

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 Pétrolière

### THEME

**Estimation de la perméabilité par la méthode des Réseaux de  
Neurones Artificiels, cas du réservoir Trias Argileux Gréseux Inférieur  
(TAGI) champ de Sif Fatima, bassin de Berkine, Sud-est Algérien**

Présenté par

**TOUATI Djemaa**

**DAHDI Nesrine**

**BERREGUI Mohamed El Azhar**

*Soutenu publiquement le :*

*25/06/2018*

**Devant le jury :**

<b>Président :</b>	ZEDDOURI Aziez	Professeur univ.Ouargla
<b>Encadreur :</b>	AMEUR ZAIMECHE Ouafi	M. A.B Univ. Ouargla
<b>Examineur :</b>	BELKSIER Mohammed Salah	M. C. B Univ. Ouargla

**Année Universitaire : 2017/2018**

*DEDICACE*

*Nous dédie ce modeste*

*travail à*

*Nos familles*

*Nos amis*

*Tous ceux qui ont contribué à*

*accomplir ce travail de loin*

*Ou à proximité*

*DJ. TOUATI /N. DAHDI*

## *DEDICACE*

*Je voudrais bien remercier ma mère  
cher Berreguí Maseuda et mon  
père Berreguí Laíd et tout la  
famille Berreguí et ma fiancée  
Amel Saíd et a tous les amis de  
classe et surtout Ben Mohamed abd  
Alatíf et Belmadani Mohamed  
Elhadí et surtout la petite Riham  
Roabeh et Hana Elbyed.*

*M. Berreguí*

## REMERCIEMENT

Nous tenons tout d'abord à remercier Allah le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

En second lieu, nous tenons à remercier notre encadreur Mr : « **AMEUR ZAIMECHE Ouafi** », nous voudrions également lui témoigner notre gratitude pour sa patience et son soutien qui nous a été précieux afin de mener notre travail à bon port.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury : « Le professeur **ZEDDOURI Aziez** et Dr **BELKSIER Mohammed Salah** » pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail Et de l'enrichir par leurs propositions.

Nos remerciements s'étendent également à Mr : « **MEDDOUR Nour Eddine** », le pétrophysicien chez l'entreprise de « Groupement Berkine Sonatrach/Anadarko » pour ses bonnes explications qui nous ont éclairé le chemin de la recherche et sa collaboration avec nous dans l'accomplissement de ce modeste travail.

Nous remercions tous les gents de Groupement Berkine : Mr Messaoud, Mr Toufik, Dr Fayscel Djebbas, Melle Imene, Mr Tahar Arif, Mr Hassini, Mr Salim, Mr Moukhtar Bouleffa, pour ses encouragements pendant notre stage.

Enfin, nous tenons également à remercier tous les enseignants de département des sciences de la terre et de l'univers et toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.



## Résumé

L'estimation de la perméabilité est l'une des tâches les plus importantes dans la caractérisation des réservoirs pétroliers ; cependant la détermination traditionnelle de laboratoire de cette propriété est longue et très chère, Par conséquent, il est souhaitable de trouver une méthode de déterminer la perméabilité optimale.

Beaucoup de recherche a été faite sur le problème d'estimation de la perméabilité par des moyens physiques qui est un processus assez complexe et cher ; Des formules empiriques nombreuses ont été découvertes par des scientifiques au cours des années (TimurTixier, Wyllie/Rose...) et des méthodes de régression ont été également employées.

Ces dernières années, des techniques d'étude d'prévisionnelle ont été appliquées sur ce problème; la manière est de former des réseaux neurones artificiels mathématiques inspirés des fonctions des neurones biologiques, sur un ensemble de données, puis applique ceci a formé le réseau neurone sur un ensemble d'essai.

Dans notre cas d'étude c'est le réservoir complexe de Trias Argileux Gréseux Inférieur de champs de Sif Fatima bassin de Berkine, en utilisant un type de réseaux de neurones par perception multi couches avec une seule couche cachée et une fonction retro propagation de l'erreur, on a défini la couche d'entrés par les variables explicatifs qui sont : *Densité, Sonique, Résistivité, Porosité, Gamma Ray, Porosité Neutron, Saturation en eau*, dans la couche cachés c'est la boîte noire du modèle qui reçoit, traité, et renvoie l'information vers la couche de sortie qui est le variable a expliqué ( la perméabilité non mesurée), c'est interactivement à chaque fois on change le nombre de neurone dans la couche cachée et on suit les indices de performances numériques et graphiques.

Grace à cette technique on a pu de pallier un intervalle de (151.63 m), équivalent de (995) observation, à partir des données de mesure directes sur carottes (233.93m).

**Mot Clé :** Estimation de la Perméabilité, Carottes, Formules Empiriques, Réseaux de Neurones Artificiels, Berkine, TAGI.

## Abstract

The prediction of permeability is one of the most significant tasks in the characterization of the oil tanks; however the traditional determination in laboratory is a property long and very expensive, consequently, it is desirable to find a method to determine the optimal permeability.

Many researches was done about the problem of permeability estimation by physiques methods which are complex and expensive process; Many empirical formulas were discovered by scientists during years (TimurTixier, Wyllie/Rose....) and the methods of regression were also employed.

These last years, of the technical of study of estimated were applied to this problem; the manner is to form has mathematical, Artificial Neural Networks inspired by the functions of the biological will neurons, one has whole of dated, then applies this formed the network neuron one has whole of test.

In our box of study it is the complex tank of Sorted Argillaceous Sandy Inferior of fields of Sif Fatima basin of Berkine, by using has standard of network will neurons by perception multi layers with only one hidden layer and has function back-propagation of the error, one defined the hidden layer of entered by the explanatory variable which are: *Density, Sonic, Resistivity, Porosity, Gamma Ray, Porosity Neutron, Water Saturation*, the hidden layer it is black dip of the model which receives, treated, and return the information towards the hidden layer of exit which is variable explained it (the not measured permeability), it is interactively each time one exchanges the number of neural in the hidden layer and one follows the indices of numerical and graphic performances.

By this technique we could mitigate an interval of (151.63 m), equivalent of (995) observations, starting from the direct data of measurement in core (233.93 m).

**Key word:** Estimate of Permeability, cores, Empirical formulas, Artificial Neural Networks, Berkine, TAGI.

## ملخص

ان تقدير النفاذية من أهم وأبرز المهام في توصيف مكامن النفط، بينما تعتبر عملية التقدير المخبري التقليدي لهذه الخاصية (النفاذية) مكلفة وطويلة المدى وبالتالي من المستحسن إيجاد طريقة لتحديد (تقدير) النفاذية المثلى .

تم إجراء العديد من الأبحاث حول تقدير النفاذية فيزيائيا والتي تعتبر عملية معقدة ومكلفة إلى حد ما، اكتشف العلماء على مر السنين العديد من الصيغ التجريبية منها (Textie, Timur, Wyllie-Rose.....) وطرق التدرج التي تسمح بذلك.

طبقت في السنوات الأخيرة العديد من تقنيات التنبؤ على مشكلة تقدير هذه الخاصية وذلك باستخدام تقنية من تقنيات الذكاء الاصطناعي المستوحاة من الشبكات العصبونية البيولوجية، وهي الشبكات العصبونية الاصطناعية الرياضية، التي طبقت على مجموعة من المعطيات وبالتالي تشكيل الشبكة العصبونية من خلال مجموعة من التجارب . خلال دراستنا للخزان الترياسي الطيني الحسوي السفلي (TAGI) ، حقل سيف فطيمة ، حوض بركين -الجزائر- ، استخدمنا نموذج من شبكة عصبونية متعددة الطبقات وذلك بتطبيق خوارزمية الانتشار المعاكس Retropropagation وقابلة على التدريب الموجه، و التي تتكون من سبع عصبونات في طبقة المدخلات (تسجيلات جيوفيزيائية)، وهي (الكثافة، الناقلية، المسامية، أشعة غاما، أشعة الصوتية، تسجيل المسامينيتروني و التشبع بالماء) ، و طبقة مخفية و التي تعتبر الصندوق الأسود للنموذج، والتي تستقبل و تعالج و ترسل المعلومة إلى طبقة الإخراج وهي الناتج المراد الوصول إليه (النفاذية الغير مقاسة) ، حيث نقوم بتغيير عدد العصبونات في الطبقة المخفية في كل مرة و نقوم بحساب مؤشرات الجودة الرقمية (RMSE ، CC) و البيانية.

من خلال تطبيقنا لهذه التقنية استطعنا تمثيل حوالي 151.63 متر مكافئ لـ 995 ملاحظة من خلال معطيات القياس المباشر على عينات الصخور المقطرة بـ 233.93 متر.

**الكلمات المفتاحية :** تقدير النفاذية، عينات الصخور، الصيغ التجريبية، شبكات عصبونية إصطناعية، حوض بركين، TAGI.

## SOMMAIRE

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste d'abréviations	
Introduction Générale.....	1

### ***Chapitre I : Géologie régionale et locale de la zone d'étude***

Introduction .....	3
I. Géologie régionale et locale de bassin de Berkine .....	3
I.1. Situation géographique .....	3
I.2. Situation géologique .....	3
I.3. Géodynamique du bassin de Berkine.....	4
I.4. Aspect stratigraphique et les phases tectoniques .....	5
I.4.1. Aspect stratigraphique.....	5
I.4.2. Les phases tectoniques .....	8
I.5. Aspect structurale.....	10
I.6. Système pétrolier de bassin de Berkine .....	11
I.7. Historique de développement de bassin de Berkine .....	13
II. Géologie régionale et locale de champ de Sif Fatima .....	13
II.1. Localisation de champs de Sif Fatima .....	13
II.2. Stratigraphie de Sif Fatima .....	14
II.3. Sédimentologie de Sif Fatima.....	14
II.4. Tectonique locale.....	15
II.5. Le potentiel pétrolier de Sif Fatima .....	17
Conclusion.....	19

### ***Chapitre II: Synthèse bibliographique***

Introduction .....	20
I. LES RESEAUX DE NEURONES BIOLOGIQUES .....	20
I.1. Définition .....	20
I.2. La structure d'un neurone .....	20
I.3. Les différents types de neurones.....	21
I.4. Physiologie du neurone.....	23
II. LES RESEAUX DE NEURONES ARTIFICIELS .....	25
II.1. Définition.....	25

II.2. Historique .....	25
II.3. Structure des Réseaux de Neurones Artificiels .....	26
II.4. Propriétés des Réseaux de Neurones Artificiels.....	28
II.4.1. Le parallélisme : .....	28
II.4.2. Les poids synaptiques :.....	28
II.4.3. L'apprentissage :.....	28
II.4.3.1. Types d'apprentissage .....	28
II.4.3.2. Règles d'apprentissage .....	29
III. Domaines d'application des Réseaux de Neurones Artificiels .....	30
Conclusion.....	31

### *Chapitre III :Matériel et méthodes*

Introduction .....	32
I. La perméabilité .....	32
I.1. définition .....	32
I.2. Catégories de perméabilité.....	32
I.3. Méthodes de détermination.....	35
I.3.1.Mesure directe.....	35
I.3.2. Méthodes indirectes .....	36
I.3.2.1. Les méthodes empiriques.....	36
I.3.2.2. les essais de puits .....	37
I.3.2.3 Les Réseaux de Neurones Artificiels .....	38
II. Les diagraphies utilisées .....	38
II.1. La résistivité électrique des roches .....	39
II.1.1. Définition.....	39
II.1.2. Principe de mesure.....	39
II.2. La radioactivité naturelle .....	39
II.2.1. Le gamma ray (GR).....	39
II.3. Les diagraphies de porosité .....	41
II.3.1. Diagraphie Neutron (indice d'Hydrogène) (NPHI).....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.2. Diagraphie sonique.....	42
II.4. Diagraphie de densité (RHOB).....	43
II.5.La saturation en eau.....	44
III. PREPARATION DE LA BASE DE DONNEES .....	45

IV. Les logiciels utilisés.....	45
IV.1. Logiciel d'Excel (2007) .....	45
IV.2. Logiciel de Techlog (2011.1) .....	45
V. Elaboration de modèle par les Réseaux de Neurones Artificiels.....	46
V.1. Identification des paramètres de la couche d'entrée (In Put).....	46
V.2. Identification de nombre de neurones dans la couche cachée (Hidden layer).....	47
V.3. Identification de la couche sortie (Out Put).....	48
V.4. L'architecteur du modèle de Réseau de Neurone Artificiel .....	48
Conclusion.....	49

### ***Chapitre IV : Résultats et discussion***

Introduction .....	50
I. Modèle empirique de Wyllie- Rose .....	50
II. Le modèle de Réseaux de Neurones Artificiels (RNA).....	57
Conclusion.....	66
Conclusion générale .....	68

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXES

## LISTE DES FIGURES

Fig. 1: Situation géographique du bassin de BERKINE Situation géographique (S. Galeazzi et al. 2010), modifiée. ....	3
Fig. 2: Les éléments structuraux du bassin de Berkine (WEC2007). ....	5
Fig. 3: Colonne lithostratigraphique et les phases tectoniques majeures de bassin de Berkine (rapport interne Sonatrach/Anadarko). ....	9
Fig. 4: Coupe géologique régionale montre la structure de bassin de Berkine (S. Galeazzi et al. 2010). ....	11
Fig. 5: Situation de champs Sif Fatime (rapport interne Sonatrach /Anadarko, 2018). ....	14
Fig. 6: Colonne lithostratigraphique de Sif Fatima et la structure de TAGI (Rapport interne Sonatrach/Anadarko). ....	14
Fig. 7: Zonation du TAGI, séquence, lithologies et environnement, avec un exemple d'un chenal fluviatile en tresse (P.Tuner et al. 2001/ rapport interne Sonatrach/Anadarko). ....	15
Fig. 8: présentation de la tectonique du secteur de SIF FATIMA (Rapport Interne Sonatrach 2012). ....	16
Fig. 9: Coupe sismique de secteur SIF Fatima. (Rapport interne Sonatrach / Anadarko). ....	16
Fig. 10: Carte isobathe au Toit de réservoir TAGI de secteur SIF Fatima. (Rapport interne Sonatrach/Anadarko 2012). ....	17
Fig. 11: Source et direction de migration dans le bloc 404 (rapport interne Sonatrach /Anadarko). ....	18
Fig. 12: La structure d'un neurone biologique (A.Davis Co, 1998) ....	21
Fig. 13: Les différentes géométries des neurones. <a href="https://biochemstyles.wordpress.com/2013/09/25/relationship-between-structure-and-function-of-a-motor-neurons/">https://biochemstyles.wordpress.com/2013/09/25/relationship-between-structure-and-function-of-a-motor-neurons/</a> ....	22
Fig. 14: Schéma représente le potentiel de repos. (Touzet, 1992). ....	23
Fig. 15: schéma représente le potentiel d'action. (Touzet, 1992). ....	24
Fig. 16: Structure d'un Réseau de Neurone Artificiel (Haykin, 1999). ....	27
Fig. 17: Mise en correspondance neurone biologique / neurone artificiel. ( <a href="https://fr.slideshare.net/OussamaWerfelli/rseaux-de-neurones-artificiels">https://fr.slideshare.net/OussamaWerfelli/rseaux-de-neurones-artificiels</a> ). ....	27
Fig. 18: Principe de la loi de Darcy (IFP, 2009). ....	32
Fig. 19: effet de forme et taille des grains sur la perméabilité (Chilingarian, et al, 1996). ....	33
Fig. 20: Effet de cimentation sur la porosité et la perméabilité (Chilingarian, et al, 1996). ....	34
Fig. 21: Distribution de l'argile dans les formations (R. Desbrandes, IFP). ....	34

Fig. 22: photo de carotte du puits NM2 (rapport interne Anadarko/Sonatrach). .....	35
Fig. 23: Photo d'un perméamètre (rapport interne CRD,2010). .....	35
Fig. 24. Principe des essais de puits (A.Bencheick et Z.Benbrahim, 2014). .....	37
Fig. 25. Le principe de mesure du la résistivité. (IFP, 2009). .....	39
Fig. 26: Outil (sonde HNGS du Schlumberger) et principe de mesure du gamma ray ( <a href="http://geologie-et-alpes.pagesperso-orange.fr/bts/coursbts/2018-BTS2-Diagraphie">http://geologie-et-alpes.pagesperso-orange.fr/bts/coursbts/2018-BTS2-Diagraphie</a> ). .....	40
Fig. 27: Outil et principe de mesure du Neutron (indice d'hydrogène) ( Serra.O.1979) .....	42
Fig. 28: principe de fonctionnement de diagraphie sonique (M.Baghoule, IAP, 2015). .....	43
Fig. 29. représente la saturation dans la roche (IFP, 2009). .....	44
Fig. 30: Architecture du modèle de Réseau de Neurone Artificiel élaboré. Pour estimer K ....	48
Fig. 31: Organigramme explicatif de déroulement de l'estimation de perméabilité. ....	49
Fig. 32: Résultats de l'estimation <i>de</i> $KW - R$ et comparaison entre $KW - R$ et $K_{core}$ du puits NM1. ....	51
Fig. 33: Résultats de l'estimation <i>de</i> $KW - R$ et comparaison entre $KW - R$ et $K_{core}$ du puits NM2. ....	52
Fig. 34: Résultats de l'estimation <i>de</i> $KW - R$ et comparaison entre $KW - R$ et $K_{core}$ du puits NM3. ....	53
Fig. 35: Résultats d'estimation de perméabilité par Wyllie-Rose du puits NM4. ....	54
Fig. 36: Résultats de l'estimation <i>de</i> $KW - R$ et comparaison entre $KW - R$ et $K_{core}$ du puits NM5. ....	55
Fig. 37: Résultats de l'estimation <i>de</i> $KW - R$ et comparaison entre $KW - R$ et $K_{core}$ du puits NM6. ....	56
Fig. 38: Résultats de la perméabilité estimée par RNA de puits NM1. ....	57
Fig. 39: comparaison graphique de $K_{RNA}$ avec $K_{core}$ de puits NM1. ....	57
Fig. 40: Résultats de perméabilité estimée par RNA de puits NM2. ....	59
Fig. 41: Comparaison graphique de $K_{RNA}$ et $K_{core}$ de puits NM 2. ....	59
Fig. 42: Résultats de l'estimation de perméabilité par RNA de puits NM 3. ....	61
Fig. 43: comparaison graphique entre $K_{RNA}$ et $K_{core}$ de puits NM 3. ....	61
Fig. 44: Résultats de l'estimation de perméabilité par RNA de puits NM4. ....	62
Fig. 45: Résultats de l'estimation de perméabilité par RNA de puits NM5. ....	64
Fig. 46: Résultats de l'estimation de perméabilité par RNA de puits NM6. ....	64
Fig. 47: Comparaison graphique entre $K_{RNA}$ et $K_{core}$ de puits NM 5. ....	65
Fig. 48: Comparaison graphique entre $K_{RNA}$ et $K_{core}$ de puits NM 6. ....	65
Fig. 49: Organigramme résumé les résultats de l'estimation de K par W-R et RNA. ....	66

Fig. 50: Comparaison entre perméabilité de carotte, de W-R et de RNA du NM3.....67

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Analogie entre le neurone biologique et le neurone artificiel. ....	28
Tableau 2 : Les types d'interactions selon l'énergie des protons. ....	43
Tableau 3: Tableau illustre les diagraphies dans les intervalles de la perméabilité mesurée et la perméabilité manquante. ....	45
Tableau 4 : les tentatives de validité de modèle de Réseaux de Neurones Artificiels. ....	47
Tableau 5: Comparaison statistique entre la perméabilité de Wyllie-Rose/carotte du puits NM1 .....	51
Tableau 6 : Comparaison statistique entre la perméabilité de Wyllie-Rose/carotte du puits NM2 .....	52
Tableau 7 : Comparaison statistique entre la perméabilité de Wyllie-Rose/carotte du puits NM3 .....	53
Tableau 8 : Résultat d'estimation de perméabilité par Wyllie-Rose du puits NM4 .....	54
Tableau 9 : Comparaison statistique entre les perméabilités Wyllie-Rose/carotte du puits NM 5 .....	55
Tableau 10 : Comparaison statistique entre la perméabilité de Wyllie Rose/carotte du puits NM6. ....	56
Tableau 11: Comparaison statistique entre la perméabilité RNA / carotte puits du puits NM1.....	57
Tableau 12: Comparaison statistique entre la perméabilité RNA / carotte puits du puits NM2.....	59
Tableau 13 : Comparaison statistique entre la perméabilité de RNA/carotte dans le puits NM3. ....	61
Tableau 14: Résultats statistiques de l'estimation de perméabilité par RNA dans puits NM4.....	63
Tableau 15 : Comparaison statistique entre la perméabilité de RNA/carotte dans puits NM5.....	63
Tableau 16 : Comparaison statistique entre la perméabilité de RNA/carotte dans le puits NM6 .....	63



## LISTE D'ABREVIATIONS

ANN	Artificiel Neural Network
A	Surface de passage du fluide en (cm <sup>2</sup> )
Cl	Chlore
CC	Coefficient de corrélation
C	coefficient de viscosité
DST	Drill Stem Test
D	Diamètre d'un grain
D <sub>10</sub>	Le facteur de courbure Cc
F	Facteur de formation de la roche
GR	Gamma Ray
I	Intensité du courant
IA	Intelligence Artificiel
K	Perméabilité
K <sub>V</sub>	Perméabilité vertical
K <sub>H</sub>	Perméabilité horizontal
K <sub>core</sub>	Perméabilité de carotte
K <sub>RNA</sub>	Perméabilité estimé par réseaux de neurone artificiel
K <sub>W-R</sub>	Perméabilité estimé par Wyllie-Rose
K <sub>7-9-1</sub>	Perméabilité estimé par les Réseaux de Neurone Artificielles (7:les neurones de la couche d'entrée , 9: les neurones de la couche cachés ,1: le neurone de la couche sortie)
K+	anion potassium
Km /s	Kilomètre par seconde
L	Langueur d'échantillon
Mmol/l	Million mol par liter
Mev	Million électron volt
mv	Millivolt
ms	Milliseconde
mD	Milli-darcy
NPHI	Diagraphie Neutron
NE-SO	Nord Est –Sud Ouest
Na+	anion de sodium
N	Nombre de points
ORD	Ourhoud
PLT	Production Logging Tool
perm	Perméabilité
Q	Débit du fluide traversant la roche en (cm <sup>3</sup> /s)
R	Résistance (ohm)
RKF	Rhourde Kherouf
RNA	Réseaux des Neurones Artificiels

RDB	Rhourde Rouba
RMSE	Erreur Quadratique Moyenne, Root Mean Square Error
RHOB	Diagraphie de densité
S	Surface
$S_4$	Salifère
$S_g$	Saturation de gaz
$S_o$	Saturation d'huile
$S_w$	Saturation d'eau
$S_{Wirr}$	Saturation en eau irréductible
SFSW	Sif Fatima Sud West
TAGI	Trias Argileux- Gréseux inférieur
TAC	Trias Argileux Carbonaté
TAGS	Trias Argileux- Gréseux supérieur
TAGI (U)	Trias Argileux- Gréseux Upper
TAGI(M)	Trias Argileux- Gréseux Middel
TAGI(L)	Trias Argileux Gréseux Inférieur Lower
TC	Trias carbonaté
U	Tension (V)
$V_p$	Volume de pore
$V_w$	Volume de vide
$V_{sh}$	Volume d'argile
$Y_{iob}$	Valeur observe
$Y_{isim}$	Valeur estimé
$\phi_t$	Porosité totale
$\phi_{pot}$	Porosité potentielle
$\phi_{co}$	Porosité connectée
$\phi_{eff}$	Porosité effective
$\rho$	Résistivité.
$\Delta T$	temps de transit
$\Delta p$	Gradient de pression en (atm)
$\mu m$	Micromètre
$u$	Viscosité du fluide en centipoises (Cp)
$\alpha$	Coefficient de viscosité de l'eau
$e^3$	Charge électronique d'un électron

---

# **INTRODUCTION GENERALE**

---

La perméabilité est un paramètre clé des réservoirs pétrolier ou les aquifères, l'estimation de ce dernier se fait à partir des échantillons de carottes, mais parfois cette dernière et à cause des problèmes géologiques ou techniques on ne peut pas extraire quelques parties des échantillons de le réservoir pendant l'opération de carottage et le cou. ***Alors qu'elle est la méthode la plus performance pour estimer la perméabilité dans ces intervalles?***

L'objectif de notre étude est d'estimer ce paramètre dans les intervalles non carotté de 06 puits situés au champ Sif Fatima (Bassin Berkine). Les deux méthodes utilisées pour cette objectif sont les Réseaux de Neurones Artificiels l'un des méthodes d'Intelligence Artificiels, et une méthode empirique (Wyllie Rose).

Notre mémoire s'articule sur les chapitres suivants :

### **Chapitre 1 : présentation de la zone d'étude**

- ❖ Le bassin Berkine située dans le grand Erg orientale, il est limité par les champs de : Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et RhourdeNouss à l'est, la partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et la partie septentrionale en Tunisie pour sa partie septentrionale.
- ❖ La série stratigraphique de Bassin Berkine, est essentiellement composée des dépôts Mésozoïque reposant en discordance majeure sur des formations du Paléozoïque reconnu partiellement. En fin, un épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque.
- ❖ Le champ de Sif Fatima, est localisé au bassin Berkine, limité au nord, par Bire RbaaNord. Au sud, par Rhoude Debdaba. A l'ouest, par Bir Berkine. A l'est par Bir Sif Fatima.

