de la compressibilité du gaz

➤ **Détermination de la pression**

La pression vierge du réservoir, elle est égale à 250 kgf/cm. P = 2452kpa.

➤ **Détermination de la température**

On prend la température de la formation, elle est égale à 180 °C.

$$\text{Rankine} = ^\circ\text{F} + 459.67. \quad T = 639.67 \text{ Rankine.}$$

➤ **Coefficient de compressibilité**

Le coefficient de compressibilité de gaz est estimé à 1.

➤ **Facteur volumétrique**

Facteur volumétrique du fond de gaz Bg est estimé à 0.0049.

IV.5 Réserves en place : les résultats obtenus

Le calcul final des réserves est montré sur le tableau 12

Tableau 12 : Tableau récapitulatif des réserves prouvées, probables et possibles.

Réservoirs	Unités	Surface (m ²) des réserves		H*Φ*Sw	Bg	Réserves Prouvées (10 ⁹)	Réserves Probables (10 ⁹)	Réserves Possibles (10 ⁹)
Ordovicien	IV-3	Prouvées	1044280	81.844	0.0049	17.44	380.81	1768.6
		Probables	22798900					
		Possibles	105888000					
	VI-1	Prouvées	1202079.9	226.01		55.44	386.71	851.97
		Probables	8384200					
		Possibles	18471500					
SOMME						<72.88	<767.52	<2620.61

L'évaluation des réserves en place a montré que le potentiel en gaz contenu dans le compact réservoir est bon. Toutefois, l'érosion qui a affecté l'unité IV-2, peut affecter aussi les unités IV-1 et IV-3. Il s'agit donc du maximum des réserves en place.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

La présente étude a abouti aux résultats suivants :

Le toit et le mur du réservoir cambro-ordovicien Unité IV présentent deux zones hautes au centre et au nord-ouest de la zone d'étude lui conférant ainsi la structure d'un anticlinal. Le sommet de la structure est situé autour de puits IKNO-3, dans la partie nord-est. La zone la plus basse est située dans la partie sud-ouest au voisinage du puits IAK-2. L'épaisseur de ce réservoir varie entre 122 et 269m, ses isopaques montre un épaissement aux niveaux des zones hautes situées au centre et au nord-est du champ.

Les résultats de l'analyse des paramètres pétrophysiques à savoir la porosité et la perméabilité montrent d'une manière générale une faible porosité qui ne dépasse plus les 16 % et une faible perméabilité ne dépassant pas les 24 mD. La variation verticale des porosités montre une distribution unimodale asymétrique avec une fréquence maximale de 21% dans la classe [4-6] %. 80% des valeurs sont inférieures à 8% et les autres valeurs sont supérieures à 8%. La variation des perméabilités montre une distribution unimodale asymétrique avec une fréquence maximale de 88% dans la classe [0-1000]md, les autres valeurs sont inférieures à 12%.

Cette distribution traduit un dépôt très mal classé, qui pourrait tenir son origine d'un milieu glaciaire à fluvioglaciaire. Effectivement les porosités s'améliorent vers le sommet en passant de l'unité IV-3 à l'unité IV-1. Dans le détail, la distribution des perméabilités met en relief trois classes qui renseignent sur les milieux de dépôts les plus connus dans l'environnement glaciaire. Les médiocres perméabilités représentées par la classe [0-100]md correspondraient aux moraines proximales caractérisées par un très mauvais classement connu sous nom des blocs à la farine de roche, La deuxième classe [100-1000]md correspondraient aux moraines médiantes caractérisée par un classement moyen à bon. La troisième classe d'excellentes perméabilités [1000-30000]md correspondraient aux moraines distales caractérisées par un très bon classement des grains avec absence de la fraction fine.