### **Chapitre 2 : synthèse bibliographique sur la méthode des Réseaux de Neurones Artificiels**

La méthode utilisée dans notre étude est l'une des méthodes d'Intelligence Artificiels, qui sont des modèles statistiques adaptatifs, ils sont organisés en couches : Une couche responsable à la transmission de l'information (couche d'entrée), une couche reçoit le résultat final qui est la réponse du réseau (couche de sortie), et une couche intermédiaire reliées entre ces deux couches (couche cachée), On parle de la méthode des Réseaux de Neurones Artificiels, qu'inspirée des réseaux de neurones biologiques (humains), ces derniers sont des cellules vivantes, spécialisées dans le traitement des signaux électriques.

### **Chapitre 3 : Matériel et méthodes**

Dans ce chapitre on parle de les étapes de déroulement pour l'estimation de perméabilité par ces précédents méthodes (Réseaux de Neurones Artificiel et la méthode empirique Wyllie Rose),

On a travaillé par deux logiciels : L'EXCEL(2007) pour la collection et le traitement des données, et le Techlog (2011.1) pour faire nos modèles.

- ❖ Pour ce là on à prendre d'abord tous les 13 données diagraphiques comme des entrées, puis on change à chaque fois le nombre des neurones dans la couche d'entrée et la couche cachée, et on suit les indices de performances (L'erreur quadratique moyen et le coefficient de corrélation) entre la perméabilité estimé (dans la couche sortie)par notre modèle de RNA et mesurée à partir de carotte, et on a validé notre structure (7-9-1)
- ❖ Puis on a utilisé pour estimer la perméabilité une autre méthode (méthode empirique), qu'est Wyllie Rose.

### **Chapitre 4 : Résultats et discussion**

Dans ce dernier chapitre on a discuté les résultats de nos modèles (empirique de Wyllie Rose et RNA), et on à faire une comparaison entre ces deux méthodes.

### **Conclusion et recommandation**

On a présenté l'essentiel de notre travail

---

# Chapitre I

## Géologie Régionale et Locale de la zone d'étude

---

*Ce premier chapitre est subdivisé en deux parties.*

*En premier, nous présenterons succinctement la géologie régionale d'un bassin intracratonique « Berkine ».*

*En deuxième partie, nous aborderons la géologie locale du champ de Sif Fatima qui fait partie de ce dernier et les caractéristiques du réservoir Trias Argileux Gréseux Inférieur qui fait l'objet de notre étude.*

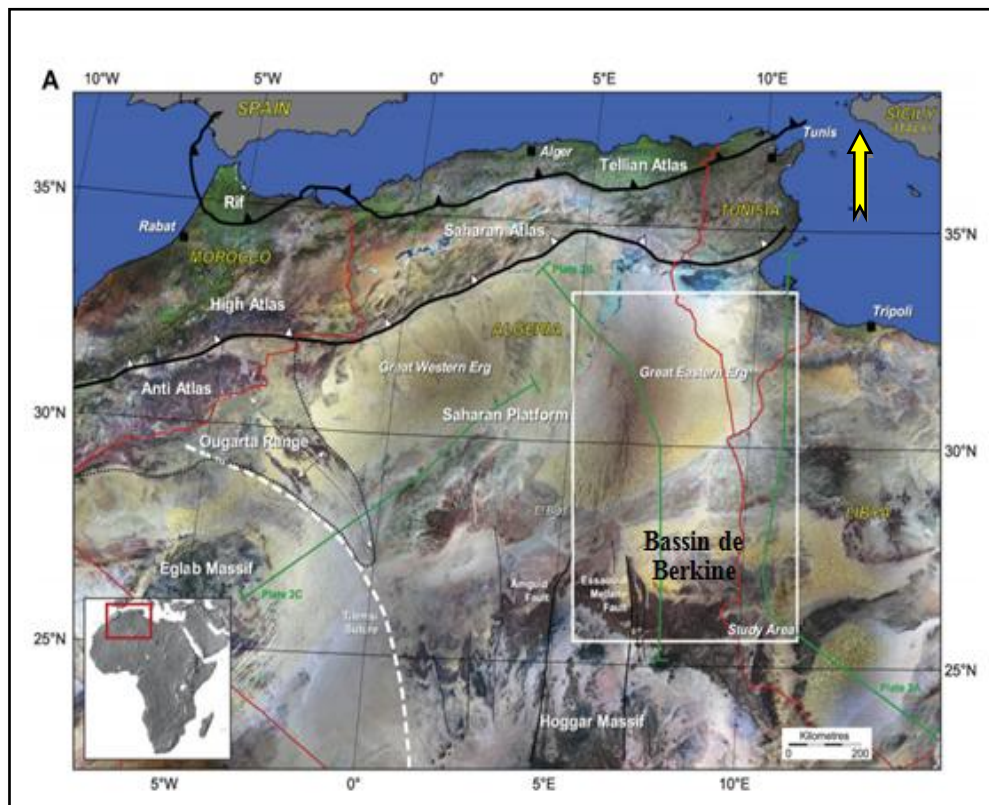
## Introduction

Le bassin de Berkine, est un bassin intracratonique, se situe dans la partie nord-est de la plate-forme saharienne. D'une superficie globale de 102 395 km<sup>2</sup>, il est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures.

## I. Géologie régionale et locale de bassin de Berkine

### I.1. Situation géographique

Le Bassin de Berkine se situe dans le grand Erg orientale, du Sahara Algérien entre la latitude 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10°Est, à l'Est des champs de Hassi Messoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss. Il s'étend sur trois pays, la partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.



**Fig.1:** Situation géographique du bassin de BERKINE Situation géographique (S. Galeazzi et al. 2010), modifiée.

### I.2. Situation géologique

De point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type intracratonique (WEC. 2007), il se situe dans la partie Nord Est de la plate forme saharienne. Sa superficie globale est de 102 395 km<sup>2</sup>.

Les limites du bassin de Berkine sont :

- les frontières : tunisiennes et libyennes à l'est.
- bassin d'Ilizi au sud.
- dôme de Dahar au nord.
- Hassi-Messaoud à l'ouest.

### **I.3. Géodynamique du bassin de Berkine**

Le bassin de Berkine est l'un des importants bassins producteurs des hydrocarbures en Algérie, il est subdivisé en trois principales zones pétrolières qui sont les suivants :

#### **1. Dépression sud est triasique**

Elle se superpose pratiquement à l'actuel sillon salifère de Dorbane et à ses extensions vers le sud-ouest.

Cette région constitue la zone tampon entre le môle d'Amguid-Hassi Messaoud à l'ouest et le bassin de Berkine à l'est.

Elle est caractérisée par les développements des réservoirs du Paléozoïque et du TAGI-TAGS aux quels sont associés les principaux gisements et découvertes connus : Rhourde En Nous, Gassi Touil, Gassi El Adem, Hassi Chergui, Brides, Rhourde Adra, Rhourde Chouf. Ces découvertes d'huile, de gaz et condensat sont associées principalement aux réservoirs triasiques et quartzites de Hamra, et à des structures de grande amplitude délimitées généralement par des systèmes de failles inverses à grands rejets.

#### **2. Dépression du Dahar**

Il s'agit d'un vaste monoclinale mésozoïque à pendage NE se superposant au haut structural de Dahar, lequel constitue le prolongement vers l'ouest de l'arche de la Djefara tunisienne. Il est limité au nord par le sillon de Melrhir et constitue les bordures nord du bassin de Berkine. C'est un axe faiblement exploré en raison des développements limités des réservoirs triasiques, ordoviciens, et surtout en raison des risques liés à la maturation et aux limites d'extension de la roche mère silurienne. Cette zone est caractérisée par une érosion hercynienne et taconique importante, ainsi que par des développements d'axes structuraux NE-SO. La série triasique se superpose aux séries anciennes du Silurien au Cambro-Ordovicien.

#### **3. Dépression de Berkine**

La région est topographiquement caractérisée par une épaisse couverture dunaire de l'Erg oriental. Il s'agit d'une vaste dépression paléozoïque où le socle se situerait à plus de 6 000 mètres de profondeur. Sa partie centrale reste peu affectée par l'érosion hercynienne où la

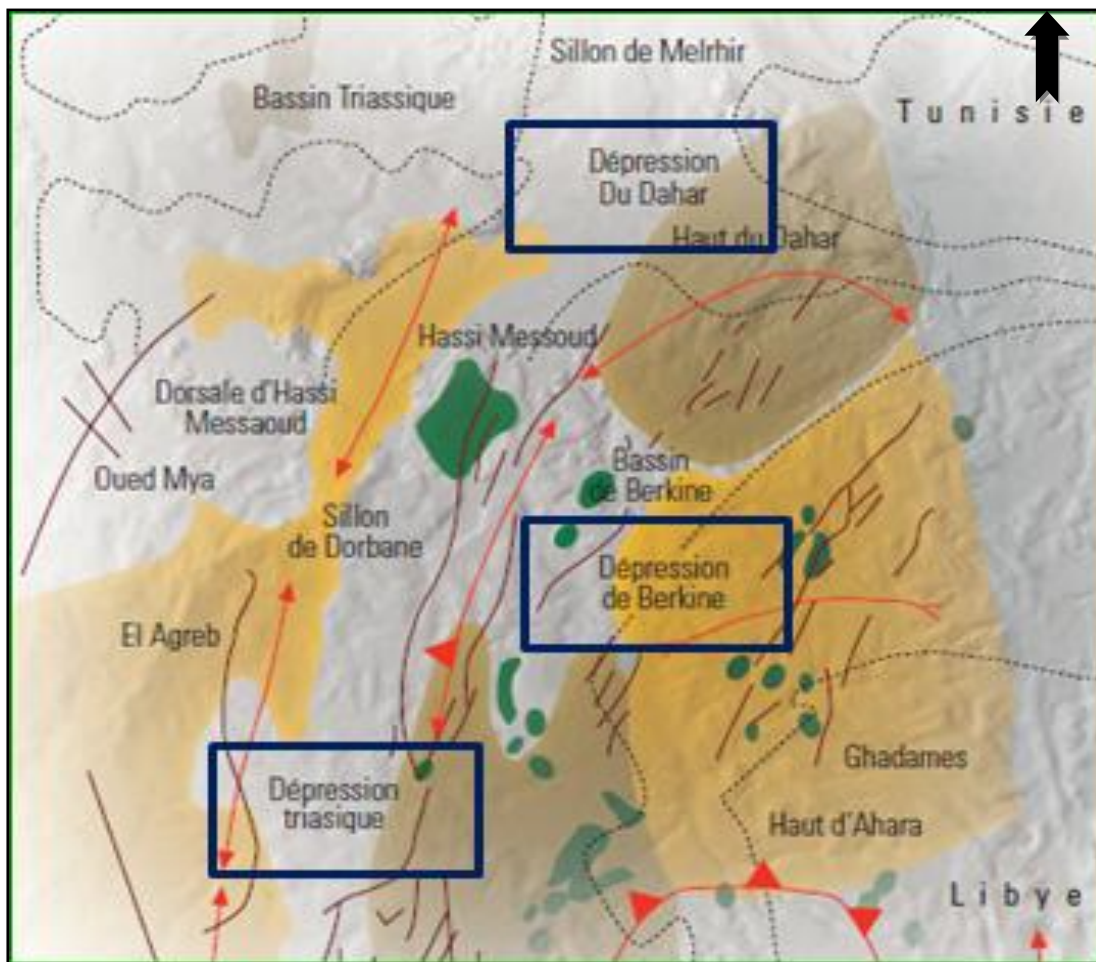


série terminale du carbonifère est préservée. Sur les remontées structurales vers les bords du bassin, les séries paléozoïques sont successivement affectées par les érosions hercyniennes.

Les pourtours du bassin stricto sensu sont caractérisés par les développements du Siluro-Dévonien sous le Mésozoïque.

Le bassin est limité à l'ouest par les axes structuraux de Rhourde Nouss et au sud par le vieux môle d'Ahara-El Ouar, d'orientation est-ouest, qui le sépare du bassin d'Illizi.

En raison de l'importante subsidence qui l'a affecté au cours de son évolution, le bassin de Berkine montre la série sédimentaire la plus complète (plus de 6 000 m), avec trois cycles sédimentaires : paléozoïque, mésozoïque et cénozoïque.



**Fig. 2:** Les éléments structuraux du bassin de Berkine (WEC2007).

#### **I.4. Aspect stratigraphique et les phases tectoniques**

##### **I.4.1. Aspect stratigraphique**

La série stratigraphique est essentiellement composée de dépôts Mésozoïque reposant en discordance majeure sur des formations du Paléozoïque reconnu partiellement. En fin, un

épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque. La série lithostratigraphique du bassin est constituée des formations suivantes (Sonatrach, 2005).

### **A. Socle**

Le socle composé de roches précambrien sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

### **B. Paléozoïque**

#### **a. Cambrien**

Ces dépôts reposent sur un socle Précambrien, il est représenté par des grès et des quartzites à passées conglomératique. L'épaisseur moyenne de cette formation 300 m.

#### **b. Ordovicien**

Ces dépôts sont représentés par un ensemble de sédiments détritiques. Du bas en haut, on distingue les unités lithologiques suivantes:

- Les argiles d'El Gassi.
- Les grès d'El Atchane.
- Les quartzites de Hamra.
- Les grès d'Ouargla.
- Les argiles d'Azzel.
- Les grès d'Oued Saret.
- Les argiles micro conglomératiques.
- Les grès de Ramade.

Cette période est caractères par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin d'une épaisseur moyenne de 600 m. Elle est composée essentiellement par des argiles noires fossilifères sur les quelles, reposent des grès argileux. Les Argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne.

#### **c. Dévonien**

Le dévonien est formé par en trois époques à savoir:

- Dévonien inférieur: Il est composé d'une alternance argilo-gréseux.
- Dévonien moyen: Il est caractérisé par un dépôt argileux comporte des intercalations de niveaux carbonatés.
- Dévonien supérieur: Il est représenté par des argiles à passées de marne, calcaire et dolomie, au sommet on trouve des grès et des silts.

## **d. Carbonifère**

Les formations carbonifères ont formés du bas en haut par :

- Carbonifère inférieur: Il est représenté par une alternance d'argiles, de silts et de grès avec des passées des roches carbonatées.
- Carbonifère supérieur: Il est représenté par une alternance des grès et des argiles à la base, et on observe des carbonates dans la partie centrale.

## **C. Mésozoïque**

### **C.1. Trias**

Le trias est subdivisé en des formations suivant:

- Trias Argileux Carbonaté (TAC) : Il est constitue d'argile brun rouge, rarement grise verte à éléments fins à moyen devenant grossier vers la bas avec d'intercalation d'argile gris vert et brunâtre indurée, siliceuse et feuilletée.
- Trias Argileux Gréseux inférieur (TAGI): Il est constitué de grès gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier subarrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux, localement pyriteux, friables à moyennement consolidé avec intercalations d'argile brun rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse.
- Trias Argileux Gréseux supérieur (TAGS): Il est constitué de grès gris blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée, silteuse.

### **C.2. jurassique**

Les formations du Jurassique ont une épaisseur de 770 m, ils sont composés de sédiments marins lagunaires, à sa base, il se trouve un niveau dolomitique caractéristique.

### **C.3. Crétacé**

Le Crétacé est présent par tout, sur la plateforme saharien. Il est caractérisé par une épaisseur de 1250 en moyenne. Les formations du Crétacé sont composées d'alternances de grés, d'argiles, de dolomies et de calcaires ainsi que de quelques passées d'anhydrites, gypses et de sels. Il devient essentiellement carbonaté vers le sommet.

## **D. Cénozoïque**

### **D.1. Mio- Pliocène**

Les formations du Mio-pliocène sont constituées de sable blanc à translucide, jaunâtre localement rougeâtre, rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier subarrondi à arrondi avec

des intercalations d'argile brun rouge sableuse avec la présence parfois, de banc de calcaire argileux.

## **D.2. Quaternaire**

Ce sont des sables dunaires.

### **I.4.2. Les phases tectoniques**

Le contexte structural actuel a été causé par les événements tectoniques suivants :

#### ➤ **Phase Panafricaine**

C'est suite à la collision entre le craton Ouest Africain rigide et un bloc Est Africain plus plastique que sont apparus les grands traits structuraux de la plate forme saharienne à savoir les grandes failles subméridiennes. Les accidents ainsi formés joueront un rôle important dans la structuration et le comblement de la plateforme Saharienne.

#### ➤ **Phase Cambro-ordovicienne**

Après le nivellement des structures et reliefs antérieurs au Cambrien, dû à l'érosion, des variations d'épaisseurs et de faciès de part et d'autres des failles subméridiennes sont apparues dans les séries cambro-ordoviciennes, aussi faussé sur les prolongements Nord des accidents subméridiens et des intercalations volcaniques à plusieurs endroits dans des sédiments attribués au cambrien et à l'ordovicien.

Cet épisode se termine par une transgression généralisée.

#### ➤ **Phase de compression Taconique**

Des mouvements de compression se manifestant le long des accidents subméridiens et provoquant des soulèvements régionaux et par la suite leur érosion.

#### ➤ **Phase Calédonienne**

Elle a eu lieu entre la fin du Silurien et le début du Dévonien et elle a été mise en évidence par le dépôt de matériels détritiques en discordance sur des dépôts anciens.

#### ➤ **Phase Hercynienne**

L'érosion pendant cette phase a conduit à l'image actuelle du Mésozoïque. Elle se traduit par l'inversion tectonique entre les zones Nord et Ouest les plus subsidences au Paléozoïque inférieur qui seront les plus érodées, et les zones Sud-Est du bassin les moins érodées, où le carbonifère a été conservé partiellement.

#### ➤ **Phase triasique**

C'est une phase de rifting continental, elle a eu lieu pendant la distension du trias et du lias précédent l'ouverture de la Téthys ligne de l'Atlantique central, cette phase correspond aux coulées volcaniques liées aux failles majeures Nord-Est/Sud-Ouest et l'épaisse série salifère qui peut atteindre plus de 1400 m dans le Sillon de Dorbane.

➤ Phase Autrichienne

C'est une phase de compression E-W qui a causé une inversion structural, les failles normales créés pendant la séquence trias lias se sont inversé durant cette phase.

➤ Phase pyrénéenne

Cette phase compressive majeure affecte les accidents Nord-Est/Sud-Ouest donnant naissance à de nombreux anticlinaux à axes parallèles à ces failles.

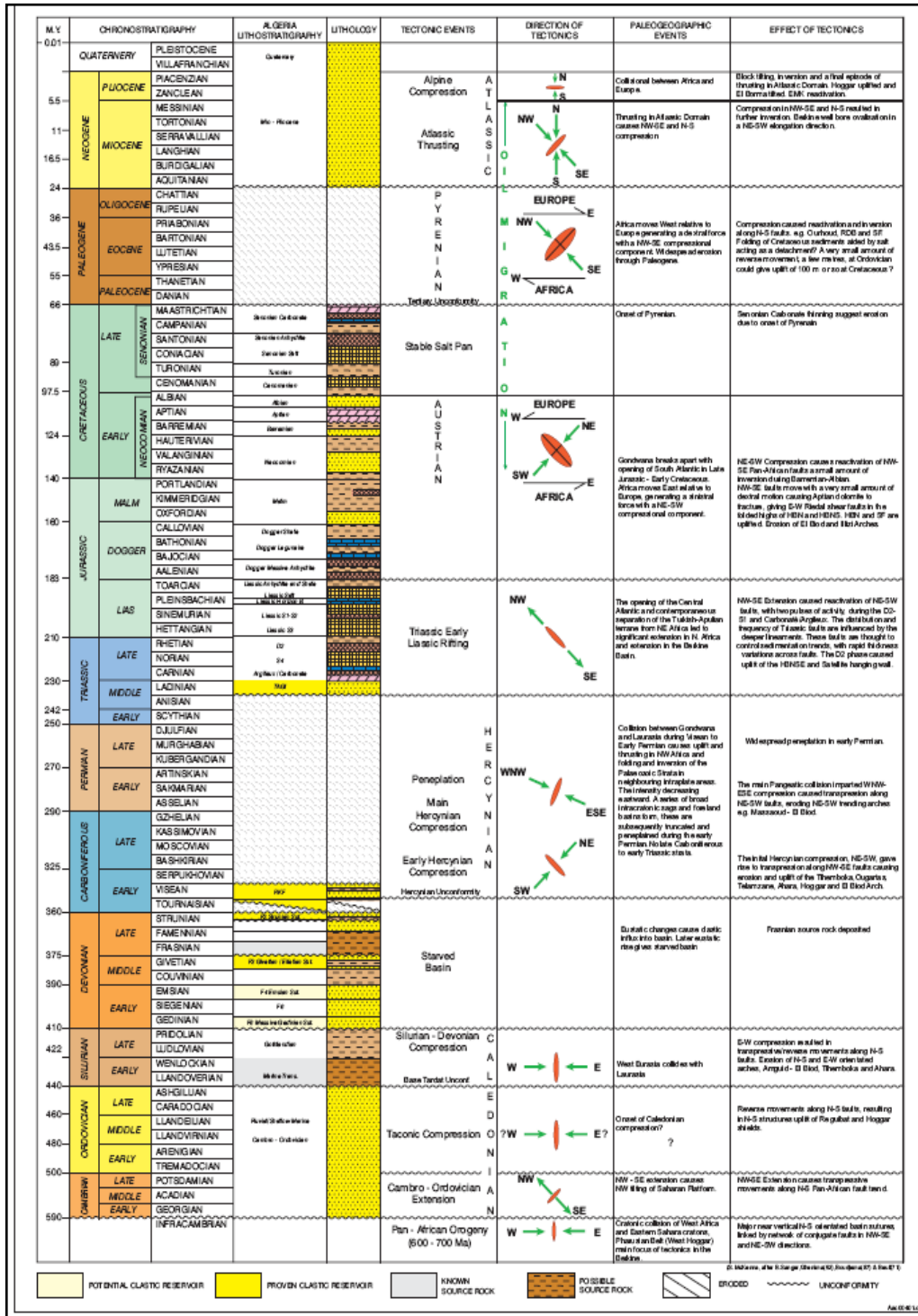


Fig. 3: Colonne lithostratigraphique et les phases tectoniques majeures de bassin de Berkine (rapport interne Sonatrach/Anadarko).

**I.5. Aspect structurale**

Le bassin de Berkine est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

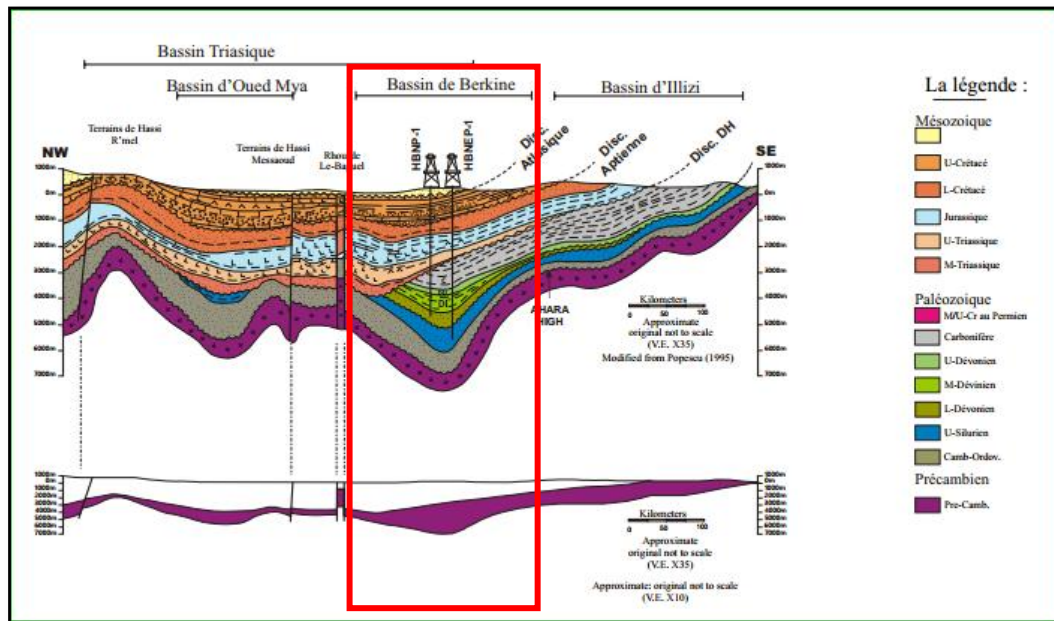
- Domaine Ouest : c'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude.
- Domaine centre : c'est un domaine, où les structures sont relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques.

Les failles qui résultent de la tectonique cassante, ayant affectée les deux domaines sont multidirectionnelles, Les études structurales ont montré que les accidents NE-SO seraient dues principalement aux mouvements distensifs à la fin Trias / début Jurassique. - Les failles régionales ont défini des trends structuraux majeurs sur lesquels viennent se greffer les pièges et gisements d'huile et de gaz dans le bassin. Les principales orientations observées sont:

- Direction subméridienne : les failles subméridiennes se caractérisent par de forts rejets, pouvant atteindre 2000m comme dans le cas de la faille de Ramade et 500m et plus dans la région de Rhourde Nouss, avec des structures de grandes amplitudes (la structure de Rhourde Nouss atteint 900m de fermeture structurale).
- Direction Nord Est - Sud Ouest : les failles NE-SO sont caractérisées par une composante de décrochement importante avec ramification dans la partie supérieure, les structures associées sont des blocs basculés ou des structures 'en fleur', cette direction interfère avec la direction subméridienne.

Sur la majorité des rejeux tectoniques à caractère inverse (faille inverse) s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le TAGI et le TAGS. En plus il y'a d'autres orientations secondaires de failles qui existent localement :

- Direction Nord70 : elle se ressent dans la région de Rhourde Nouss, au niveau de la structure de Taouil et dans la région de Menzel Lejmet.
- Direction sub-équatoriale : au sud Est d'Ahara et à l'ouest sur le trend Tartrat.
- Direction Nord150 : au Nord Est du bassin au niveau des trends de Keskesa, Bir Rebaa Zemlet el-Arbi et Bir Berkine Nord-Rhourde en Naga.



**Fig. 4 :** Coupe géologique régionale montre la structure de bassin de Berkine (S. Galeazzi et al. 2010).

## I.6. Système pétrolier de bassin de Berkine

### 1. Roches mères

Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de séries argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, marquant le début de la période de transgression lors du Silurien et du Frasinien. Leur extension dans le bassin de Berkine dépend du degré d'érosion durant la phase hercynienne. La roche mère silurienne, d'extension régionale, constitue le principal générateur d'hydrocarbures dans la région.

La roche mère Frasinienne a une extension plus limitée et se localise dans la partie centrale du bassin.

### 2. Roches réservoirs

#### 2.1. TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur)

Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au sud-ouest du bassin. Il correspond à un épisode gréseux terminal du Trias post-rift. D'une épaisseur moyenne de 100 à 150 m, il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier dénotant la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4).

Le TAGS, excellent réservoir, constitue le principal objectif pétrolier dans la région de Rhourde En Nouss, Rhourde Chouff, Hassi Chergui, Gassi Touil, Rhourde Adra, Brides.

## **2.2. Trias carbonaté-Trias intermédiaire**

L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

## **2.3. TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)**

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluviatile se développant sur l'ensemble du bassin.

Le TAGI présente deux séquences principales :

- Le TAGI inférieur, ou série de comblement, dont les extensions et épaisseurs sont régies par la paléotopographie post-hercynienne.
- Le TAGI moyen à supérieur, où domine une « chenalisation » de type méandrique à anastomosé. Les séquences terminales du TAGI supérieur dans les parties centrale et NE du bassin de Berkine sont marquées par le début d'une période transgressive marine de la base du Trias carbonaté.

## **3. Roches Couvertures**

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale. Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté.

La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien.

Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.



#### 4. Les Pièges

Les pièges sont de deux types : structuraux et stratigraphiques. Les pièges structuraux sont des pièges liés aux phases compressives hercynienne et autrichienne.

Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de RKF, structure polyphasée non faillée.

Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nous. Les pièges stratigraphiques sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère).

Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie nord-ouest du bassin où le Dévonien inférieur est biseauté sous les roches éruptives ou sous le Trias. Les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures.

##### I.7. Historique de développement de bassin de Berkine

Des activités d'exploration dans le bassin de Berkine ont commencés vers la fin des années 1950 avec la découverte du gaz et du condensât en 1958 dans les quartzites de Hamra (Ordovicien) et les réservoirs Triasiques, environ 150 puits ont été forés ayant pour résultat la découverte d'un important nombre des gisements d'huile et du gaz (TURNER. P. 2001). Dans les années 80, les moyens étant disponibles, il a été décidé de «mettre le paquet»; cette région allait connaître une véritable métamorphose. Des blocs ont été accordés aux sociétés étrangères dans le cadre de la loi 1986-14, amendée en 1991 et qui a été à l'origine d'un véritable rush des compagnies pétrolières opérant en Algérie. C'est dans ce contexte qu'est née l'association Sonatrach-Anadarko pour l'exploitation des gisements de ce bassin. Ce groupement (51 % Sonatrach, 49 % Anadarko), constitué de cadres et de techniciens provenant des deux compagnies est chargé de la conduite de toutes les opérations pétrolières de l'association Sonatrach-Anadarko, à l'exception de celles du gisement de **Ourhoud**.

## II. Géologie régionale et locale de champs de Sif Fatima

### II.1. Localisation de champ de Sif Fatima

La région de SIF-FATIMA est située dans le bassin de BERKINE limitée:

- Au Nord, par Bire Rabaa Nord.
- Au Sud, par Rhoude Debdaba.
- A l'ouest, par Bir Berkine.

➤ A l'Est, par Bir SIF Fatima.

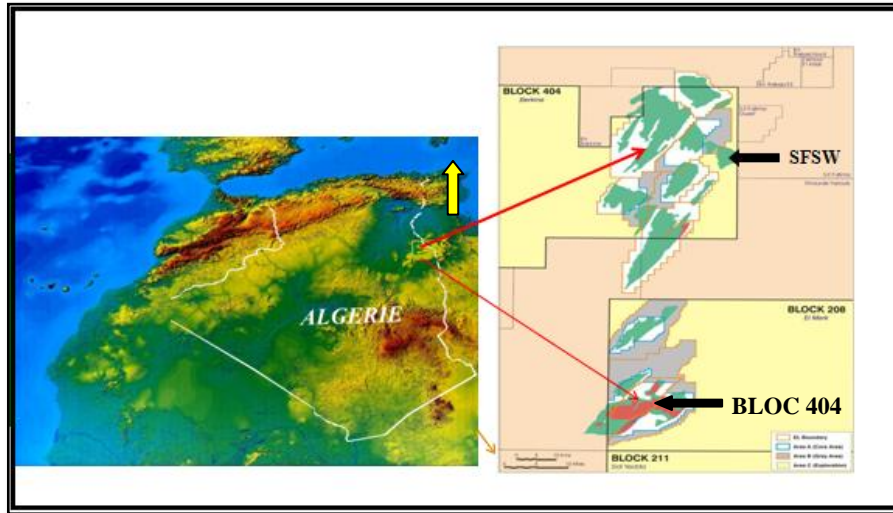


Fig. 5: Situation de champs Sif Fatime (rapport interne Sonatrach /Anadarko, 2018).

## II.2. Stratigraphie de Sif Fatima

Il est constitué par des dépôts mésozoïques, reposant en discordance majeure sur des terrains d'âge paléozoïque, traversés partiellement par un épandage détritique daté tertiaire et surmonte en discontinuité avec le crétacé qui est couvert de sable dunaire attribué au quaternaire (SONATRACH, 2003).

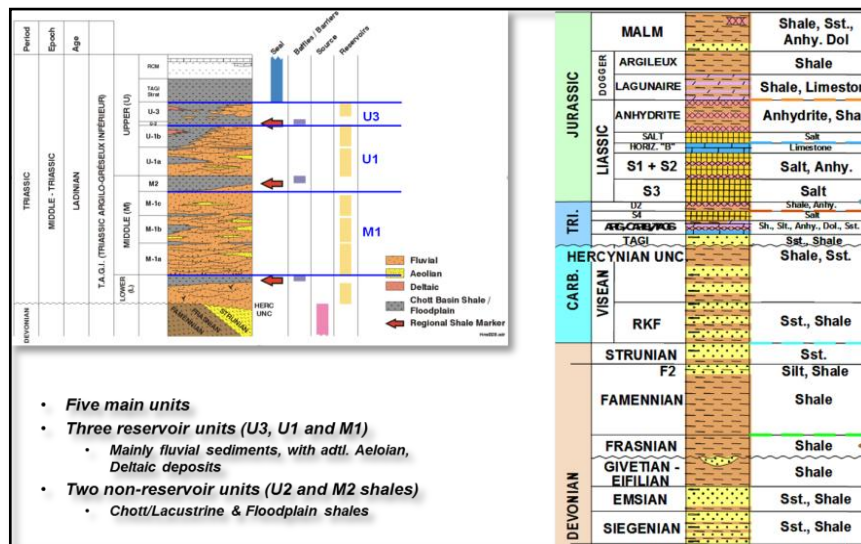


Fig. 6: Colonne lithostratigraphique de Sif Fatima et la structure de TAGI (Rapport interne Sonatrach/Anadarko).

## II.3. Sédimentologie de Sif Fatima

La structure et l'organisation du TAGI à SIF-FATIMA indiquent que la séquence est d'origine fluviale, trois facies reconnus sont généralement associés en succession verticale dans l'ordre suivant lequel ils sont décrits:

a) **La séquence 1** : à base discordante, c'est un intervalle fluvatile, rempli de paléo-reliefs sur la discordance hercynienne.

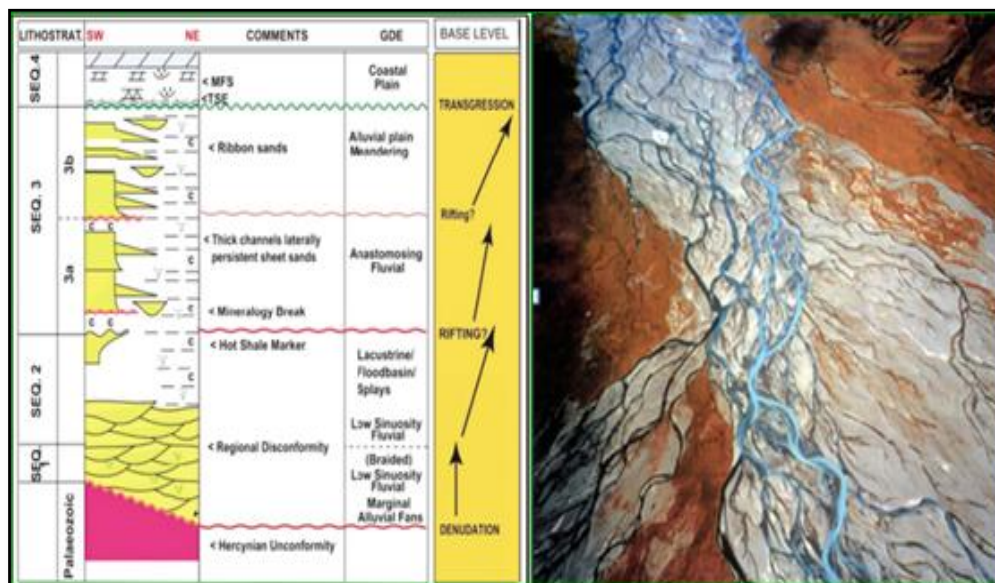
b) **La séquence 2**: grano-décroissante à la base, puis elle devient grano-croissante vers le sommet, composée de grès fluviatiles et des argiles de la plaine d'inondation, avec de fins éléments de crevasses et de paléo-sols.

c) **La séquence 3** : à base érodée, cette séquence est de type fluvio-lacustre, caractérisée par des grès fluviatiles associés à des grès et des argiles lacustres ou de la plaine d'inondation. Cette séquence représente le réservoir principal d'hydrocarbures et elle est subdivisée en deux sections principales 3A et 3B. La base de 3B est distinguée par les incisions et le dépôt des grès de chenal.

d) **La séquence 4** : c'est une plaine côtière et marine, peu profonde, comportant des argiles, des évaporites de type Sebkhia ainsi que des compartiments gréseux et carbonatés.

### e) Interprétation des séquences

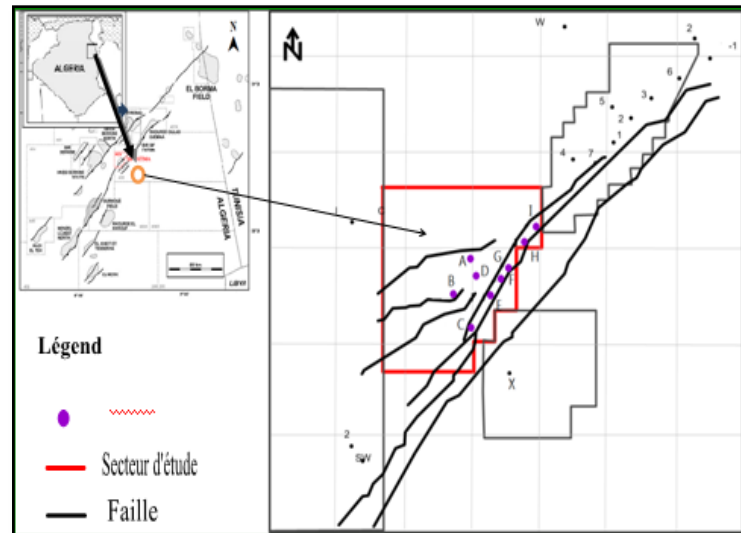
La subdivision séquentielle et la répartition des principaux milieux de dépôt de TAGI sont illustrées simultanément sur les figures suivantes.



**Fig. 7:** Zonation du TAGI, séquence, lithologies et environnement, avec un exemple d'un chenal fluvatile en tresse (P.Tuner et al. 2001/ rapport interne Sonatrach/Anadarko).

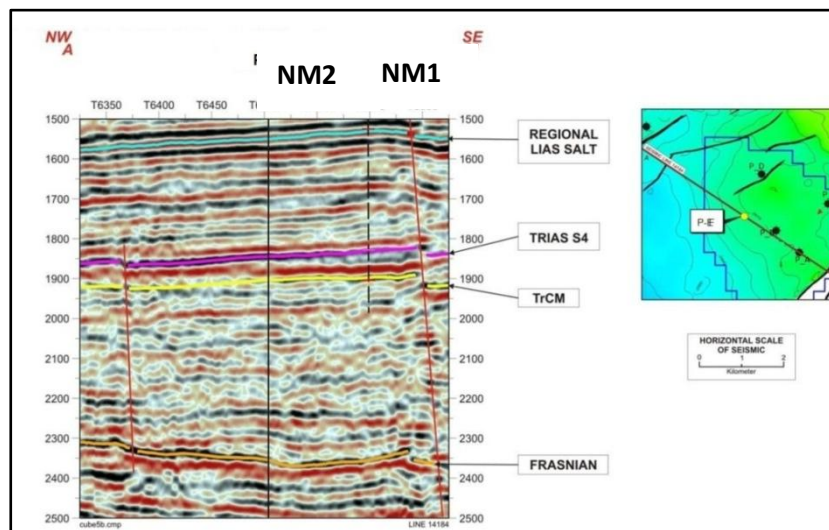
## II.4. Tectonique locale

Le secteur de SIF FATIMA est défini en générale par une tectonique cassante relativement intense, les failles majeures Ourhoud-SIF Fatima et les failles secondaires sont pratiquement de même direction. NE-SO.



**Fig. 8:** présentation de la tectonique du secteur de SIF FATIMA (Rapport Interne Sonatrach 2012).

À partir d'analyse des données sismiques on a : Les marqueurs sismiques représentés par le toit du S4 et TC et à priori TAGI ont été interprétés. Les premiers marqueurs constituent les réflecteurs les plus continus et énergétiques.

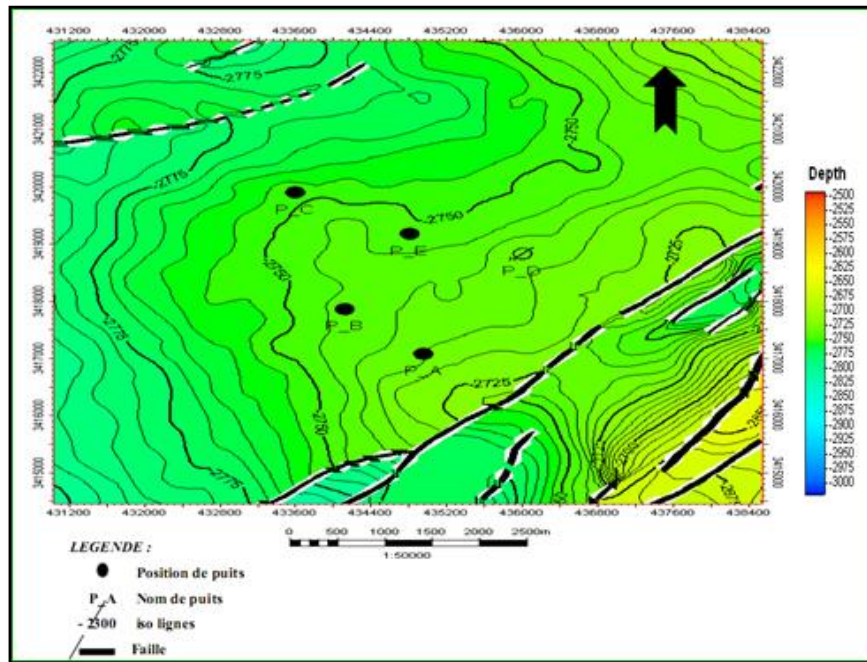


**Fig. 9:** Coupe sismique de secteur SIF Fatima. (Rapport interne Sonatrach / Anadarko).

À partir de la corrélation sismique qui a été faite sur les horizons sismiques suivants : Aptien, Malm, Lias Salifère, S4, Trias carbonaté (T C), Trias Argileux Gréseux Inférieur (T.A.G.I), base du Frasnien et Les cartes structurales TAGI font ressortir les traits suivants :

Un réseau de failles d'orientation NNE/SSO dont la principale faille est connue sous le nom de faille d'Ourhoud, et une autre faille, antithétique de RDB, relativement proche située beaucoup plus à l'Est et à regard Ouest, formant avec cette principale faille un horst très

étroit, constituant une terrasse intermédiaire entre le panneau de SF et la zone de Grabben ouest.



**Fig. 10:** Carte isobathe au Toit de réservoir TAGI de secteur SIF Fatima.

(Rapport interne Sonatrach/Anadarko 2012).

## II.5. Le potentiel pétrolier de Sif Fatima

**1. Roche mère :** Les principales roches mères de la région sont:

- Les argiles du frasien.
- Les argiles du dévonien qui sont fortement productives.

**2. Roche réservoir :** Le principal réservoir dans la région de Sif Fatima est le Trias Argileux Gréseux Inferieur (**TAGI**) qui est subdivisé en trois niveaux qui sont de bas en haut.

**2.1. TAGI basal :** composé par:

- Des Argile brun rouge et gris vert à vert, parfois gris clair indurée légèrement silteuse localement micacée.
- Des grés blancs, fin à moyen parfois blanc verdâtre, et friable à moyennement consolidé sub-anguleux à sub-arrondi pyriteux par endroits.
- grés gris-blanc à gris –clair moyen à grossier, sub-arrondi avec passe millimétrique d'argile verdâtre, indurée, silteuse et traces de pyrite.



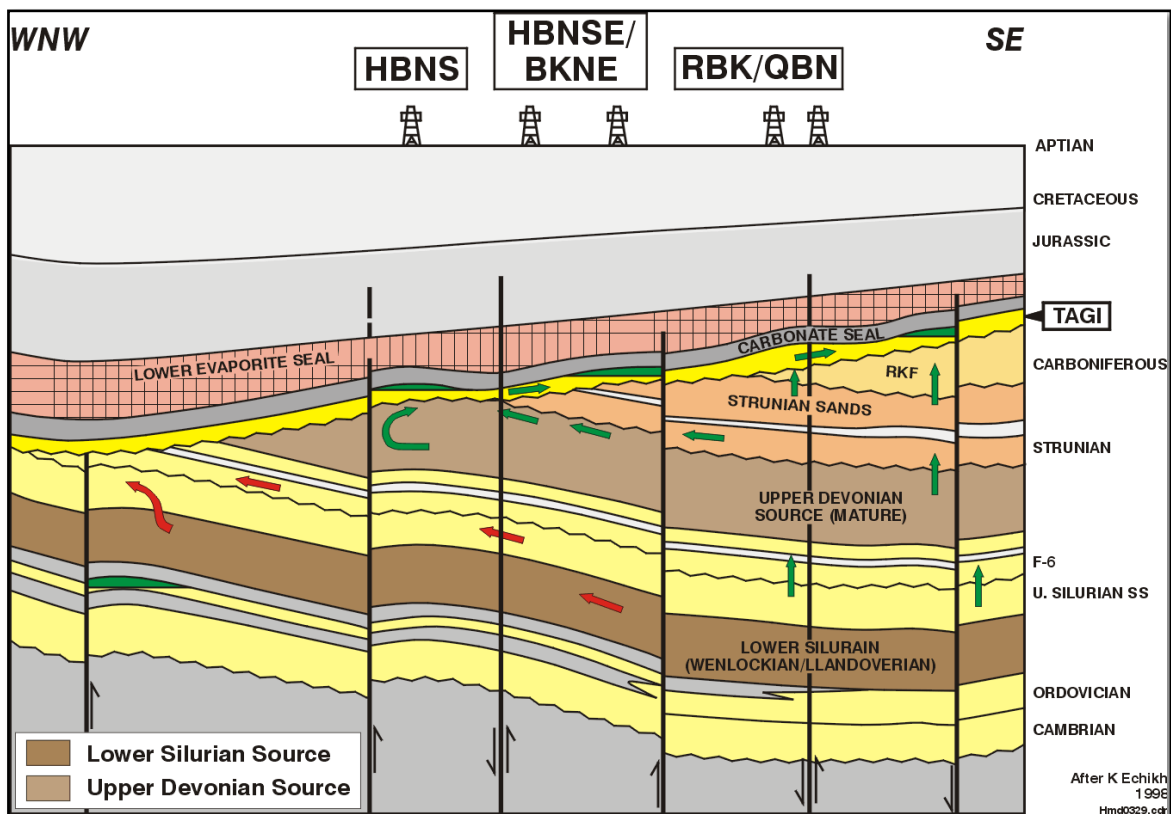
**2.2. TAGI moyen** : composé par: Grés beige fin à moyen bien classe sub-anguleux à sub arrondi, parfois verdâtre très friable, fin siliceux à silico-argileux.

- Grés blanc à beige, sub-anguleux à sub-arrondi friable, micacé, siliceuse et pyriteux avec fines passées d'argile verte.

**2.3. TAGI supérieur:** Compose d'une alternance de grés blanc à beiges parfois verdâtre, Sub- anguleux à sub –arrondi, silico argileux, micacé; pyriteux moyennement dur à friable avec niveaux de galets argileux.

**3. Roche couverture** : est assurée par:

- Le Trias carbonaté.
- Les argiles radioactives du Trias argilo gréseux supérieur.



**Fig. 11:** Source et direction de migration dans le bloc 404 (rapport interne Sonatrach /Anadarko).

**Conclusion**

Le bassin Berkine située dans le grand Erg orientale, il est limité par les champs de : Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nous à l'est, la partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et la partie septentrionale en Tunisie pour sa partie septentrionale.

La série stratigraphique de Bassin Berkine, est essentiellement composée des dépôts Mésozoïque reposant en discordance majeure sur des formations du Paléozoïque reconnu partiellement. En fin, un épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque.

Le champ de Sif Fatima, est localisé au bassin Berkine, limité au nord, par Bire Rbaa Nord. Au sud, par Rhoude Debdaba. A l'ouest, par Bir Berkine. A l'est par Bir Sif Fatima.

Le système pétrolier de la zone Sif Fatima, se compose généralement, aux Argiles du Frasnien et Argiles du Dévonien comme des roches mères.

Le TAGI (Trias Argileux Gréseux Inférieur) est la roche principale, elle est subdivisée en trois niveaux : TAGI Upper (U), TAGI Middel (M) et le TAGI Lower (L).

---

## Chapitre II

# Synthèse Bibliographique sur la Méthode des Réseaux de Neurones Artificiels

---

*Ce chapitre est subdivisé en deux parties :*

*D'abord, nous présenterons l'approche biologique de la théorie des Réseaux des Neurones Artificiels qu'est les Réseaux de Neurones Biologiques.*

*En suite on va présenterons succinctement la théorie des Réseaux de neurones Artificiels et ses applications dans le domaine de géologie.*



## Introduction

D'après H.L.Laurière, l'intelligence artificiel c'est l'étude des activités intellectuelles de l'homme pour les quelles aucune méthode n'est a priori connue.

L'IA s'intéresse à tous les cas où le traitement des informations ne peut être ramené à une méthode simple, précise, algorithmique, un algorithme est une suite d'opérations ordonnées, bien définies, exécutables sur un ordinateur, actuel, et qui permet d'activer à la solution en un temps raisonnable (minutes, heures, ou plus..., mais pas de siècle).

L'IA est apparue en 1956, Il est pour but est de faire par une machine des tâches que l'homme accomplit en utilisant son intelligence.

Dans notre étude on a utilisé l'une des méthodes d'Intelligence Artificiel, s'appel les réseaux de neurones artificiels, qui nous a permet de reconstituer ou estimer des valeurs de perméabilité dans les intervalles où la carotte était absente.