Les calculs des réserves de l'unité Cambro-ordovicien IV, basés sur la subdivision verticale de cette unité qui sont IV-1, IV-2 et IV-3. L'unité IV-2 est absente dans la région étudiée. Les études sédimentologiques ont montré que cette hiatus est probablement dû à une érosion. Tous les paramètres nécessaires aux calculs ont été tirés des loggings interprétés par le logiciel Techlog. Il s'agit des hauteurs utiles calculées par les GR cut-off, les porosités calculées par la combinaison de densité et sonic, les saturations par les résistivités et la

formule d'Archie. Les surfaces productives pour chaque type de réserves sont tirées des cartes en isobathes de ce réservoir.

Les réserves prouvées en place obtenus sont 72.88 milliards de mètre cube. Les réserves probables en place obtenus sont 767.52 milliards de mètre cube. Les réserves possibles en place obtenus sont 2620.61 milliards de mètre cube. Toutefois, ces réserves sont à réévaluer à la baisse en raison de l'érosion intra cambro-ordovicienne qui a déjà affecté l'unité IV-2.

Bibliographie

C

- ✓ **C. Poupot, K. Benaïssa** : "Dispositif électronique de mesure vélocimétrique à processeur de signal". *Traitement du signal*, Vol. 8, N°3, 1991, pp. 35-40

D

- ✓ **DEBIANE K, (2015)** : caractérisation et évaluation des réservoirs cambro-ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi Algérie. Mémoire de magister 208 p

M

- ✓ **M. Boumaza et F. Semai**, " Evaluation quantitative et qualitative d'un réservoir. Cas du réservoir TAGI – SIF Fatima Bassin de Berkine (Algerie Oriental)", Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2014.
- ✓ **M. Izouaouen, (2012)**. "Caractérisation pétrophysique et essai de modélisation du réservoir Carbonifère (Tournaisien) -Bassin de Reggane-". Diplôme d'ingénieur d'état spécialisé en géologie pétrolière Institut Algérien du pétrole, corporatif université IAP-CU. 107 pages.

P

- ✓ **PROJET DE TINRHERT** : Plan de Développement des Gisements à exploiter sur l'usine d'Alrar, Document interne SH, Novembre 2011.

R

- ✓ **Rapport Sonatrach., (Novembre 2010)** : Projet de Tinrhert, plan de développement des gisements.

S

- ✓ **SLIMANI A. (2015)** : Identification des contacts entre fluides avec les outils de test de formations et prélèvement d'échantillons de fluides (MDT, RCI et RDT) et diagraphies conventionnelles des réservoirs : Dévonien (F2, F4) et Siluro-dévonien (F6). Gisements : IN AKAMIL (IAK) et IN AKAMIL NORD (IKN). Rapport de fin période d'essai 125 p.
- ✓ **SONATRACH –DP.STH** : Documents et rapports internes inédites.

W

- ✓ **WEC 1995**: Well Evaluation Conference, Schlumberger, Sonatrach, 1995.
- ✓ **WEC Algérie 2007** : Définition et évaluation des réservoirs

RESUME

La présente étude a été réalisée dans le cadre de l'évaluation du réservoir Cambro-ordovicien Unité IV du champ d'In Akamil, situé dans la partie centrale du plateau Tinrhert. Ce plateau fait partie du bassin d'Illizi qui est parmi les bassins les plus riches en hydrocarbures dans le Sahara algérien. Cette évaluation a été approchée par l'étude de la géométrie du réservoir, suivie de sa caractérisation pétrophysique avant d'entamer les calculs des réserves en place par la méthode volumétrique. Le toit et le mur du réservoir cambro-ordovicien Unité IV présentent deux zones hautes au centre et au nord-ouest de la zone d'étude, son épaisseur varie entre 122 et 269m, et montrent un épaississement aux niveaux des zones hautes du champ. Sa porosité est faible et ne dépasse 16 % alors que sa perméabilité n'atteint pas 24 mD. Ces valeurs sont dues au milieu glaciaire à fluvioglaciaire qui est connue par le très mauvais classement de ses dépôts. Les réserves prouvées calculées du Cambro-ordovicien unité IV sont 72.88 milliards de mètre cube, réserves probables en place sont 767.52 milliards de mètre cube et les réserves possibles obtenus sont de 2620.61 milliards de mètre cube. Ces résultats concernent les unités IV-1 et IV-3, l'unité IV-2 est absente dans la région d'étude. D'après les études sédimentologiques antérieures, cet hiatus est dû à une érosion. C'est pour cette raison que les résultats obtenus sont à revoir à la baisse. En effet, les unités IV-1 et IV-3 sont peut-être touchées par cette érosion connue dans la région.