## I. LES RESEAUX DE NEURONES BIOLOGIQUES

### I.1. Définition

Le neurone biologique est une cellule vivante spécialisée dans le traitement des signaux électriques. Les neurones sont reliés entre eux par des liaisons appelées axones. Ces axones vont eux mêmes jouer un rôle important dans le comportement logique de l'ensemble. Ces axones conduisent les signaux électriques de la sortie d'un neurone vers l'entrée (synapse) d'un autre neurone. Les neurones font une sommation des signaux reçus en entrée et en fonction du résultat obtenu vont fournir un courant en sortie.

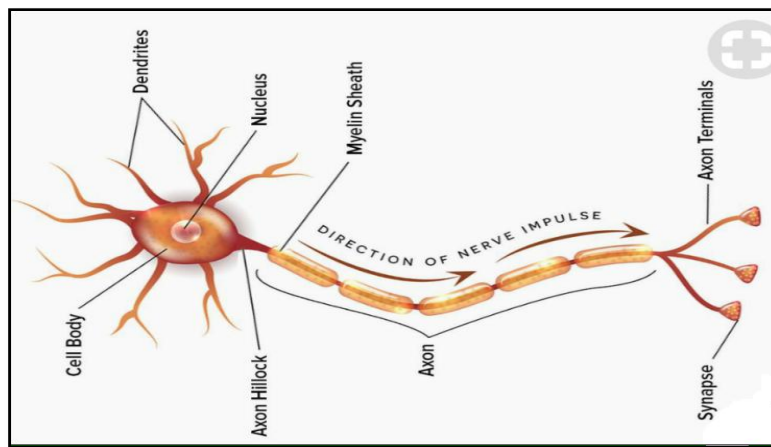
### I.2. La structure d'un neurone

La structure d'un neurone se compose de ces trois principales parties :

- **Le corps cellulaire ou soma** : contient le noyau cellulaire et le cytoplasme qui l'entoure ou périkaryon. Il est de forme très variable (cellules pyramidales du cortex, somas ovoïdes des cellules de Purkinje, motoneurones multipolaires de la moelle épinière). Il assure la synthèse des constituants nécessaires à la structure et aux fonctions du neurone et ce, pendant toute la vie de l'individu.
- **Les dendrites** : lorsqu'elles émergent du soma, sont de simples prolongements du périkaryon (troncs dendritiques). Ces troncs dendritiques (1-9) se divisent successivement pour donner un arbre dendritique, dont les caractéristiques morphologiques sont propres à chaque population neuronale. Les contours irréguliers des dendrites sont dus à la présence, à leur surface, d'épines dendritiques, expansions

latérales reliées aux branches dendritiques par un pédicule plus ou moins long. Les neurones sont ainsi dits "épineux" ou "lisses".

- **L'axone** : se différencie des dendrites par son aspect lisse et son diamètre uniforme le long de son trajet. Il prend généralement son origine au niveau d'une expansion conique du soma : le cône d'émergence. Le segment initial de l'axone est de diamètre plus petit que l'axone lui-même. Il se divise ensuite en une ou plusieurs collatérales d'axone, dont certaines retournent vers le corps cellulaire (collatérales récurrentes). L'axone et ses collatérales peuvent être recouverts d'une gaine de myéline, formée par les cellules gliales. La longueur de l'axone est très variable d'un neurone à l'autre.



**Fig. 12:** La structure d'un neurone biologique (A.Davis Co, 1998)

### I.3. Les différents types de neurones

Basé sur des caractéristiques morphologiques, les neurones ont été classifiés dans les groupes suivants :

#### a. Neurones Multipolaires

Les neurones multipolaires sont les plus communs dans le cerveau et le cordon médullaire. Ils possèdent trois dendrites ou plus et un long axone partant du corps cellulaire. Un grand neurone de motoneurone du klaxon antérieur du cordon médullaire est un exemple d'un tel neurone.

#### b. Neurones Bipolaires

Dans des neurones bipolaires, deux processus, un sur chaque extrémité, résultent d'un corps cellulaire ovale. Extrémités une de processus en dendrites, et l'autre processus, un axone, extrémités dans des bornes dans le CNS. Ces neurones ont des fonctions sensorielles et transmettent l'information reçue par les dendrites sur une extrémité au CNS par l'intermédiaire

des bornes d'axone sur l'autre extrémité. Des cellules bipolaires rétiniennes, les cellules sensorielles du limaçon, et le ganglia vestibulaire sont inclus dans cette catégorie.

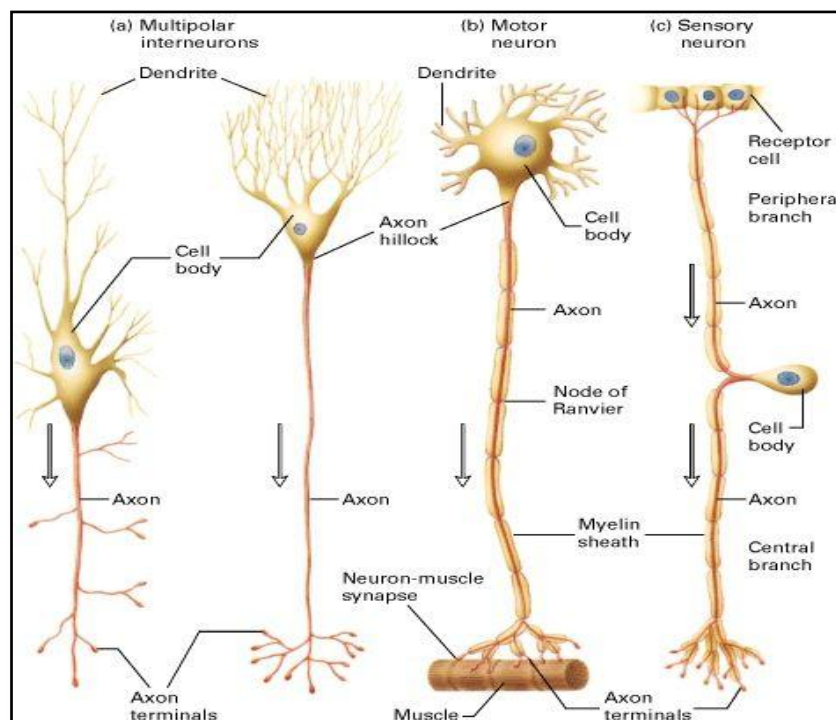
### c. Neurones Pseudo-Unipolaires

Dans des neurones pseudo-unipolaires, un processus simple résulte du corps de cellules et se divise en deux branches. Une de ces branches projette à la périphérie, et aux autres projets au CNS. Chaque branche a les caractéristiques structurales et fonctionnelles d'un axone.

L'information rassemblée des bornes de la branche périphérique est transmise au CNS par l'intermédiaire des bornes de l'autre branche. Les exemples de ce type de cellule sont les cellules sensorielles dans le ganglion dorsal de racine et les cellules barore-ceptor-sensibles dans le ganglion nodose. Le sens barorécepteur-sensible de cellules change dans la tension artérielle systémique et transmet cette information aux neurones dans la médulle dorsale.

### d. Neurones Unipolaires

Les neurones unipolaires sont relativement rares dans les vertébrés. Dans des ces neurones, les dendrites résultent d'une extrémité du neurone, et un axone résulte de l'emplacement où les dendrites sont localisées.



**Fig. 13:** Les différentes géométries des neurones.

<https://biochemstyles.wordpress.com/2013/09/25/relationship-between-structure-and-function-of-a-motor-neurons/>

## I.4. Physiologie du neurone

### a. Le potentiel de repos

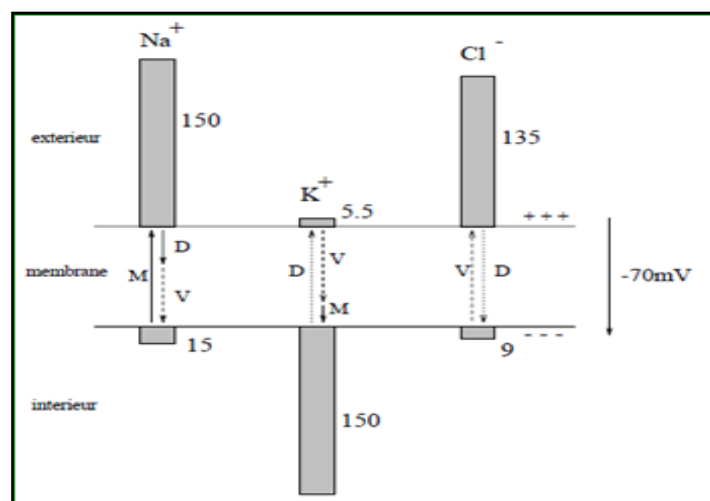
La membrane du neurone est une membrane dialysante d'une épaisseur de l'ordre de  $0.01\mu\text{m}$  [Hermann79]. Au repos, il existe une différence de potentiel de  $-70\text{mV}$  entre l'intérieur et l'extérieur du neurone (potentiel de repos). Son existence est liée aux différences de concentrations ioniques de part et d'autre de la membrane.

A l'extérieur de la cellule, on trouve une forte concentration en sodium ( $\text{Na}^+$ ) et en chlore ( $\text{Cl}^-$ ). A l'intérieur, on trouve une importante concentration en potassium ( $\text{K}^+$ ) et en anions organiques.

Les principaux mouvements ioniques mis en jeu dans le fonctionnement du neurone sont ceux du sodium et du potassium. La perméabilité de la membrane à ces ions dépend du potentiel. Du point de vue macroscopique, on peut distinguer trois flux correspondants à trois causes différentes:

1. La diffusion, qui tend à égaliser les concentrations (elle dépend du gradient de concentration et de la perméabilité de la membrane).
2. La force électrostatique, dû à la différence de potentiel.
3. La pompe métabolique.

Au repos, ces trois flux s'équilibrent. La pompe métabolique est un mécanisme actif, consommateur d'énergie. En son absence, les concentrations tendraient à s'égaliser par le jeu de la diffusion.



**Fig. 14:** Schéma représente le potentiel de repos (Touzet, 1992).

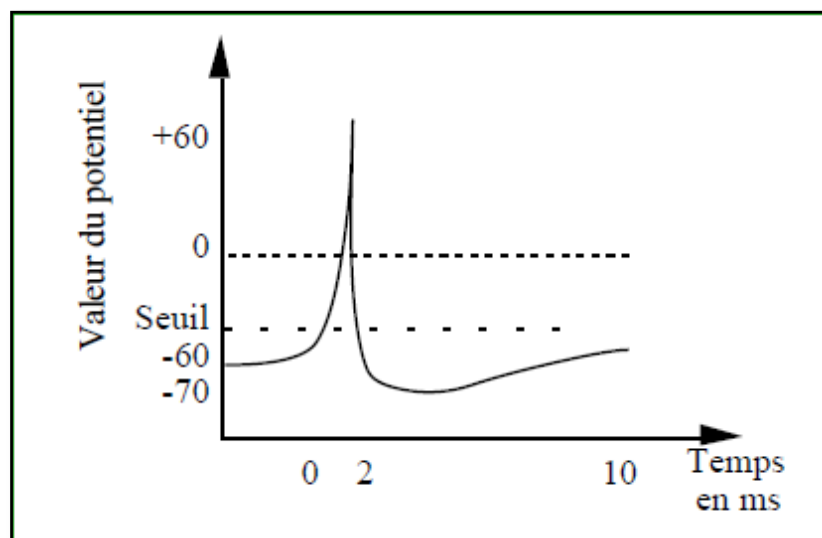
M : Pompe métabolique ; V : Force électrostatique ; D : Diffusion ; concentration ionique en  $\text{mmol/l}$ .

## b. Le potentiel d'action

Lorsque, à l'aide d'électrodes, on augmente artificiellement le potentiel de la membrane, il ne se passe rien jusqu'à une valeur critique de l'ordre de  $-40\text{mV}$ . Au dessus de cette valeur, on observe une inversion brutale du potentiel, puis un rapide retour à l'état de repos dans un temps de l'ordre de  $3.5\text{ms}$ .

Cette inversion temporaire du potentiel, appelée potentiel d'action, a pour origine une avalanche de phénomènes électrochimiques [Taxi71] [Hermann79]. En effet, la perméabilité de la membrane dépend fortement du potentiel. Lorsque le potentiel dépasse  $-40\text{mV}$ , la perméabilité aux ions  $\text{Na}^+$  augmente rapidement, d'où une entrée massive de ces ions dans la cellule. Ceci entraîne une augmentation du potentiel, d'où une perméabilité encore plus importante au sodium, etc.

L'inversion du potentiel résultant de cette réaction autocatalytique provoque une augmentation de la perméabilité aux ions  $\text{K}^+$ . Il semblerait en effet que la perméabilité aux ions  $\text{K}^+$  augmente plus lentement, et avec un certain retard, par rapport à la perméabilité aux ions  $\text{Na}^+$ . Ceci induit une sortie massive d'ions potassium, d'où une chute du potentiel. Le potentiel de repos ( $-70\text{mV}$ ) est ensuite rapidement rétabli par la pompe métabolique.



**Fig. 15:** schéma représente le potentiel d'action (Touzet, 1992).

## II. LES RESEAUX DE NEURONES ARTIFICIELS

### II.1. Définition

- Les Réseaux de Neurones Artificiels sont des modèles statistiques adaptatifs, basés sur une analogie avec le cerveau humain. Leur adaptabilité revient du fait qu'ils peuvent apprendre à estimer les paramètres d'un ensemble de données en utilisant un nombre d'exemples. Dans sa structure de base, un Réseau de Neurones Artificiels est constitué d'un ensemble d'unités simples qui sont les neurones. Ces dernières sont interconnectées à l'aide d'un ensemble de connexions pondérées, chaque unité correspond à une caractéristique d'une forme à analyser.
- Les Réseaux de Neurones Artificiels sont généralement organisés en couches. La première couche est la couche d'entrée. Elle est responsable de la transmission de l'information à analyser vers le réseau. La dernière couche est la couche de sortie. Elle reçoit le résultat final qui est la réponse du réseau. Les couches intermédiaires sont les couches cachées, le nombre de ces couches est défini selon le type du problème à résoudre. Elles relient les deux couches d'entrée et de sortie.

### II.2. Historique

- **W. James (1890, psychologue américain)** : Introduit le concept de mémoire associative et propose une loi de fonctionnement pour l'apprentissage des réseaux de neurones connue plus tard sous le nom de "loi de Hebb".
- **J. Mc Culloch et W. Pitts (1943)** : Laisent leurs noms à une modélisation du neurone biologique (un neurone au comportement binaire). Ils sont les premiers à montrer que des réseaux de neurones simples peuvent réaliser des fonctions logiques, arithmétiques et symboliques.
- **D. Hebb (1949, physiologiste américain)** : Explique le conditionnement chez l'animal par les propriétés des neurones eux-mêmes (ex. : le fameux comportement pavlovien). Il propose aussi une loi de modification des propriétés des connexions entre neurones.
- **F. Rosenblatt (1957)** : Développe le modèle du Perceptron. Il construit le premier neuro-ordinateur basé sur ce modèle et l'applique au domaine de la reconnaissance des formes (prouesse technologique pour l'époque).
- **B. Widrow (1960, automatique)** : Développe le modèle Adaline (Adaptive Linear Element), proche du modèle du Perceptron mais dont la loi d'apprentissage est

différente. Celle-ci est à l'origine de l'algorithme de rétro-propagation du gradient très utilisé pour l'apprentissage des Perceptrons multicouches.

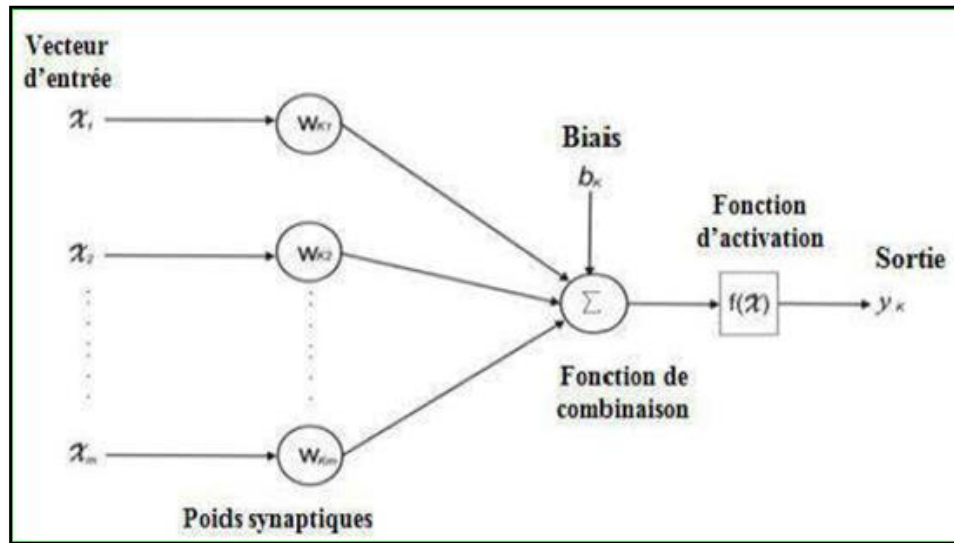
- **M. Minsky et S. Papert (1969)** : Publient un livre qui met en évidence les limitations du Perceptron, notamment l'impossibilité de résoudre des problèmes non linéaires. Après leur ouvrage, les financements des recherches sur les réseaux de neurones artificiels s'arrêtent et les chercheurs se tournent vers l'intelligence artificielle et les systèmes à base de règles.
- **1967-1982** : Période creuse pour les réseaux de neurones artificiels. Les recherches s'orientent sur des domaines connexes tels que le traitement adaptatif du signal, la neurobiologie, la reconnaissance de formes, etc.
- **J. J. Hopfield (1982, physicien)** : Profite d'une certaine désillusion de l'intelligence artificielle (heurtée à de sérieuses limitations) et présente une théorie du fonctionnement et des possibilités des réseaux de neurones. Il explique notamment dans un ouvrage la structure et loi d'apprentissage d'un réseau de neurones correspondant à un résultat escompté. Ce modèle est encore très utilisé aujourd'hui pour des problèmes d'optimisation.
- **1983** : La machine de Boltzmann est le premier modèle connu capable de traiter de manière satisfaisante les limitations recensées du Perceptron. Mais l'utilisation pratique s'avère difficile, les temps de convergence étant considérables.
- **1985** : L'algorithme de rétro-propagation de gradient est développé. Il s'agit d'un algorithme d'apprentissage adapté aux réseaux de neurones multicouches.
- **Actuellement** : Les réseaux multicouches et la rétro-propagation du gradient restent les plus étudiés et les plus productifs au niveau des applications.

### II.3. Structure des Réseaux de Neurones Artificiels

McCulloch et Pitts en 1943 ont implémenté un système de réseaux neuronaux artificiels, qui est analogue aux neurones biologiques fondée sur une structure complexe.

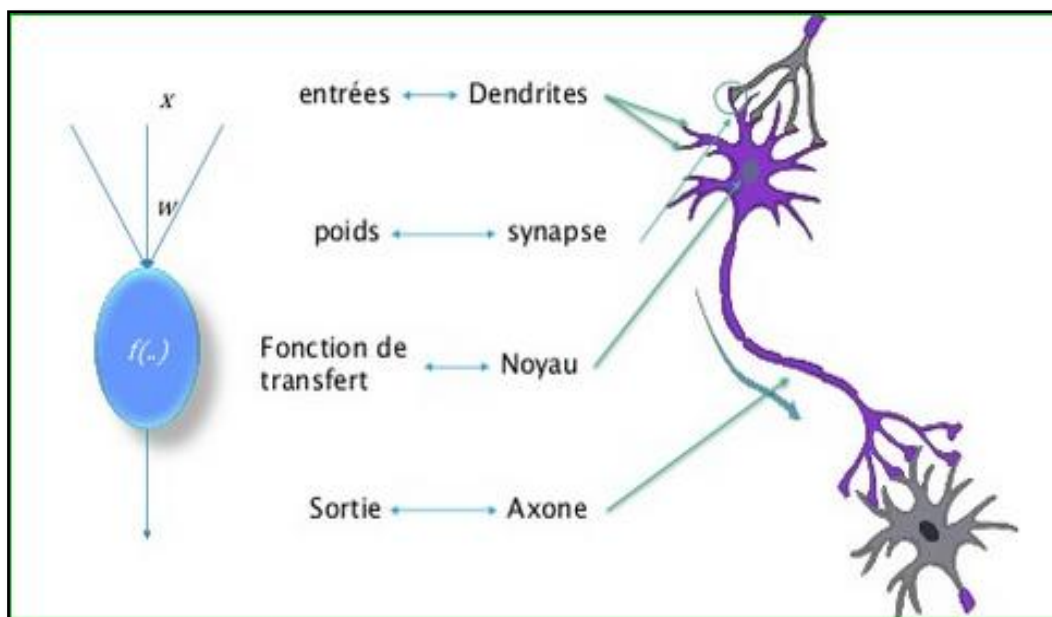
Le système des RNA est considéré comme un arrangement d'éléments de structure identique appelés neurones interconnectées par analogie avec cellules du système nerveux humain. Il est composé également d'une succession de couches connectées de manière à ce que chaque neurone tienne son entrée de la sortie du neurone précédant. Chaque neurone dans ce cas fonctionne indépendamment par rapport aux autres afin que l'ensemble forme un système compact. L'information est emmagasinée de façon répartie dans le réseau sous forme de coefficients synaptiques. Le neurone formel calcule régulièrement un résultat qu'il transmet

ensuite aux neurones suivant, chaque calcul est associé à un poids qui définit la force de la connexion (Hagan et al. 1996).



**Fig. 16:** Structure d'un Réseau de Neurone Artificiel (Haykin, 1999).

Mathématiquement, tel qu'illustré par la figure 16, chaque neurone reçoit des entrées sous forme vectorielle puis il calcule une somme pondérée de ses entrées pour que le résultat passe ensuite par la fonction d'activation afin de créer une sortie .



**Fig. 17 :** Mise en correspondance neurone biologique / neurone artificiel.

<https://fr.slideshare.net/OussamaWerfelli/rseaux-de-neurones-artificiels>



**Tableau 1** : Analogie entre le neurone biologique et le neurone artificiel.

Neurone artificiel	Neurone biologique
Poids de connexion	Synapses
Signal de sortie	Axones
Signal d'entrée	Dendrite
Fonction d'activation	Soma

#### II.4. Propriétés des Réseaux de Neurones Artificiels

Les Réseaux de Neurones Artificiels sont considérés comme des simulateurs du système biologique. Ils doivent prendre en considération les points suivants :

**II.4.1. Le parallélisme** : Les Réseaux de Neurones Artificiels sont constitués à base de neurones simples fortement interconnectés, dont le but est la réalisation d'une fonction de type bien défini ce qui rend le traitement de l'information massivement parallèle.

**II.4.2. Les poids synaptiques** : La pondération des liaisons synaptiques entre les neurones influe sur l'efficacité et la fiabilité du réseau du point de vue rapidité et exactitude des résultats fournis.

**II.4.3. L'apprentissage** : L'apprentissage est vraisemblablement la propriété la plus intéressante des Réseaux de Neurones Artificiels, elle ne concerne cependant pas tous les modèles mais les plus utilisés, son principal problème est d'arriver à trouver un ensemble de valeurs d'entrée des connexions afin d'atteindre les résultats voulus.

Est une étape très importante du développement d'un réseau de neurones durant laquelle le comportement du réseau est modifié itérativement jusqu'à l'obtention du comportement désiré, et ce par l'ajustement des poids (connexion ou synapse) des neurones à une source d'information bien défini (Hebb 1949; Grossberg 1982; Rumelhart et al. 1986).

##### II.4.3.1. Types d'apprentissage

Selon l'intervention ou non d'un superviseur, on distingue trois types d'apprentissage :

- **L'apprentissage supervise** : Ce mode est le plus courant, l'utilisateur dispose d'un comportement de références précis qu'il désire faire apprendre au réseau. Schématiquement, il consiste à évaluer les poids synaptiques minimisant l'erreur sur

une base d'apprentissage, cette base comprend un ensemble d'observations pour lesquelles on connaît à la fois les entrées et les sorties souhaitées.

- **L'apprentissage semi- supervisé :** Cet apprentissage est identique au précédent dans la mesure où il se base sur la présence d'un concepteur, cependant la valeur exacte de la sortie n'est pas disponible, en général la seule information disponible est un signal d'échec ou de succès.
- **L'apprentissage non supervise :** Ce mode d'apprentissage est moins intuitif, il correspond au cas où l'on ne dispose pas de bases d'apprentissage, par exemple lorsqu'on ne sait pas a priori déterminer ponctuellement si une sortie est ou non valable. L'apprentissage repose alors sur un « critère interne » de conformité du comportement du réseau par rapport à des spécifications générales et non sur des observations.

#### II.4.3.2. Règles d'apprentissage

- **La règle de Hebb :** Elle permet de modifier la valeur des poids synaptiques en fonction de l'activité des unités qui les relient.
- **La règle delta :** Qui calcule la différence entre la valeur de la sortie et la valeur désirée pour ajuster les poids synaptiques. Elle emploie une fonction d'erreur, nommée « la moindre carré moyen », basée sur les différences utilisées pour l'ajustement des poids.
- **La règle d'apprentissage compétitif :** Qui ne concerne qu'un seul neurone. Son principe est de regrouper les données en catégorie. Les neurones similaires vont donc être rangés dans une même classe en se basant sur des corrélations des données et seront représentés par un seul neurone. L'architecture d'un tel réseau possède une couche d'entrée et une couche de compétition.
- **La règle de corrélation en cascade :** qui est une technique d'apprentissage, ajoute progressivement des neurones cachés au réseau jusqu'à ce que l'effet bénéfique de ces nouveaux neurones ne soit plus perceptible. Cette règle suit les deux étapes suivantes :
  - a. On entraîne le système par un apprentissage classique qui s'effectue premièrement dans un petit réseau sans couche cachée.
  - b. On entraîne par la suite un petit groupe des neurones supplémentaires qui doit diminuer l'erreur résiduelle du réseau.
- **La règle de correction d'erreurs :** qui est caractérisée par les étapes suivantes :
  - a. On commence avec des valeurs des poids de connexions qui sont pris au hasard.

- b. On introduit un vecteur d'entrée de l'ensemble des échantillons pour l'apprentissage.
- c. Si la sortie ou la réponse n'est pas correcte, on modifie toutes les connexions pour atteindre la bonne réponse.
- **La règle de rétro-propagation** : Inventée par Rumelhart, Hinton et Williams en 1986. Elle s'utilise pour ajuster les poids de la couche d'entrée à la couche cachée.

### III. Domaines d'application des Réseaux de Neurones Artificiels

Les Réseaux de Neurones Artificiels c'est une méthode appliquée au plusieurs domaines : la médecine, les sciences physiques, la technologie, la géologie...ect. On cite les articles les plus récents :

- **Article 1:** Modélisation et la reconstitution des faciès non carottés à l'aide des méthodes à base des Réseaux de Neurones Artificielles et Cluster Analysis, cas du réservoir Trias Argileux Gréseux Inférieur, champs de SIF FATIMA, bassin de Berkine, Sud de L'Algérie, (**Ameur Zaimeche Ouafi et al...2014**). L'objectif de ce travail c'est de faire une reconstitution des faciès dans des intervalles non carottés, à partir des logs, et des données de carotte pour la validation de modèle, pour faire la reconstitution des faciès à l'absence des carottes, ils ont utilisé quatre neurones pour la couche d'entrée (logs :Gamma ray, Thorium, Potassium et densité), avec treize neurones dans la couche cachée et un seul neurone dans la couche sortie qui représente la faciès non carottée.
- **Article 2:** Prediction of reservoir permeability from wire logs data using artificial neural networks, Iraq, (**Amnah M. Handhel, 2009**). L'objectif de ce projet est de faire une estimation de perméabilité des formations dans les réservoirs gréseux au champ Mishrif au gisement de pétrole Nasyria, sud de l'Irak, par l'application de l'un des méthodes d'Intelligence Artificiel « Réseaux de Neurone Artificiel », à partir des logs, et des données des carottes, elle a créé un modèle composé sept logs comme des entrées ( le gamma ray, la perméabilité verticale, la perméabilité horizontale, log sonique, log neutron, densité des grains, deep induction log ).
- **Article 3:** Experimental study and artificial neural network simulation of the wettability of tight gas sandstone formation, Kuqa depression in the Tarim Basin, (**Yayun Zhang et al,... 2016**). Ils ont appliqué un modèle général de réseau neurologique de régression qui contient neuf facteurs d'influence pour simuler le rapport de réponse non-linéaire entre la mouillabilité et les propriétés de roche et de fluide, et prévoyons la mouillabilité. Les résultats prévus montrent l'excellente stabilité et l'erreur relative moyenne est moins de 5%.

- **Article 4:** The application of multilayer perceptron neural network in volume of clay estimation: Case study of Shurijeh gas reservoir, Northeastern, (**Golnaz Jozanikohan et al, 2014**). L'objectif de ce projet est d'améliorer l'estimation du volume d'Argile dans les formations du réservoir de Shurijeh, avec l'application à a intoxiciquer bien la production et des autres non produisent bien dans un champ entre l'Iran et le Turkmenistan, alors pour améliorer l'estimation du volume d'Argile, ils ont réalisé un modèle d'un Réseau de Neurone Artificiel, d'un architecteur de 06 neurones dans la couche d'entrée, 08 dans la couche cachée et un seul neurone dans la sortie (volume d'Argile). Avec 70% pour l'étape d'apprentissage, 15% pour la validation et 15% por le test, avec un coefficient de corrélation de 0.9013.
- **Article 5:** Prediction of natural fracture porosity from well log data by means of fuzzy ranking and an artificial neural network in Hassi Messaoud oil field, Algeria. (**Zerrouki, A.A. et al., 2014**). Cet article fait l'objet d'estimation de la porosité secondaire (de fracturation) à partir des logs de (densité, neutron porosité, et le sonique) et les caractéristiques de la boue (la densité de fluide, le temps de transition et la saturation de fluide).si l'absence l'un de ces paramètres, l'estimation de la porosité secondaire est impossible. Le problème rencontré dans le champ d'huile de Hessi Messaoud est l'absence du temps de transition dans plusieurs puits, qui provoque une difficulté de calculer la porosité de fracturation. A cet effet la méthodologie de classification floue et les réseaux de neurones artificiels sont alors proposés pour rédimier ce problème. Les données utilisé sont des log conventionnels (la résistivité profonde, la densité, neutron porosité et gamma ray).la classification floue est utilisée pour classer les log (input) pour un degré d'influence acceptable avec les out put de ANN, les résultats obtenus confirment de toutes les data utilisés par ANN sont importants et on peut pas les négligés.la structure du ANN qui a utilisée est de type retro propagation, cette méthodologie peut servir pour prédire la porosité de fracturation dans le cas d'absence du log sonique ou les caractéristiques de boue de puits.

### Conclusion

La méthode des Réseaux de Neurones Artificiels, est inspirée de la biologie (réseaux de neurones humains) à partir le développement technologique dans le monde, l'application de cette méthode n'est pas Restreinte dans le domaine de technologie, mais elle était utilisée aux divers domaines, **où on a choisi cette méthode dans notre étude pour estimer un paramètre de réservoir manquante qu'est « la perméabilité ».**

---

## Chapitre III

# Matériel et Méthodes

---

*Dans ce chapitre nous allons parler sur :*

*Les méthodes d'estimation de perméabilité.*

*Les diagraphies utilisées pour la construction du modèle de modèle des Réseaux de Neurones Artificiels.*

*Puis, nous présenterons la préparation de la base des données.*

*En fin, nous allons consacrer sur l'application des réseaux de neurones pour l'estimation de perméabilité.*

## Introduction

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

## I. La perméabilité

### I.1. définition

Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont liés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable. La perméabilité représente ainsi la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traversée. La perméabilité est exprimée par la loi de Darcy, comme suivant :

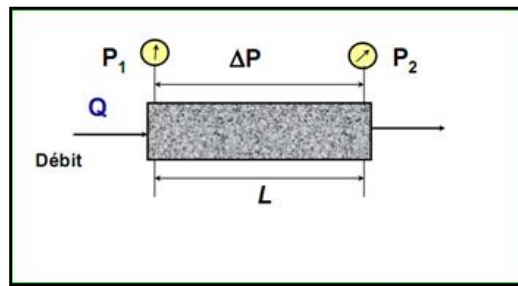


Fig. 18: Principe de la loi de Darcy (IFP, 2009).

$$Q = \frac{K \times A}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \quad (1)$$

**Q** : Débit du fluide traversant la roche en (cm<sup>3</sup>/s).

**A** : Surface de passage du fluide en (cm<sup>2</sup>).

**μ** : Viscosité du fluide en centpoises (Cp).

**Δp**: Gradient de pression en atmosphère (atm).

**L** : Longueur d'échantillon (cm).

**K**: perméabilité de l'échantillon exprimée en darcy (d).ou milli darcy (md).

### I.2. Catégories de perméabilité

On distingue trois catégories de perméabilité :

- **La perméabilité absolue** : Ou intrinsèque, c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, tel que la perméabilité à l'air ou la perméabilité à l'eau.
- **La perméabilité effective** : Elle exprime la propriété d'un milieu à être traversé par deux fluides non miscibles entre eux. Ainsi, la coexistence de deux fluides non miscibles (1) et (2) dans un milieu poreux entraîne l'écoulement simultané de ces deux fluides lorsque ce milieu

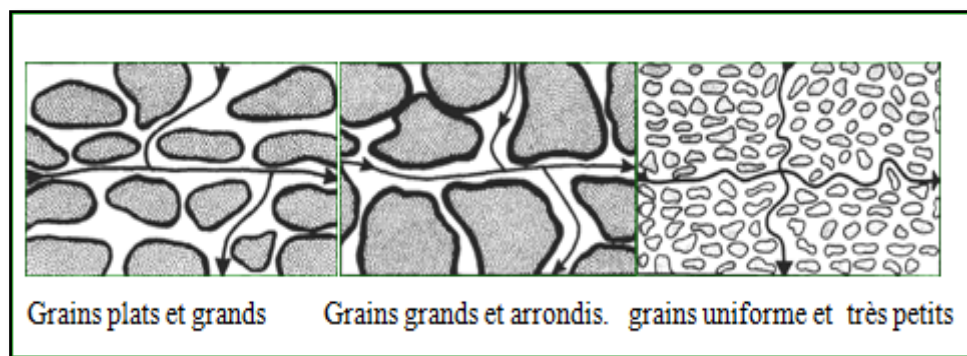
est soumis à une perte de charge ou une différence de pression. Elles dépendent non seulement du milieu poreux lui-même, mais des pourcentages respectifs des différents fluides présents dans les pores ou saturations respectives.

- **La perméabilité relative :** Elle exprime le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité absolue. Cette perméabilité varie entre 0 et 1. On l'exprime généralement en pourcentage (%). Elle est fonction de la saturation.
- ↪ La perméabilité des roches réservoirs peut être variée entre 0.1 à 1.000 ou plus milli darcy, la qualité d'un réservoir déterminée par sa perméabilité, où on trouve :

- ❖ Pauvre, si :  $K < 1$  (md)
- ❖ Moyenne, si :  $1 < K < 10$  (md)
- ❖ Bonne, si :  $50 < K < 250$  (md)
- ❖ Très bonne ; si :  $K > 4.600$  (md)

Ces principaux facteurs sont les suivants :

**a. Forme et taille des grains de sable :** si la roche se compose des grains grands, plats et uniforme disposés avec la plus longue dimension horizontale, (voir figure...), son perméabilité horizontale ( $K_h$ ) sera très haute, tandis que la perméabilité verticale ( $K_v$ ) sera moyenne à grande, si la roche se compose de grains grands et arrondis, sa perméabilité considérablement haut et de la même grandeur dans les directions.

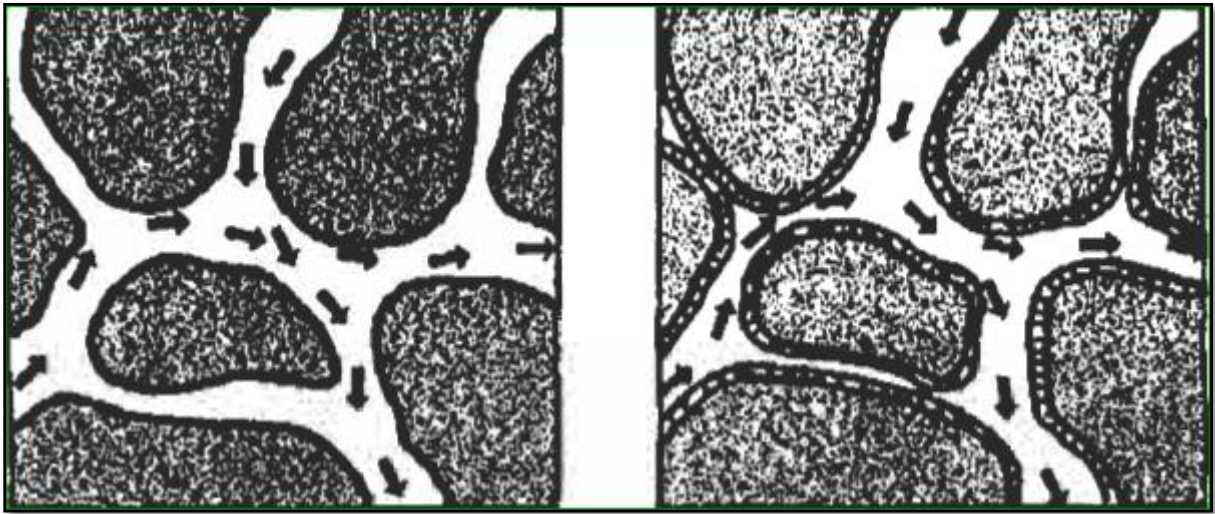


**Fig. 19:** effet de forme et taille des grains sur la perméabilité (Chilingarian, et al, 1996).

**b. Lamination :** Les minéraux plats, comme la muscovite, et laminations d'argile, comme les barrières de perméabilité verticale, dans ce cas le rapport de  $K_h/K_v$  varie généralement de 1.5 à 3 ou dépassé 10 pour quelques roches réservoirs, parfois et en raison des fractures ou joints verticaux et les canaux verticaux de solutions, la perméabilité verticale ( $K_v$ ) sera supérieur à perméabilité horizontale ( $K_h$ ).

Les joints agissent comme des obstacles à perméabilité horizontale seulement s'ils sont remplis d'argile ou d'autres minéraux.

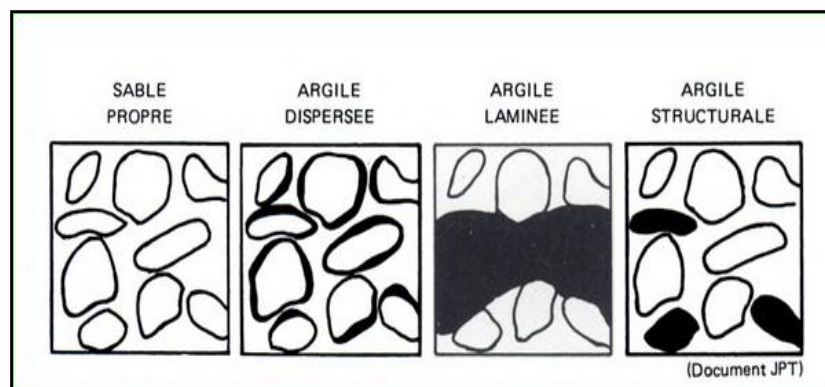
**c. Cimentation :** la figure (fig. 20) montre que la perméabilité et la porosité des roches sédimentaires est influencée par l'étendue de la cimentation et l'emplacement de la matière de cimentation dans l'espace de pore.



**Fig. 20:** Effet de cimentation sur la porosité et la perméabilité (Chilingarian, et al, 1996).

**d. Fracturation et solution :** Dans les grès, la fracturation n'est pas une cause importante de la perméabilité secondaire, sauf là où les grès sont inter-stratifiés avec des schistes, des calcaires et des dolomies. Dans les carbonates, la solution de minéraux par percolation surface et sous-surface acide les eaux qui passent le long des pores primaires, des fissures, des fractures et les plans de couchage, augmente la perméabilité de la roche réservoirs, comme montré par Chilingarian et al, la perméabilité horizontale et verticales sont égaux dans des nombreux réservoirs carbonatés.

↪ Les roches argileux aussi ont une influence sur la perméabilité des roches, sont la catégorie la plus importante et le non négligeable des roches sédimentaires (50 à 75 %, Morgenstern et Eigeubrod, 1974 ; Bérest et al,... 2000). L'argile peut être répartie de différentes façons : Les argiles dispersées, laminé et structurales.



**Fig. 21 :** Distribution de l'argile dans les formations (R. Desbrandes, IFP).



### I.3. Méthodes de détermination

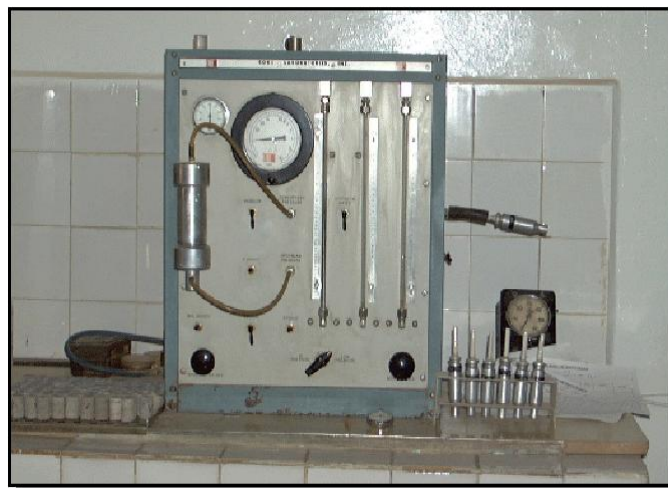
On peut calculer la perméabilité à partir divers méthode, on site :

#### I.3.1. Mesure directe

Se fait au laboratoire sur carotte, c'est un échantillon témoin d'une forme cylindrique extraits de réservoir à partir d'une opération s'appelle «le carottage », a partir de la carotte on peut déterminer les caractéristiques d'un réservoir après les analyses dans laboratoire.



**Fig. 22:** photo de carotte du puits NM2 (rapport interne Anadarko/Sonatrach).



**Fig. 23:** Photo d'un perméamètre (rapport interne CRD 2010).

L'avantage de carotte, c'est qu'elle permet de faire des études :

- Géologiques : par exemple la détermination de la lithologie du réservoir, la succession des couches (strates) ; la direction et l'orientation des fractures et des failles...
- Sédimentologiques : l'étude sédimentologique permet de connaître les dépôts de sédimentation.

- Paléontologiques : permet de reconstituer la paléonviroennement à partir de l'étude des fossiles qui contient dans la roche ou dans les formations.
- Pétrophysiques : pour déterminer les paramètres pétrophysiques de réservoir (porosité, perméabilité et saturation).  
Mais les inconvénients ou les problèmes de cette méthode sont :
- Problème géologique ou technique : Le non récupération des échantillons (carotte), l'exemple de. **Ameur Zaimeche Ouafi et al... en 2014.**
- Problème économique : l'opération utilisé pour extraire les carottes c'est le carottage, cette dernière est très coûteux.

### I.3.2. Méthodes indirectes

Il ya deux méthodes indirectes permettent de calculer la perméabilité :

#### I.3.2.1. Les méthodes empiriques

Ces méthodes sont des méthodes permettent de connaître la perméabilité par le calcul, c'est-à-dire on utilisant des modèles ou bien des formules mathématiques.

##### a. Formule de Kozeny (1927) et Carmen (1956)

Parmi les auteurs qui ont relié la perméabilité à la porosité et à la taille moyenne des grains, Kozeny et Carman qui ont généralisé la notion de rayon hydraulique en le définissant comme le rapport entre le volume total des vides et la somme des surfaces latérales limitant le volume de ces vides. Comme les contacts entre grains sont ponctuels, la somme de ces surfaces est égale à la somme des surfaces des grains. Les deux auteurs ont proposé pour le calcul de coefficient de perméabilité la formule suivante dans l'approche du milieu équivalent:

$$K = \alpha \left(\frac{\Omega}{S}\right)^2 \frac{\phi^3}{(1-\phi^2)} \quad (2)$$

##### b. Formule de Koltermann et Gorelick (1995)

L'équation de Kozeny et Carmen a été modifiée par Koltermann et Gorelick elle est présentée sous la forme suivante :

$$K = D^2 \phi^3 / 180 (1-\phi)^2 \quad (3)$$

##### c. Formule de Cazenove

Cazenove propose, pour un écoulement à travers des grains roulés à granulométrie serrée la formule suivante :

$$K' = C \sqrt{\frac{\phi^3}{1-\phi}} D_{10} \quad (4)$$

#### d. Formule de Hazen (1930)

Hazen a rapporté la perméabilité à la taille du grain efficace ( $D_{10}$ ) par la formule :

$$K = C_1 D_{10}^2 \quad (\text{m/s}) \quad (5)$$

#### e. Formule d'Award et Amer (2001)

Cette formule est également basée sur la granulométrie.

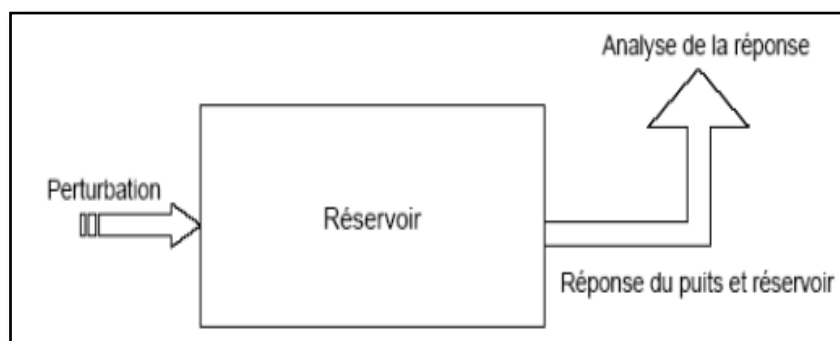
$$K = C_4 D_{10}^{2.32} C_u^{0.6} \frac{e^3}{1+e^3} \quad (6)$$

#### f. Formule de Krumbien et Monkt (1942)

$$K = 760 (GM_d)^2 e^{-1.31 \delta} \quad (\text{mm}^2) \quad (7)$$

### I.3.2.2. les essais de puits

Le principe de base de l'essai de puits est de créer une perturbation (fermeture ; ouverture ; changement du débit) dans le système (réservoir + fluide) et enregistrer la réponse transitoire de pression. Puis, c'est l'interprétation qui fait l'identification du système.



**Fig.24.** Principe des essais de puits (A.Bencheick et Z.Benbrahim, 2014).

- ❖ **Le PLT : (Production Logging Tool),** Le PLT est un ensemble des outils utilisés pour effectuer les enregistrements de la diaggraphie de production. Ces outils sont combinés, leurs configurations sont bien définies dans la planification de l'opération du PLT. Les outils de PLT apportent un diagnostic d'information point par point sur les venues de fluides tels que l'eau, l'huile et le gaz et ils donnent une indication sur l'efficacité des perforations.
- ❖ **Le DST : (Drill Stem Test),** Ce test est réalisé après forage (en open hole ou cased hole) dont l'objectif est de tester le potentiel du puits, de prélever des échantillons de fluide initial et d'analyser les caractéristiques du réservoir.

### I.3.2.3 Les Réseaux de Neurones Artificiels

C'est la méthode appliquée dans notre étude pour estimer la perméabilité dans les intervalles non carottés, l'approche de RNA est un approche biologique (voir chapitre II).

Pour toute conception de modèle, la sélection des entrées doit prendre en compte deux points principaux :

- La dimension intrinsèque du vecteur des entrées doit être aussi petite que possible, en d'autres termes, la représentation des entrées être la plus compacte possible, tout en conservant pour l'essentiel la même quantité d'information, et en gardant à l'esprit que les différentes entrées doivent être indépendantes.
- Toutes les informations présentées dans les entrées doivent être pertinentes pour la grandeur que l'on cherche à modéliser : elles doivent donc avoir une influence réelle sur la valeur de la sortie.

Notre objectif est de déterminer la perméabilité dans les intervalles non carottés c'est-à-dire où il y a un manque de données, dans ce cas on a utilisé les données diagraphiques comme des entrées (in put), et le paramètre utilisé dans la sortie c'est la perméabilité a estimée (paramètre pour reconstituer).

## II. Les diagraphies utilisées

D'abord l'origine du mot diagraphie c'est du Grès (**dia** : à travers, et **graphein** : dessiner).

Une diagraphie est un enregistrement continu des variations d'un paramètre donnée en fonction de la profondeur. (Chapellier, 1987). Des outils, ou sondes, conçus dans ce but, sont descendus dans le trou de forage à l'extrémité d'un câble qui assure la liaison avec les instruments de surface commandant les opérations, et groupé soit dans un camion (cas de l'on shore), soit dans une cabine fixe (cas de l'off shore).

Il existe des diagraphies instantanées (mesure de la poussée sur l'outil, vitesse d'avancement, poussée des fluides de forage, examen des « cuttings », examen qualitatif et quantitatif de la boue, indices de gaz ou d'huile,..) et différées (sonique, acoustiques, Gamma Ray...). Les diagraphies sont dites différées quand l'enregistrement des données est effectué lors de l'interruption temporaire ou définitive des opérations de forage.

Les diagraphies sont utilisées pour ces suivants objectifs :

- Faire des corrélations de puits à puits et donnent des indications très précieuses sur les variations lithologiques.