Mots Clés :

Bassin d'Illizi, Tinrhert, Cambro-Ordovicien, unité, réservoir, pétrophysique et estimation.

ABSTRACT

The present study was conducted as part of the evaluation of the Cambro-Ordovician Tank Unit IV of In Akamil field, located in the central part of the Tinrhert Plateau. This plateau is part of the Illizi basin which is among the most hydrocarbon-rich basins in the Algerian Sahara. This evaluation was approached by studying the geometry of the reservoir, followed by petrophysical characterization before starting the calculations of reserves in place by the volumetric method. The top and bottom of the Cambro-Ordovician Reservoir Unit IV have two high zones in the center and north-west of the study area, ranging in thickness from 122 to 269m, and showing thickening in the upper areas of the field. Its porosity is low and does not exceed 16% whereas its permeability does not reach 24 mD. These values are due to the glacial environment which is known by the very poor sorting of its deposits. The proven reserves calculated of the Cambro-Ordovician IV unit are 72.88 billion cubic meters, the probable reserves in place are 767.52 billion cubic meters and the possible reserves obtained are 2620.61 billion cubic meters. These results concern units IV-1 and IV-3, unit IV-2 is absent in the study area. According to previous sedimentological studies, this hiatus is due to erosion. It is for this reason that the results obtained are to be revised downwards. Indeed, units IV-1 and IV-3 may be affected by this known erosion in the region.

Keywords:

Illizi Basin, Tinrhert, Cambro-Ordovician, unit, reservoir, petrophysical and estimation.

المخلص:

أجريت هذه الدراسة في تقييم وتطور خزانات Cambro-Ordovician الوحدة الرابعة في حقل عين اكامل الواقع في الجزء الأوسط من هضبة تينهرت. هذه الهضبة جزء من حوض إليزي الذي يعد من أكثر الأحواض الغنية بالمحروقات في الصحراء الجزائرية، يقربنا هذا التقييم من خلال دراسة هندسة الخزان، نقوم بمتابعة الخصائص البتروفيزيائية قبل البدء في حساب الاحتياطيات الموجودة بالطريقة الحجمية. سمك خزان Cambro-Ordovician الوحدة IV يبين لنا منطقتان مرتفعتان في الوسط والشمال الغربي من منطقة المدروسة، يتراوح سمكها من 122 إلى 269 متر، ويظهر سمكها في المناطق العليا من الحقل. مساميتها منخفضة ولا تتجاوز 16 % في حين أن نفاذية لا تصل إلى 24 md ترجع هذه القيم إلى البيئة الجليدية المعروفة بتصنيفها الغبار فعال، تبلغ الاحتياطيات المؤكدة Cambro-Ordovician لوحدة IV 72.88 مليار متر مكعب، والاحتياطيات المحتملة المعمول بها 767.52 مليار متر مكعب والاحتياطيات المحتملة التي تم الحصول عليها 2620.61 مليار متر مكعب. تتعلق هذه النتائج بوحدات IV-1 و IV-3، أما الوحدة IV-2 فهي غائبة في منطقة الدراسة. وفقا للدراسات الرسوبية السابقة، هذه الفجوة هي نتيجة للحدث. ولهذا السبب، سنتم مراجعة النتائج التي تم الحصول عليها في الواقع قد تتأثر الوحدات IV-1 و IV-3 بهذا الحدث المعروف في المنطقة.

الكلمات المفتاحية:

حوض إليزي، تينهرت، Cambro-Ordovician، وحدة، خزان، بتروفيزيك و تقدير