- La connaissance du faciès géophysique : c'est la somme des caractéristiques vues par les diagraphies.
- La connaissance des paramètres des réservoirs : la porosité, saturation en eau, huile ou gaz, sauf la perméabilité.
- La connaissance du puits : diamètre de puits, la cimentation, les perforations

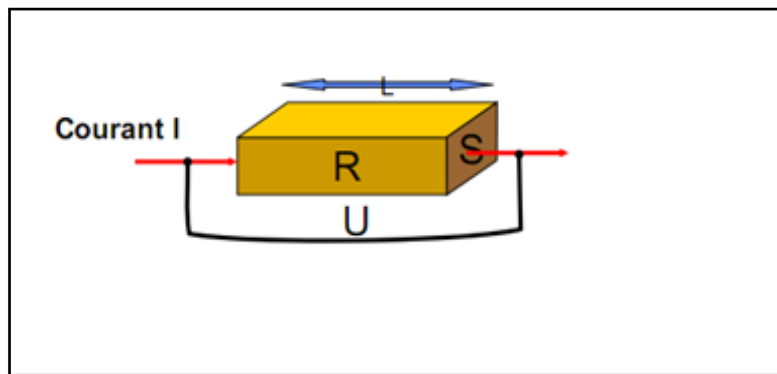
Les diagraphies nécessaires pour notre modèle de RNA sont les suivantes :

## II.1. La résistivité électrique des roches

### II.1.1. Définition

Par définition la résistivité de la roche est la résistance électrique d'un cube de cette roche d'arête unité (l'unité employé est l'hom-mètre).

### II.1.2. Principe de mesure



**Fig.25.** Le principe de mesure du la résistivité. (IFP, 2009).

$$R = \frac{U}{I} \leftrightarrow R = \frac{\rho \times L}{S} \quad (8)$$

**R** : Résistance (ohm).

**U** : Tension (V).

**S** : Surface.

**I** : courant électrique.

**L** : Longueur.

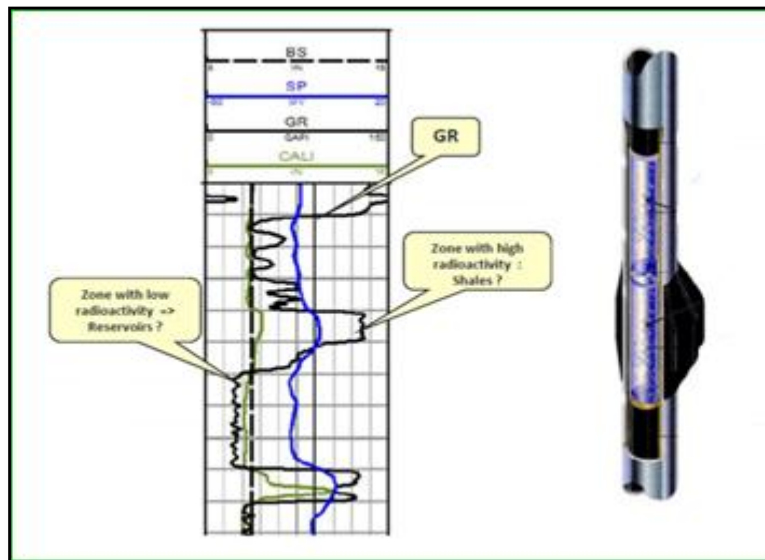
**$\rho$** : Résistivité.

## II.2. La radioactivité naturelle

### II.2.1. Le gamma ray (GR)

Le GR est un enregistrement de la radioactivité naturelle des roches en fonction de la profondeur. Elle résulte presque entièrement des transformations des éléments radioactifs qui

s'y trouvent. Les rayons gamma sont émis, de façon continue sous la forme de pics de très courte durée, de radiation à haute énergie, ces radiations peuvent pénétrer de plusieurs pouces dans la roche. Une fraction de ces GR pénètre dans le trou de sonde et atteint l'appareil de mesure (généralement un détecteur à scintillation de 8 à 12 pouces de longueur active). Le capteur produit une impulsion électrique pour chaque rayon gamma détecté. Les diagraphies GR sont calibrées en unités API.



**Fig. 26:** Outil (sonde HNGS du Schlumberger) et principe de mesure du gamma ray  
(<http://geologie-et-alpes.pagesperso-orange.fr/bts/coursbts/2018-BTS2-Diagraphie> ).

#### ❖ Les éléments radioactifs dominants

De très nombreux isotopes naturels sont radioactifs. Seuls trois d'entre eux jouent un rôle notable dans la radioactivité naturelle des minéraux et des roches. Les autres sont extrêmement peu stables ou extrêmement rares.

Les trois isotopes qui intéressent le géophysicien sont : l'uranium, le thorium et le potassium 40.

Toutes les roches peuvent à priori être radioactives du fait de la dissémination très générale de ces éléments, cependant leur fixation préférentielle sur les sédiments fins fait que ceux-ci sont généralement plus radioactifs que les sédiments grossiers. D'autre part les argiles se montrent le plus souvent fortement radioactives cette particularité peut avoir des causes très diverses :

- Il s'agit d'argiles potassiques.
- Les argiles ne sont pas potassiques mais elles s'accompagnent de nombreux minéraux accessoires à Potassium, Uranium et Thorium.

- Les argiles, à l'origine non radioactive, ont adsorbé des cations comportant Uranium et thorium. Ces cas est fréquent.

#### ❖ Applications de diagraphie gamma ray

- Délimitation des couches réservoir.
- Evaluation des minéraux radioactifs.
- Evaluation du volume d'argile ( $V_{sh}$ ) :

$$V_{sh} = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min}). \quad (9)$$

- Corrélation de puits à puits.
- approche de perméabilité.

### II.3. Les diagraphies de porosité

D'abord la porosité d'une roche, c'est le rapport du volume non occupé par les éléments solide avec son volume totale. Elle contient ces suivants types :

- **La porosité totale  $\Phi_t$**  : est égale au rapport du volume total des pores sur le volume total de la roche :

$$\Phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \quad (10)$$

- **La porosité effective  $\Phi_{eff}$**  : Elle représente la porosité accessible aux fluides libres, elle varie entre 1% et 40%.
- **La porosité connectée  $\Phi_{co}$**  : Elle représente les espaces vides interconnectés.
- **La porosité potentielle  $\Phi_{pot}$**  : Elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler.

La taille des grains, leur arrangement, leur formes, le ciment et la compaction sont des facteurs caractérise les roches, et aussi influent sur la porosité.

La mesure de porosité se fait directement au laboratoire à partir de la carotte, et on écrit la formule suivante :

$$\Phi = (V_t - V_s / V_t) = 1 - (V_s / V_t) = V_v / V_t \quad (\%) \quad (11)$$

Les autres méthodes utilisées sont les diagraphies :

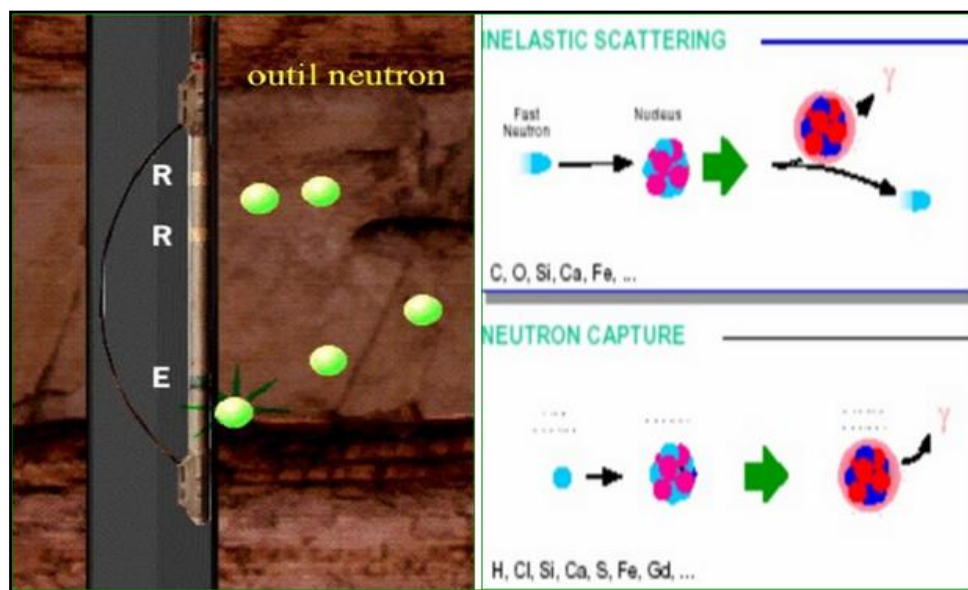
#### II.3.1. Diagraphie Neutron (indice d'Hydrogène) (NPHI)

A l'aide de sources appropriées on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre 4 et 6 MeV.

Grâce à leur vitesse initiale élevée (**10.000 Km/s**), les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. Ils vont entrer, de ce fait, en collision avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdent progressivement de leur énergie.

La mesure de (**IH** ou  $\Phi_n$ ) dépend en quelque sorte et surtout du nombre d'atomes d'hydrogène par l'unité de volume dans la formation, ceux-ci étant soit liés à l'eau ou aux hydrocarbures (donc à la porosité et à la saturation), soit à la composition moléculaire de la roche, mais aussi à un moindre degré, des autres atomes entrant dans la composition de la roche, soit par suite de leur pouvoir ralentisseur, soit par leur pouvoir absorbant. La diagraphie Neutron permet de :

- Evaluer la porosité des roches de réservoirs.
- Identifier la lithologie (avec la combinaison des autres outils de diagraphie).
- Evaluer la densité des hydrocarbures.
- Faire une corrélation de puits à puits.



**Fig. 27:** Outil et principe de mesure du Neutron (indice d'hydrogène) (Serra, O. 1979).

### II.3.2. Diagraphie sismique

Le log sismique est basé sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par l'outil de diagraphie.

La mesure de la vitesse de propagation de ces ondes et de leur atténuation apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées. La propagation d'ondes acoustiques dépend en effet des propriétés élastiques des formations composant le sous-sol.

Le paramètre mesuré est la vitesse de propagation des ondes P.



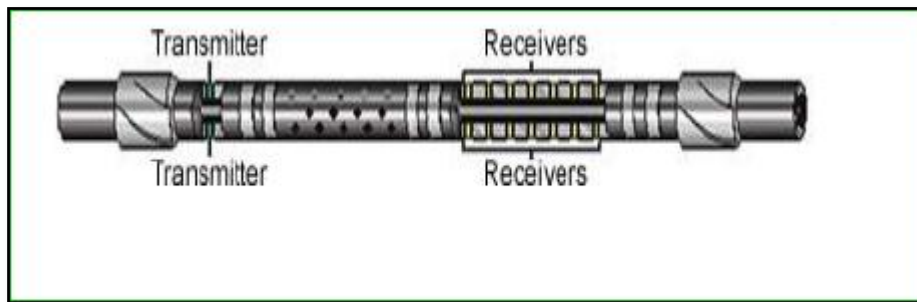
### ❖ Principe de diagraphie sonore

Dans la pratique, le log sonore mesure le **temps de transit  $\Delta T$**  entre deux récepteurs, d'ondes longitudinales envoyées dans la formation.

Souvent le système utilisé comporte deux émetteurs et deux récepteurs couplés, ceci pour pouvoir corriger les décalages dans les temps de parcours, les effets de cave et le décentrement de l'outil.

Le temps de transit  $\Delta T$  entre les deux récepteurs se mesure en secondes par pied, s/pied.

Le  $\Delta T$  est enregistré en échelle linéaire.



**Fig. 28:** principe de fonctionnement de diagraphie sonore (M.Baghoule, IAP, 2015).

### II.4. Diagraphies de densité (RHOB)

Elles sont toutes basées sur le principe de l'intersection entre une radioactivité incidente et les composantes de la formation soumises au bombardement radioactif. La source radioactive utilisée est généralement le  $\text{Co}^{60}$  et le  $\text{Cs}^{137}$ , elle émet des rayonnements gamma qui heurtent les atomes de la formation. L'énergie des protons incidents se produise trois types d'interactions, voir le tableau :

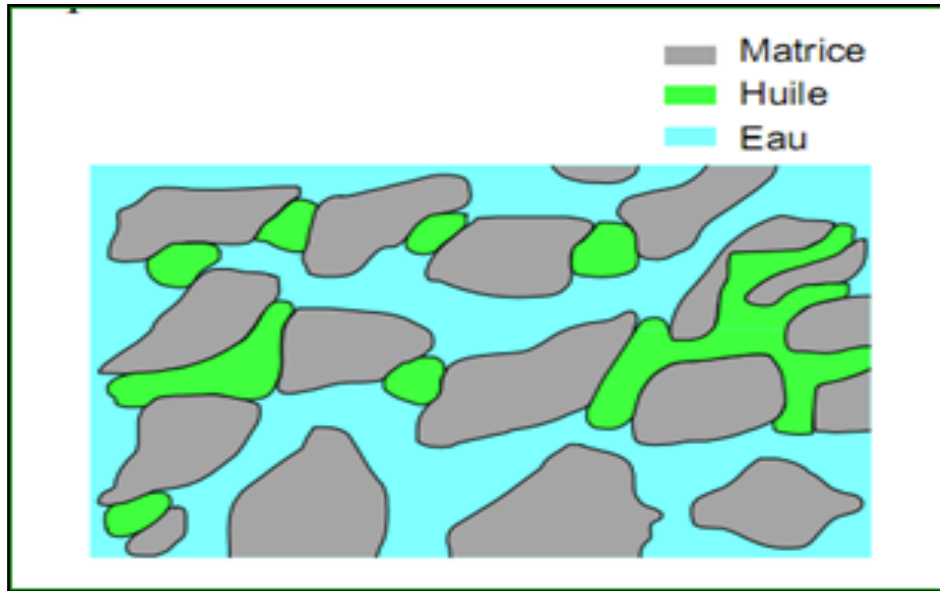
**Tableau 2 :** Les types d'interactions selon l'énergie des protons.

Types d'interactions	Valeurs d'énergie des protons
L'effet Compton	Energie entre 0.1 et 1 MeV
L'effet photoélectrique	Energie inférieur à 0.1 MeV
L'effet de production de pair	Energie supérieur au 1.01 MeV

La sensibilité de l'échelle des courbes de densité enregistrées est entre 1.95 et 2.95 g/cm<sup>3</sup>.

## II.5. La saturation en eau

Par définition la saturation est le rapport du volume du fluide considéré sur le volume total des pores.



**Fig.29.** représente la saturation dans la roche (IFP, 2009).

La saturation en eau est écrite :

$$S_w = V_w / V_p \quad (12)$$

$S_w$  : Saturation en eau ;  $V_w$  : Volume d'eau ;  $V_p$  : Volume des pores.

La somme des saturations dans la roche égale à 1 c'est-à-dire :

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (13)$$

$S_o$  : Saturation en huile ;  $S_g$  : Saturation en gaz.

La formule suivante relie entre la résistivité de l'eau de formation, la porosité et la saturation (d'après la loi d'Archie) :

$$R = F \times R_w / S_w^2 \quad (14)$$

$R$  : Résistivité ;  $R_w$  : Résistivité de l'eau.

### III. PREPARATION DE LA BASE DE DONNEES

On a prie les diagraphies dans les intervalles qu'ont présent de perméabilité mesurée sur carotte, et on construit une matrice avec les données manquantes, voir le tableau suivant :

**Tableau 3:** Tableau illustre les diagraphies dans les intervalles de la perméabilité mesurée et la perméabilité manquante.

DEPTH	HCAL	PHIE	SW	TNPCC	DTCC	RHOCC	AHO10CC	AHO90CC	GRCC	CGRCC	POTACC	THORCC	Perm core
3114.9036	6.1086	0.0957	0.5578	0.2380	81.0338	2.5177	1.8266	1.9601	117.3430	93.9445	4.2666	7.8065	16.7487
3115.0560	6.1086	0.0316	1.0000	0.2568	80.9494	2.5368	2.0817	2.1358	135.9050	108.0130	4.7757	9.5165	13.4725
3115.2084	6.0862	0.0339	1.0000	0.2501	80.6691	2.5425	2.5234	2.4918	137.1370	106.4220	4.7349	9.3007	19.0832
3115.3608	6.0862	0.0855	0.4928	0.2240	79.5777	2.5316	3.0842	3.0296	135.9510	105.1230	4.6832	9.1617	13.4725
3115.5132	6.0862	0.0756	0.5586	0.2112	79.2524	2.5364	2.9081	2.8229	126.9710	97.3695	4.3182	8.5678	-999.0000
3115.6656	6.0862	0.0818	0.5782	0.2174	81.2512	2.5369	2.3683	2.3370	123.6930	98.9838	4.3801	8.7504	15.5424
3115.8180	6.1086	0.0383	1.0000	0.2462	83.7449	2.5403	1.8444	1.9190	132.3340	102.3960	4.5031	9.1228	13.1193
3115.9704	6.0862	0.0145	1.0000	0.2918	86.8819	2.5202	1.8658	1.8808	131.7920	115.0940	5.5424	8.3010	-999.0000
3116.1228	6.1310	0.0000	1.0000	0.3453	89.2035	2.5110	2.0361	2.1193	140.3050	116.8250	5.5926	8.4595	17.2489
3116.2752	6.1758	0.0000	1.0000	0.3565	91.7905	2.5117	1.5989	1.6020	136.1660	115.9850	5.5551	8.2844	-999.0000
3116.4276	6.1086	0.0000	1.0000	0.3468	93.0665	2.5458	1.1099	1.2130	143.6300	117.5290	5.6377	8.5153	-999.0000
3116.5800	6.1086	0.0000	1.0000	0.3190	93.0370	2.5633	0.9832	1.0013	144.0460	112.4910	5.3390	8.3879	-999.0000
3116.7324	6.0974	0.0000	1.0000	0.3265	93.3286	2.5630	1.0255	1.0147	144.8670	113.3950	5.3744	8.5124	-999.0000
3116.8848	6.1534	0.0000	1.0000	0.3361	93.8799	2.5459	1.0884	1.1275	138.6330	113.0890	5.3288	8.4931	17.4157
3117.0372	6.1310	0.0000	1.0000	0.3538	92.9204	2.5422	1.2639	1.2934	141.1050	111.7900	5.2591	8.4805	-999.0000
3117.1896	6.1086	0.0000	1.0000	0.3814	90.7384	2.5597	1.5289	1.4808	137.2300	112.7860	5.2796	8.7161	17.6903
3117.3420	6.0862	0.0000	1.0000	0.3686	89.3533	2.5730	1.9539	1.7793	139.5270	111.6120	5.2433	8.5973	17.1018
3117.4944	6.0638	0.0000	1.0000	0.3262	87.7911	2.5812	2.2994	2.0920	141.1740	111.8370	5.2527	8.6697	-999.0000
3117.6468	6.0862	0.0000	1.0000	0.3093	85.1298	2.5651	2.3781	2.2689	142.6220	109.5570	5.1526	8.4147	17.1018

Perméabilité non mesurée

La valeur de (-999.0000) illustrée dans le tableau, présente **la valeur de perméabilité dans les intervalles non carottés**, qui présent **l'objectif de notre étude**, d'estimer les valeurs de perméabilité dans ces intervalles par **les Réseaux de Neurones Artificiels**.

### IV. Les logiciels utilisés

Pour arriver à estimer la perméabilité, il faut utiliser les Softs suivants :

#### IV.1. Logiciel d'Excel (2007)

Ce logiciel qui est un tableau a été utilisé essentiellement pour la saisie et la gestion des fichiers des données. Les fichiers de données diagraphie de tout le réservoir ont été faits au préalable à l'aide de ce logiciel. En générale, il a été utilisé pour certains calculs.

Dans notre étude on a utilisé ce logiciel pour la collection des données. (Données de diagraphie et les données de carotte (voir tableau 3)).

#### IV.2. Logiciel de Techlog (2011.1)

Techlog fournit une principale plateforme de logiciel de puits d'industrie qui fournit à des petrophysiciens, des geoscientists et à des ingénieurs entièrement intégrée, interactif, facile d'utiliser l'outil d'analyse pour l'interprétation de tous les types de données de puits (par exemple carottes, logs, images, photos...). Ces différentes disciplines peuvent collaborer

efficacement en accédant et en incorporant aux mêmes données aux déroulements des opérations ; de ce fait entièrement profitant des investissements précédents de données.

Sert à utiliser le toolbox neural network dans notre étude d'après la commande de K mode.

## V. Elaboration de modèle par les Réseaux de Neurones Artificiels

L'élaboration d'un modèle de Réseau de Neurone Artificiel, c'est la détermination de nombre de Neurones dans chaque couche (la couche d'entrée, la couche cachée et la couche de sortie).

### V.1. Identification des paramètres de la couche d'entrée (In Put)

On a commencé par toutes les 13 logs au fur et à mesuré, on change le nombre d'entres et on suie les performances du modèle qui sont :

➤ **Erreur Quadratique Moyenne, Root Mean Square Error (RMSE)**

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum (Y_{iobs} - Y_{isim})^2} \quad (15)$$

Quand le RMSE est proche de zéro signifie que le modèle est très bon.

➤ **Coefficient de Corrélacion (CC)**

$$CC = \frac{\frac{1}{N} \sum (Y_{iobs} - Y_{isim})(Y_{iobs} - Y_{isim})}{\sqrt{\frac{1}{N} \sum (Y_{iobs} - Y_{isim})^2} \sqrt{\frac{1}{N} \sum (Y_{iobs} - Y_{isim})^2}} \quad (16)$$

Où :

***Y<sub>isim</sub>*** : la valeur estimée.

***Y<sub>iobs</sub>*** : la valeur observée.

***N*** : Nombre d'effectifs

La couche d'entrée est composée de Sept (07) variables explicatives qui sont :

1. Densité
2. Résistivité.
3. Gamma Ray.
4. Sonique.
5. Porosité effective.
6. Porosité Neutron.
7. Saturation en eau.

On a fixé et adapter ce nombre de neurones et les variables en fonction des performances des résultats.

**V.2. Identification de nombre de neurones dans la couche cachée (Hidden layer)**

Cette couche qui consiste le biote noire du modèle et on change interactivement le nombre de neurones dans cette couche et on suie les performances graphiques et numériques du modèle.

On a commencé par un seul neurone dans la couche cachée puis on change le nombre des neurones à deux neurones, (15 tentatives), puis on a validé le modèle par 9 neurones, le tableau suivant représente les tentatives pour la validation de modèle :

**Tableau 4 :** les tentatives de validité de modèle de Réseaux de Neurones Artificiels.

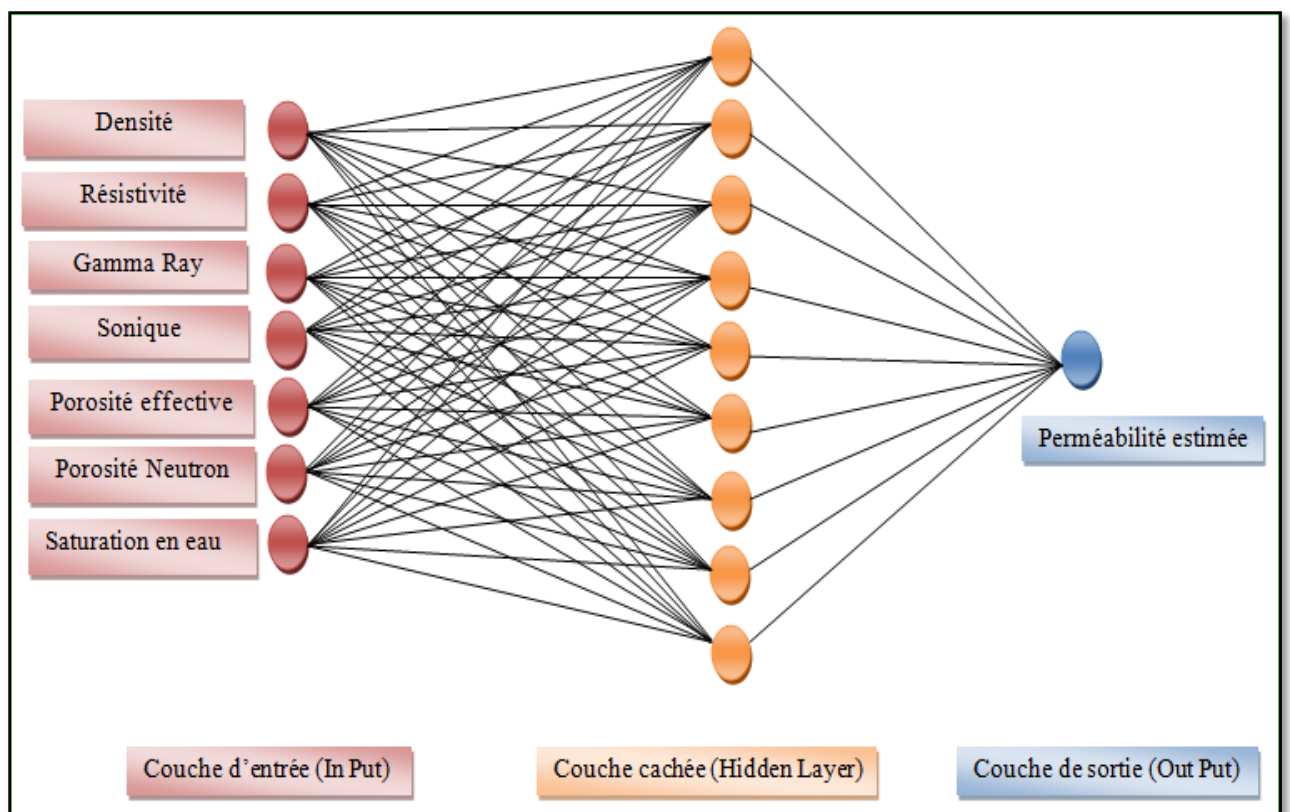
N° de couche caché	Erreur d'apprentissage	Erreur de validation
1	0.7216	puits 1 0.3691
1		puits 2 0.5532
1		puits 3 0.2285
1		puits 5 1.291
1		puits 6 0.9927
2		0.7257
2	puits 2 0.525	
2	puits 3 0.2223	
2	puits 5 1.29	
2	puits 6 1.0232	
3	0.7363	
3		puits 2 0.5378
3		puits 3 0.2079
3		puits 5 1.3028
3		puits 6 1.0519
4		0.7119
4	puits 2 0.5238	
4	puits 3 0.2663	
4	puits 5 1.2829	
4	puits 6 0.9676	
5	0.7532	
5		puits 2 0.5626
5		puits 3 0.2096
5		puits 5 1.3106
5		puits 6 1.0948
6		0.7258
6	puits 2 0.5455	
6	puits 3 0.2359	
6	puits 5 1.2837	
6	puits 6 1.0192	
7	0.734	
7		puits 2 0.5487
7		puits 3 0.2301
7		puits 5 1.2918
7		puits 6 1.0438
8		0.7235
8	puits 2 0.5382	
8	puits 3 0.2379	
8	puits 5 1.2807	
8	puits 6 1.0182	
9	0.7419	
9		puits 2 0.5529
9		puits 3 0.1859
9		puits 5 1.3094
9		puits 6 1.0623
10		0.723
10	puits 2 0.5281	
10	puits 3 0.258	
10	puits 5 1.2778	
10	puits 6 1.0215	
11	0.7543	
11		puits 2 0.5673
11		puits 3 0.2047
11		puits 5 1.3113
11		puits 6 1.09664
12		0.7438
12	puits 2 0.5568	
12	puits 3 0.2068	
12	puits 5 1.3121	
12	puits 6 1.06147	
13	0.7362	
13		puits 2 0.5459
13		puits 3 0.2915
13		puits 5 1.2823
13		puits 6 1.0481
14		0.7423
14	puits 2 0.5312	
14	puits 3 0.2487	
14	puits 5 1.2931	
14	puits 6 1.0793	
15	0.7432	
15		puits 2 0.555
15		puits 3 0.2069
15		puits 5 1.129
15		puits 6 1.07311

### V.3. Identification de la couche sortie (Out Put)

Elle est composée d'un seul neurone qui est le variable à estimé (la perméabilité).

### V.4. L'architecteur du modèle de Réseau de Neurone Artificiel

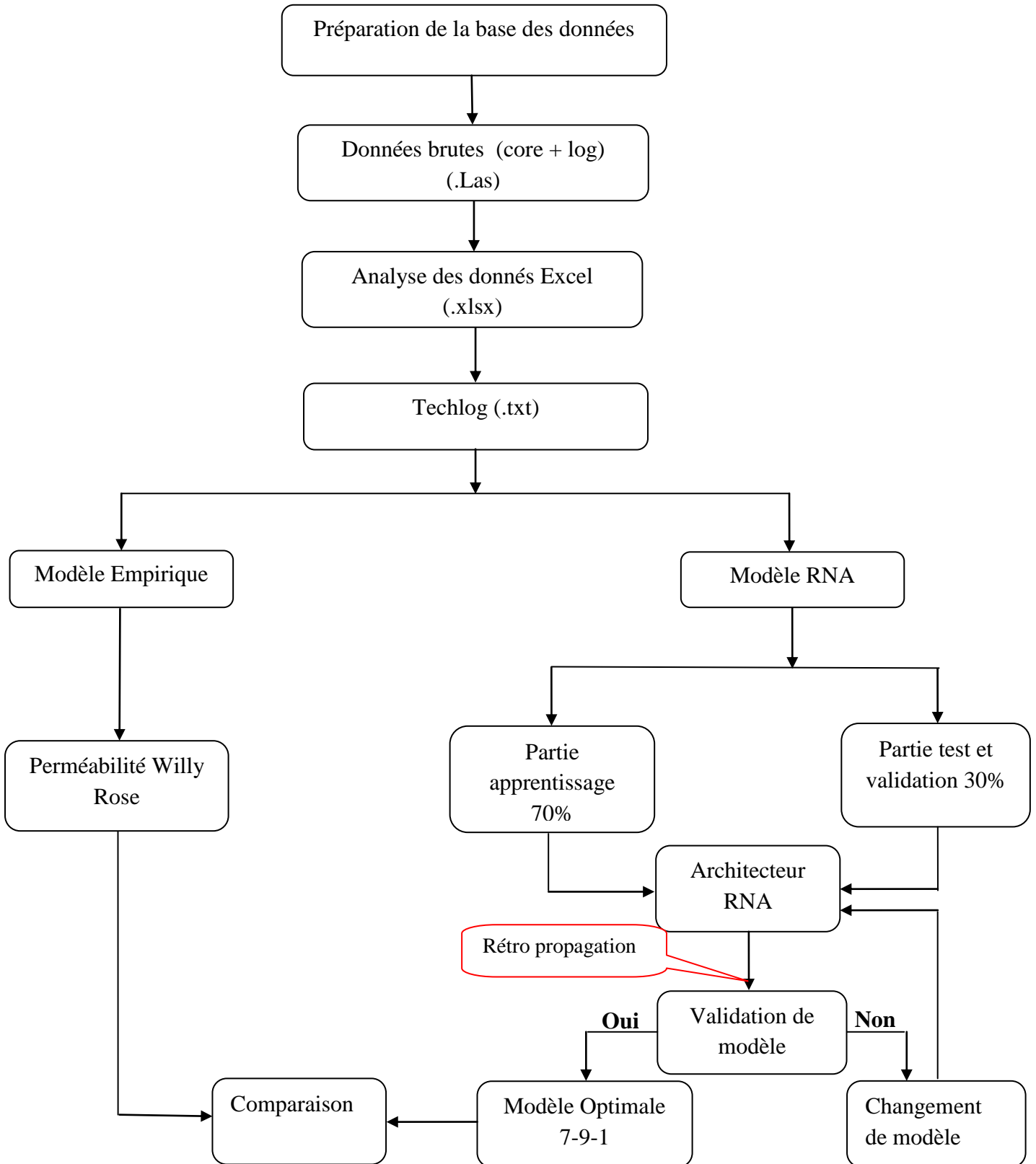
Le choix de l'architecteur se fait à partir les indices de performance, la figure suivante représente le modèle du Réseau de Neurone Artificiel utilisé pour l'estimation de perméabilité dans les intervalles non mesurés, composé de 07 neurones dans la couche entrée, avec une fonction de transfère « sigmoïdale » vers la couche cachée qui contient 09 neurones et une autre fonction « linéaire » vers la couche sortie qui contient un seul neurone, où les indices de performances sont parfaits.



**Fig. 30:** Architecture du modèle de Réseau de Neurone Artificiel élaboré pour estimer K.

**Conclusion**

On a résumé les étapes de modélisation par cet organigramme



**Fig. 31:** Organigramme explicatif de déroulement de l'estimation de perméabilité.

---

## Chapitre IV

# Résultats et Discussion

---

*Dans ce dernier chapitre nous discutons les résultats de nos modèles :*

*Le modèle empirique « Wyllie Rose » et le modèle de Réseaux de Neurones Artificiels.*

*En suite, nous comparons ces résultats avec la carotte qu'est le repère de nos résultats.*



## Introduction

L'objectif de notre étude est de créer un modèle permet d'estimer un paramètre de réservoir «la perméabilité» dans les intervalles où on ne peut pas prendre les mesures de ce paramètre, partiellement ou totalement, à cause du cout élevé de l'opération du carottage ou des problèmes géologiques ou techniques rencontrés durant l'opération de carottage.

Pour ce là on a utilisé deux différentes méthodes, l'une de ces derniers c'est de l'intelligence artificiel, qu'est les Réseaux de Neurones Artificiels, l'autre c'est une méthode empirique s'appel Wyllie-Rose.

Les résultats obtenus seront discutées ci-dessous.

### I.Modèle empirique de Wyllie- Rose

Le modèle de Wyllie Rose, est l'un des méthodes empiriques basée sur les formules mathématiques inclus dans le logiciel Techlog, à partir les entrées qui sont disponibles la porosité ( $\phi$ ) et la saturation en eau irréductible( $S_{Wirr}$ ).de l'équation suivante :

$$\text{Perm}=K_W*\frac{\text{PHI}^d}{S_{W^e}} \quad (17)$$

Où:

Perm : perméabilité.

d ; e ;  $K_W$  : sont les constant de Timur .

Où: d= 4.4 ;e =2 ;  $K_W=3400$  en huile ;  $K_W=340$  en gaz.

**Remarque 1 :** on a utilisé la moyenne géométrique pour calculer la moyenne de la perméabilité (qui suie loi de distribution lognormal), parceque toutes les moyennes, indique la tendance centrale ou typique d'une série de valeurs.Il nous a permet de réduire l'influence des observations les plus grandes d'une série de valeurs et d'augmenter celle des plus petites (mais ce en moindre mesure que pour la moyenne harmonique.

**Remarque 2 :** la comparaison graphique entre  $K_{W-R}$  et  $K_{core}$  dans les puits se fait à partir des valeurs de perméabilité (**Axe de Y**) et le nombre d'observations (**Axe de X**).

➤ **Comparaison statistique et graphique entre la perméabilité de Wyllie Rose et de carotte**

❖ **Le puits NM1**

**Tableau 5** : Comparaison statistique entre la perméabilité de Wyllie-Rose/carotte du puits NM1

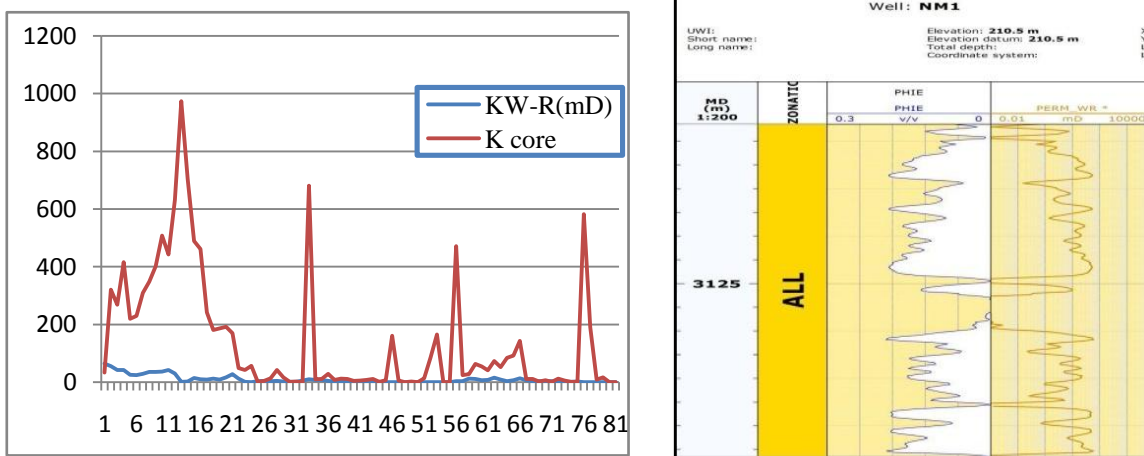
Puits NM1		
Perméabilité	Mesuré par Carotte (md)	Estimé par Wyllie-Rose (md)
La moyennegéométrique	3.69	2.57
Ecartype	51.61	15.45
Coefficient de corrélation	0.01	

A partir du tableau on observe que :

Les paramètres statistiques (écart type e et la moyenne géométrique) sont très élevés à la carotte par rapport au Wyllie-Rose.

Dans laboratoire et avec les conditions idéales, on a pris la mesure directe sur carotte à partir plusieurs tentatives pour prendre la meilleure valeur de perméabilité.

A Wyllie-Rose, on a essayé de trouver une perméabilité proche à la perméabilité carotte (le repère) à partir des données pétrophysiques. La variation entre la perméabilité estimée et mesurée d’après une valeur très faible de coefficient de corrélation (CC=0.01).la moyenne géométrique est en fonction d’effectifs, où elle est très faible dans WR et très élevée dans la carotte (pas d’échantillonnage), à cause des facteurs (les argiles : état du TAGI, crédibilité des données pétrophysiques, type de boue, appareillage...)



**Fig. 32** : Résultats de l’estimation de  $K_{W-R}$  et comparaison entre  $K_{W-R}$  et  $K_{core}$  du puits NM1.

❖ Le puits NM2

**Tableau 6 :** Comparaison statistique entre la perméabilité de Wyllie-Rose/carotte du puits NM2

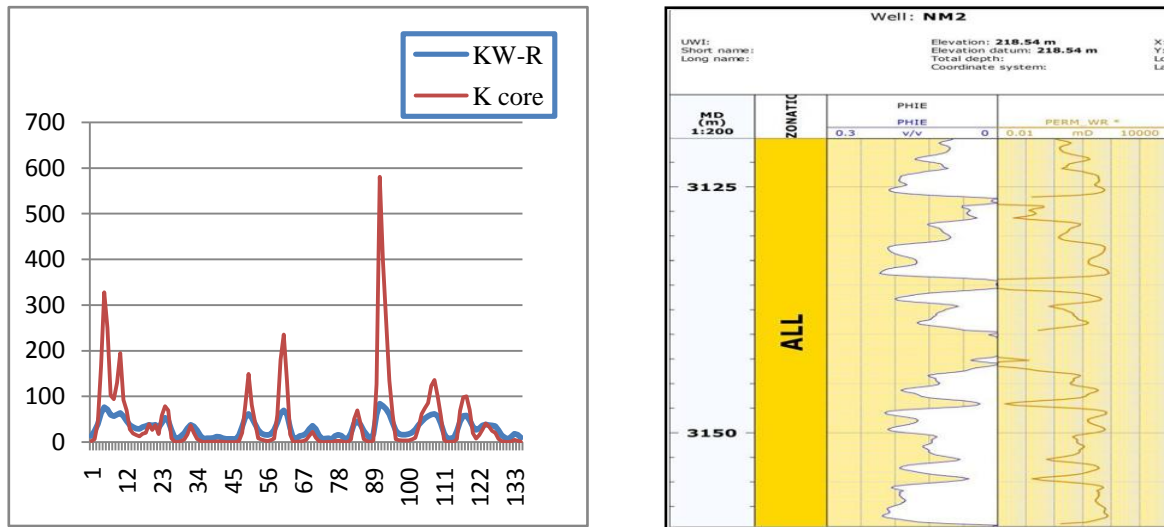
Puits NM2		
Perméabilité	Mesuré par Carotte	Estimé par Wyllie-Rose
La moyennegéométrique	8.00	3.00
Ecartype	81.50	20.55
Coefficient de corrélation	0.33	

A partir du tableau on observe que :

Les paramètres statistiques (écart type e et la moyenne géométrique) sont très élevés à la carotte par apport au Wyllie-Rose.

Dans laboratoire et avec les conditions idéales, on a pris la mesure directe sur carotte à partir plusieurs tentatives pour prendre la meilleure valeur de perméabilité.

A Wyllie-Rose, on a essayé de trouver une perméabilité proche à la perméabilité carotte (le repère) à partir des données pétrophysiques. La variation entre la perméabilité estimée et mesurée d’après une faible valeur de coefficient de corrélation (CC=0.33).la moyenne géométrique est en fonction d’effectifs, où elle est très faible dans WR et très élevée dans la carotte (pas d’échantillonnage), à cause des facteurs (les argiles : état du TAGI, crédibilité des données pétrophysiques, type de boue, appareillage...).



**Fig. 33 :** Résultats de l’estimation de  $K_{W-R}$  et comparaison entre  $K_{W-R}$  et  $K_{core}$  du puits NM2.

## ❖ Le puits NM3

**Tableau 7 :** Comparaison statistique entre la perméabilité de Wyllie-Rose/carotte du puits NM3

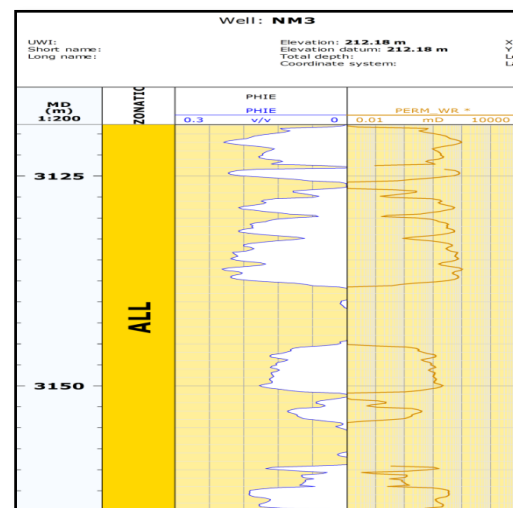
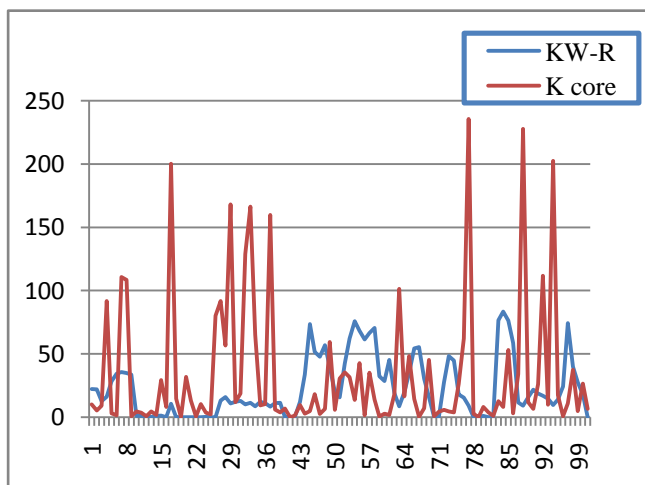
Puits NM3		
Perméabilité	Mesuré par Carotte	Estimé par Wyllie-Rose
La moyennegéométrique	10.08	1.73
Ecartype	53.08	23.09
Coefficient de corrélation	0.59	

A partir du tableau on observe que :

Les paramètres statistiques (écart type e et la moyenne géométrique) sont très élevés à la carotte par rapport au Wyllie-Rose.

Dans laboratoire et avec les conditions idéales, on a pris la mesure directe sur carotte à partir plusieurs tentatives pour prendre la meilleure valeur de perméabilité.

A Wyllie-Rose, on a essayé de trouver une perméabilité proche à la perméabilité carotte (le repère) à partir des données pétrophysiques. La variation entre la perméabilité estimée et mesurée d'après une valeur peu élevée de coefficient de corrélation ( $CC=0.59$ ). la moyenne géométrique est en fonction d'effectifs, où elle est très faible dans WR et très élevée dans la carotte (pas d'échantillonnage), à cause des facteurs (les argiles : état du TAGI, crédibilité des données pétrophysiques, type de boue, appareillage...).

**Fig. 34 :** Résultats de l'estimation de  $K_{W-R}$  et comparaison entre  $K_{W-R}$  et  $K_{core}$  du puits NM3.

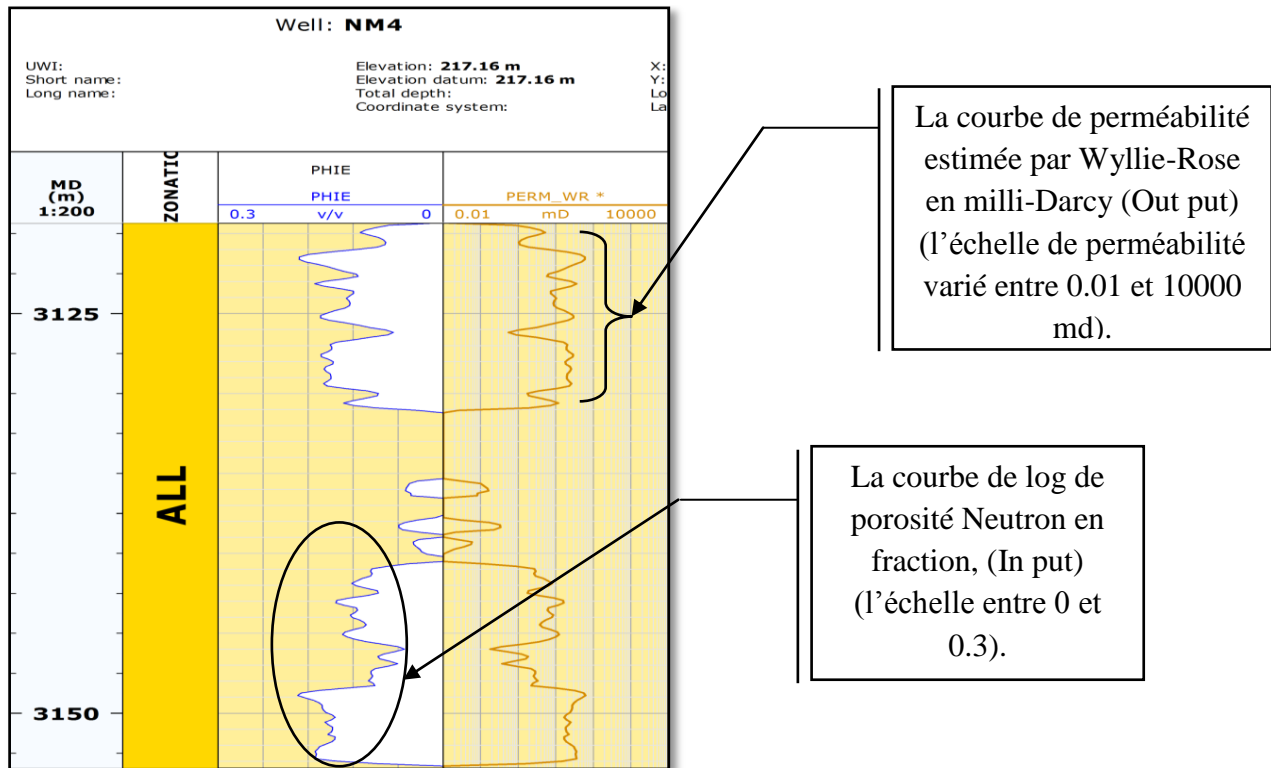
❖ Le puits NM4

**Tableau 8 :** Résultat d'estimation de perméabilité par Wyllie-Rose du puits NM4

Puits NM4 (absence de carotte)	
Perméabilité	Estimé par Wyllie-Rose
La moyennegéométrique	0.01
Ecartype	12.97
Coefficient de corrélation	-

On ne peut pas faire une comparaison entre la perméabilité de carotte et perméabilité de Wyllie-Rose, car la carotte dans ce puits est totalement absente. On a uniquement la perméabilité estimée par Wyllie Rose.

Pour l'estimation de perméabilité par Wyllie-Rose, il est besoin le log de porosité neutron (PHIE) et la saturation en eau comme des entrés (In put) (voir la figure 35).



**Fig. 35 :** Résultats d'estimation de perméabilité par Wyllie-Rose du puits NM4.

❖ Le puits NM5

**Tableau 9 :** Comparaison statistique entre les perméabilités Wyllie-Rose/carotte du puits NM 5

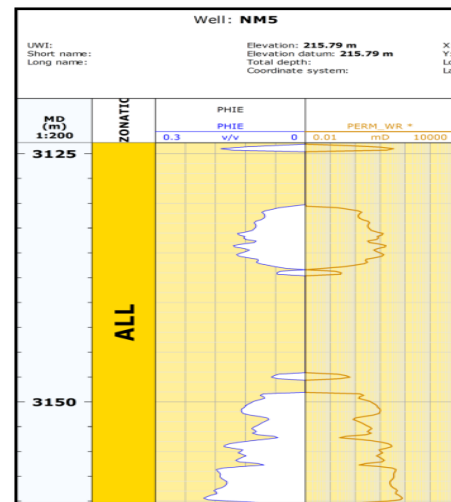
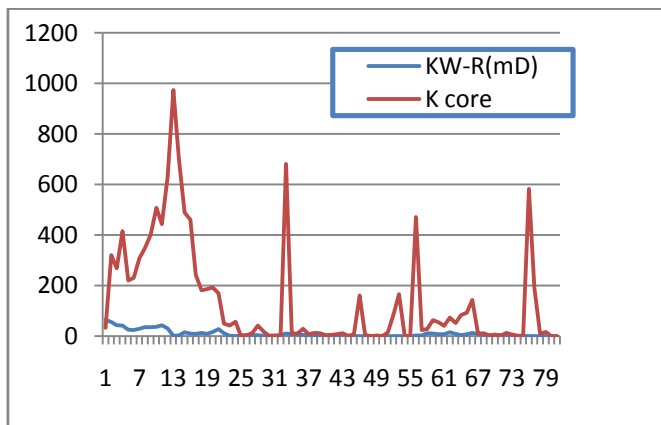
Puits NM5		
Perméabilité	Mesuré par Carotte (md)	Estimé par Wyllie-Rose (md)
La moyennegéométrique	21.55	2.34
Ecartype	206.60	12.71
Coefficient de corrélation	0.4	

A partir du tableau on observe que :

Les paramètres statistiques (écart type e et la moyenne géométrique) sont très élevés à la carotte par rapport au Wyllie-Rose.

Dans laboratoire et avec les conditions idéales, on a pris la mesure directe sur carotte à partir plusieurs tentatives pour prendre la meilleure valeur de perméabilité.

A Wyllie-Rose, on a essayé de trouver une perméabilité proche à la perméabilité carotte (le repère) à partir des données pétrophysiques. La variation entre la perméabilité estimée et mesurée d’après une valeur très faible de coefficient de corrélation (CC=0.4).la moyenne géométrique est en fonction d’effectifs, où elle est très faible dans WR et très élevée dans la carotte (pas d’échantillonnage), à cause des facteurs (les argiles : état du TAGI, crédibilité des données pétrophysiques, type de boue, appareillage...).



**Fig. 36 :** Résultats de l’estimation de  $K_{W-R}$  et comparaison entre  $K_{W-R}$  et  $K_{core}$  du puits NM5.

## ❖ Le puits NM6

**Tableau 10** : Comparaison statistique entre la perméabilité de Wyllie Rose/carotte du puits NM6.

PUITS NM6		
Perméabilité	Mesuré par Carotte (md)	Estimé par Wyllie-Rose (md)
La moyennegéométrique	43.58	0.003
Ecartype	178.92	28.17
Coefficient de corrélation	0.5	

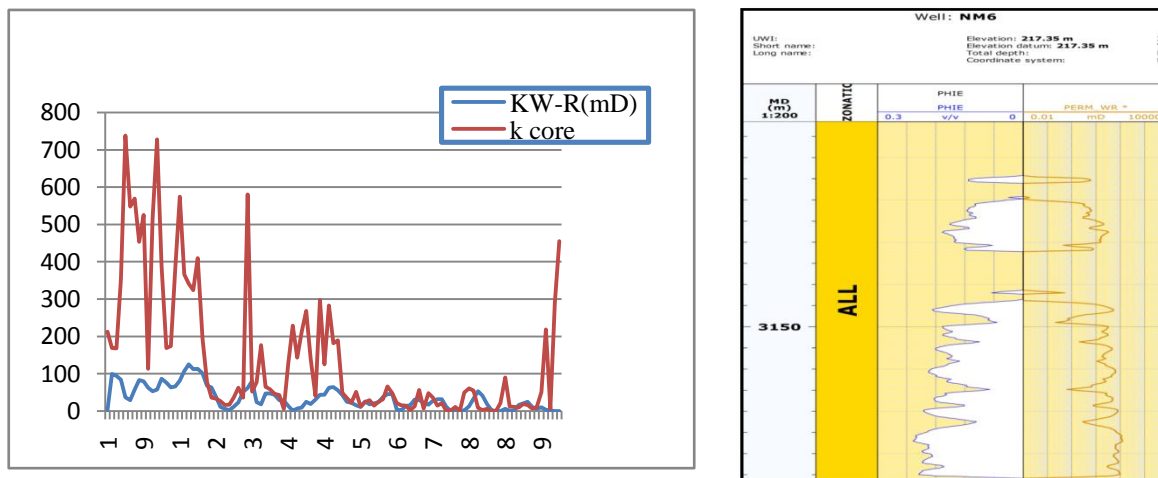
A partir du tableau on observe que :

Les paramètres statistiques (écart type e et la moyenne géométrique) sont très élevés à la carotte par apport au Wyllie-Rose.

Dans laboratoire et avec les conditions idéales, on a pris la mesure directe sur carotte à partir plusieurs tentatives pour prendre la meilleure valeur de perméabilité.

A Wyllie-Rose, on a essayé de trouver une perméabilité proche à la perméabilité carotte (le repère) à partir des données pétrophysiques. La variation entre la perméabilité estimée et mesurée d'après une valeur peu élevée de coefficient de corrélation (CC=0.5).la moyenne géométrique est en fonction d'effectifs, où elle est très faible dans WR et très élevée dans la carotte (pas d'échantillonnage), à cause des facteurs (les argiles : état du TAGI, crédibilité des données pétrophysiques, type de boue, appareillage...).

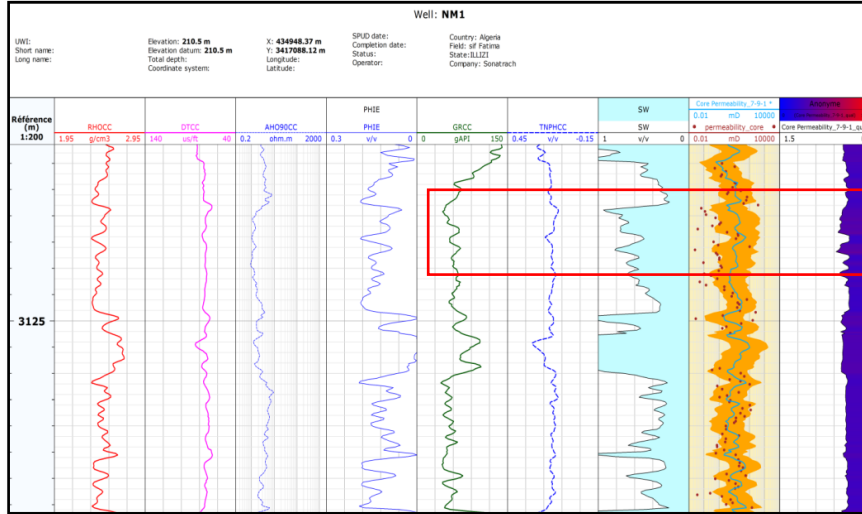
La comparaison graphique

**Fig. 37** : Résultats de l'estimation de  $K_{W-R}$  et comparaison entre  $K_{W-R}$  et  $K_{core}$  du puits NM6.

## II. Le modèle de Réseaux de Neurones Artificiels (RNA)

### ➤ Comparaison statistique et graphique entre la perméabilité de RNA et de carotte

#### ❖ Le puits NM1



La courbe de log GR est élevée+la SW≈1+ la tendance de points rouges hors l'intervalle de confiance+la variation de la couleur dans la courbe de qualité (vers le rouge).

Fig. 38 : Résultats de la perméabilité estimée par RNA de puits NM1.

Tableau 11: Comparaison statistique entre la perméabilité RNA / carotte puits du puits NM1.

Puits NM1		
Perméabilité	Mesuré par Carotte (md)	Estimé par RNA (md)
La moyenne géométrique	3.69	10.78
Ecartype	51.61	16.36
Coefficient de corrélation	0.0478502	
Erreur RMSE	0.36	

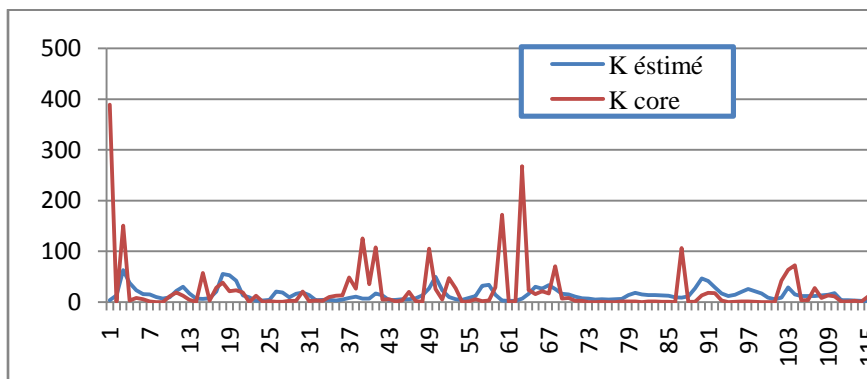


Fig. 39 : comparaison graphique de  $K_{RNA}$  avec  $K_{core}$  de puits NM1.



Dans ce puits, on a fait une estimation de perméabilité dans des intervalles non carottés par exemple entre les intervalles de 3143.0976 à 3140.3544 m de profondeur.

A partir des résultats graphiques extraits du Techlog (voir la figure 38), on a estimé la perméabilité à partir d'un modèle de RNA, qui nous a permis de trouver la perméabilité dans les intervalles non carottés de ce puits, la perméabilité estimée par RNA est représentée graphiquement en Vert, la validité du modèle des Réseaux de Neurones Artificiels pour l'estimation de perméabilité est représentée dans un intervalle appelé « intervalle de confiance », il est représenté graphiquement en Orange, où se trouve la courbe de perméabilité estimée (perm RNA), et la perméabilité mesurée sur carotte (des points rouges). La tendance des points rouges dans l'intervalle de confiance, exprime que la perméabilité estimée par RNA est proche de la perméabilité mesurée sur carotte, au voisinage de là on a une autre courbe qui varie entre la couleur rouge vers le bleu, c'est « la courbe de qualité » qui représente le degré d'erreur, où si la couleur est bleuâtre à bleu on dit que l'erreur est basse, c'est-à-dire le modèle de RNA utilisé pour faire l'estimation de perméabilité dans les intervalles non mesurés est un modèle satisfaisant et acceptable.

Lorsque ces points sont hors l'intervalle de confiance, indique la présence d'argile (voir la courbe du GR) qui fausse les résultats (cas de réservoir TAGI).

Le parallélisme des résultats graphiques précédemment, on a des autres résultats statistiques ou numériques, qui sont représentés (voir le tableau 11). On a observé que l'erreur Quadratique moyenne est très basse.  $RMSE = 0.36$ , c'est-à-dire la perméabilité estimée dans les intervalles manquants (non mesurés) dans ce puits est acceptable (le repère c'est la perméabilité mesurée dans les intervalles carottés).

La figure 43 représente une comparaison graphique entre la perméabilité estimée par RNA (en bleu) et mesurée à partir de la carotte (en rouge) en fonction du nombre d'observations sur carotte, qui montre la différence entre ces deux perméabilités (estimées par RNA et mesurée sur carotte).

❖ Le Puits NM2

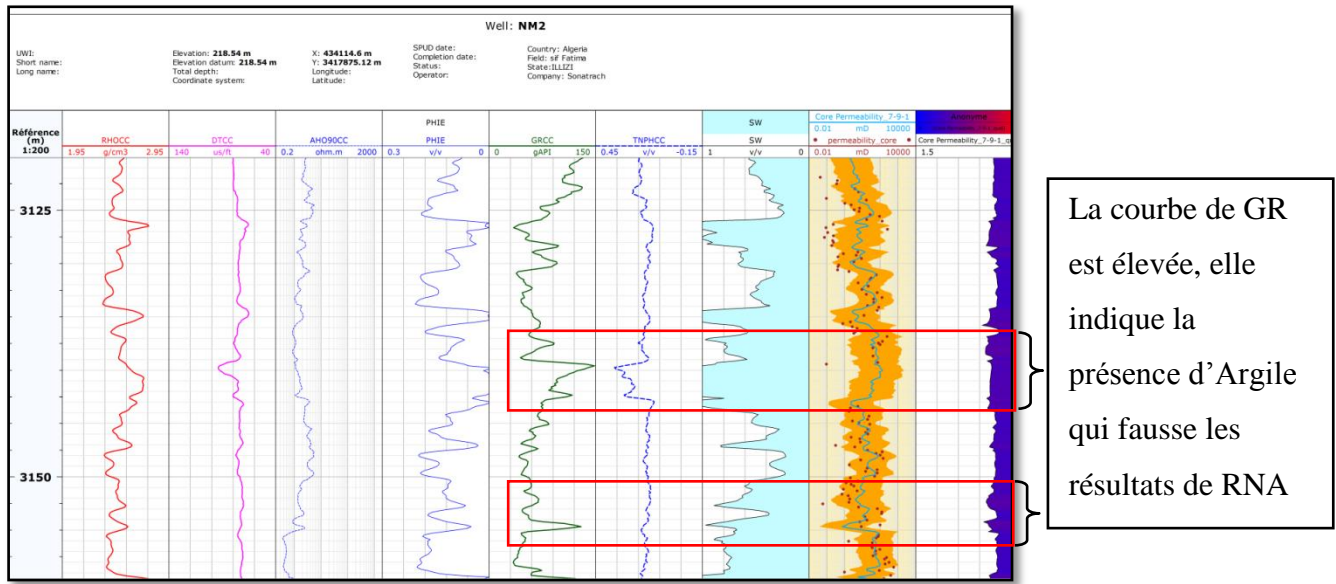


Fig. 40 : Résultats de perméabilité estimée par RNA de puits NM2.

Tableau 12: Comparaison statistique entre la perméabilité RNA / carotte puits du puits NM2.

Puits NM2		
Perméabilité	Mesuré par Carotte (md)	Estimé par RNA (md)
La moyenne géométrique	8.00	16.1
Ecartype	81.50	26.40
Coefficient de corrélation	0.5	
Erreur RMSE	0.55	

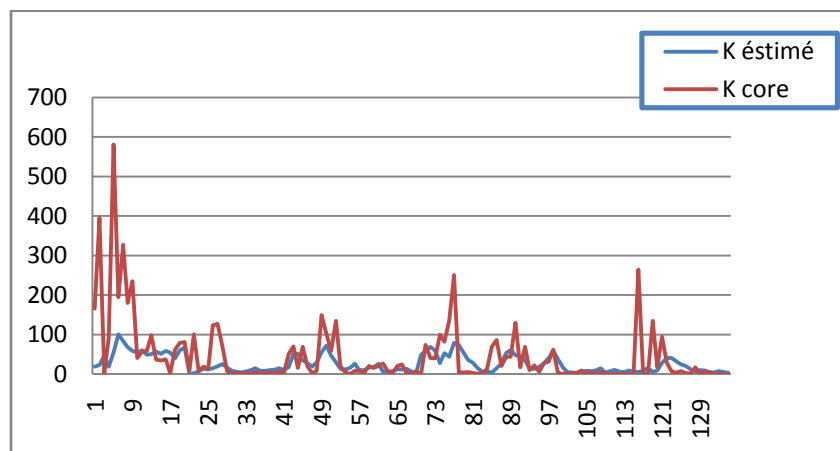


Fig. 41 : Comparaison graphique de  $K_{RNA}$  et  $K_{core}$  de puits NM 2.

Dans ce puits, on a fait une estimation de perméabilité dans des intervalles non carottée (exemple entre les intervalles de 3159.4042 à 3155.137 m de profondeur).

A partir des résultats graphiques extrait du Techlog (figure 40) , on a estimé la perméabilité à partir d'un modèle de RNA, qui nous a permet de trouver la perméabilité dans les intervalles non carotté de ce puits, la perméabilité estimée d'après RNA est représenté graphiquement en Vert, la validité de l'estimation est représenté dans un intervalle appelé « intervalle de confiance », il est représenté graphiquement en Orange, où se trouve la courbe de (Perm RNA), et la perméabilité mesuré sur carotte (des points rouges). La tendance des points rouges dans l'intervalle de confiance, exprime que la perméabilité estimée par RNA est proche de la perméabilité mesurée sur carotte, au voisinage de là on a un autre courbe varie entre la couleur rouge vers le bleu, c'est « la courbe de qualité » qui représente le degré d'erreur, où si la couleur est bleuâtre à bleu on dit que l'erreur est bas, c'est-à-dire le modèle de RNA utilisé pour faire l'estimation de perméabilité dans les intervalles non mesurés est un modèle satisfait et acceptable (le repère c'est la perméabilité mesurée sur carotte).

Les points qui se trouve hors l'intervalle de confiance, indique la présence d'argile (la courbe de Gamma Ray) qui fausse les résultats de l'estimation par RNA, car le réservoir de TAGI est un réservoir hétérogène indique un milieu de dépôt complexe c'est le milieu fluviatile, qui caractérise le réservoir TAGI (Trias Argileux Gréseux Inférieur).

Le parallélisme des résultats graphiques, sont les résultats statistiques ou numériques, qui sont représenté dans le tableau 12. On a observé que l'erreur Quadratique moyenne est un peut élevée  $RMSE = 0.55$  (l'effet de quelques facteurs par exemple l'appareillage, présence des argiles, ...).

Dans la carotte on a une valeur très élevée de l'écart type, à cause des tentatives de la mesure de perméabilité dans laboratoire aux conditions idéales pour prendre la meilleure mesure, par contre l'écart type dans les Réseaux de Neurones Artificiels est inférieur à l'écart type dans la carotte ( dans les Réseaux de Neurones Artificiels on a fait l'estimation par une seul tentative (une seul fois)).

❖ Le puits NM3

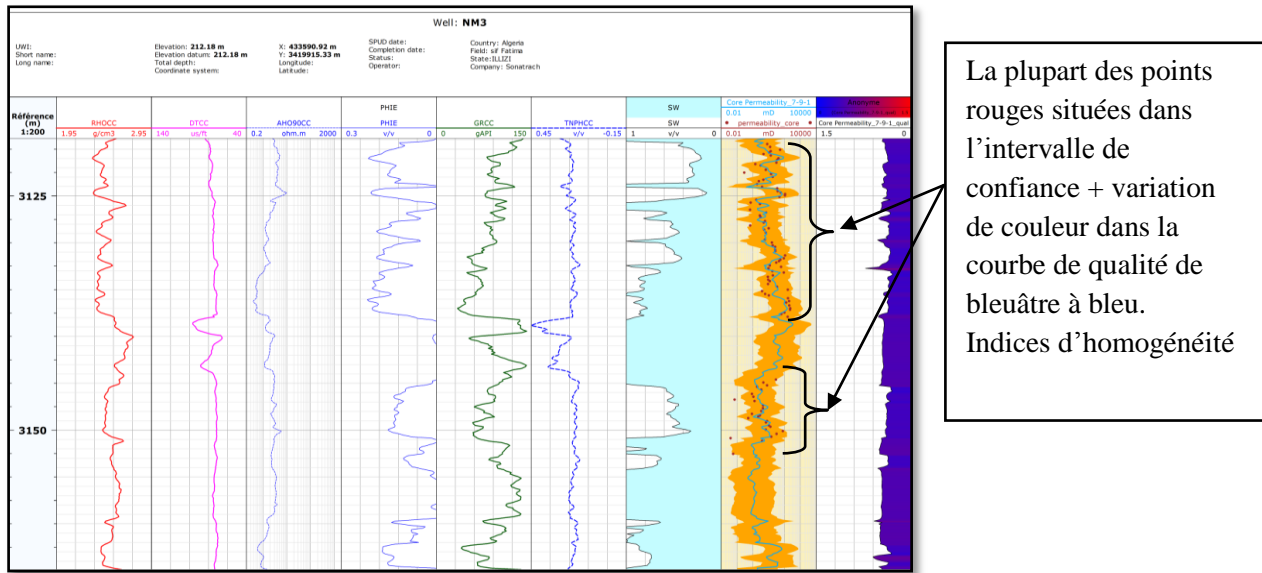


Fig. 42: Résultats de l'estimation de perméabilité par RNA de puits NM 3.

Tableau 13 : Comparaison statistique entre la perméabilité de RNA/carotte dans le puits NM3.

Puits NM3		
Perméabilité	Mesuré par Carotte (md)	Estimé par RNA (md)
La moyenne géométrique	10.08	7.6172
Ecartype	53.08	41.46
Coefficient de corrélation	0.8524	
Erreur RMSE	0.1859	

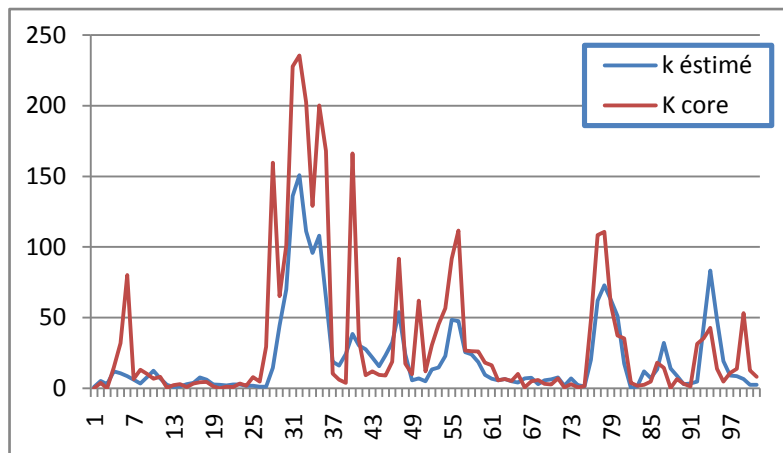


Fig. 43: comparaison graphique entre  $K_{RNA}$  et  $K_{core}$  de puits NM 3.

Comme les autres puits, le NM3 contient des intervalles où la perméabilité n'est pas mesurée (absence partielle de carotte), à partir de ce puits on a validé le modèle de RNA utilisé pour faire l'estimation de perméabilité dans les autres puits, car les indices de performance dans ce puits sont parfaits (voir tableau 13), où le coefficient de corrélation entre la perméabilité estimée par RNA et la perméabilité mesurée sur carotte (le repère) est proche de 1 ( $CC = 0.8524$ ), et l'erreur quadratique moyenne est très bas ( $RMSE = 0.1859$ ).

La validité de ce modèle est aussi évidente dans la figure 42, où la plupart des points rouges qui représente la perméabilité mesurée sur carotte sont situées dans l'intervalle de confiance (courbe en Orange) au voisinage de courbe de la perméabilité estimée par RNA (courbe en vert), et en parallèle la courbe de qualité qui montre le degré d'erreur est varié entre le bleuâtre et le bleu, donc les résultats données par le modèle de RNA sont parfaits et acceptable.

En suite on a la comparaison graphique représentée dans la figure 43 entre la perméabilité estimée par RNA et mesurée sur carotte qui confirme la validité du modèle RNA utilisé, car les deux courbes de perméabilité (estimée et mesurée) sont parallèles.

Et à partir des performances satisfaites et optimales dans ce puits on a généralisé le modèle de RNA (7-9-1) dans tous les puits (NM1, NM2, NM4, NM5 et NM6).

❖ **Le Puits NM4**

D'abord, dans ce puits il y a une absence totale de carotte (dans tous les intervalles de réservoir).

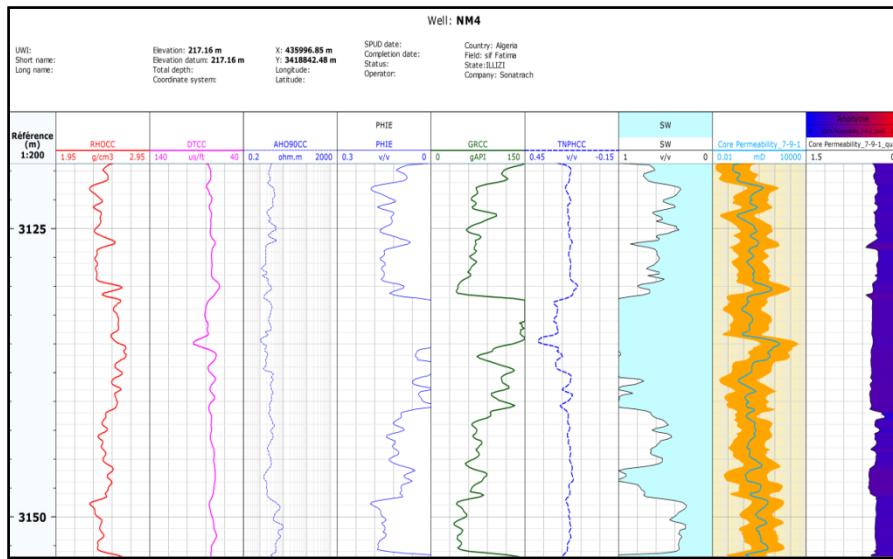


Fig. 44: Résultats de l'estimation de perméabilité par RNA de puits NM4.

**Tableau 14:** Résultats statistiques de l'estimation de perméabilité par RNA dans puits NM 4.

Puits NM4	
Perméabilité	Estimé par RNA (md)
La moyennégéométrique	4.14
Ecartype	22.42

Dans le résultat graphique, il n'ya pas une tendance des points rouges qui représente perméabilité mesuré dans l'intervalle de confiance comme les autres puits, car on n'a pas du carotte, donc à partir de courbe de qualité on a observé que l'erreur est peut élevée dans quelque intervalles (si la couleur est variée entre rouge à rougeâtre), à cause de la présence d'argile (les intervalles où le Gamma Ray est élevé), mais en générale la perméabilité estimé dans ce puits reste acceptable.

#### ❖ Les puits NM5 et NM6

On va discuter les résultats statistiques et graphiques de ces derniers puits (NM5 et NM6) ci-dessus :

**Tableau 15 :** Comparaison statistique entre la perméabilité de RNA/carotte dans puits NM 5.

Puits NM5		
Perméabilité	Mesuré par Carotte (mD)	Estimé par RNA (mD)
La moyenne géométrique	21.55	4.71
Ecartype	206.60	21.29
Coefficient de corrélation	0.50	
Erreur RMSE	1.3094	

**Tableau 16 :** Comparaison statistique entre la perméabilité de RNA/carotte dans le puits NM6

PUITS NM6		
Perméabilité	Mesuré par Carotte (mD)	Estimé par RNA (mD)
La moyenne géométrique	43.58	5.51
Ecartype	178.92	34.06
Coefficient de corrélation	0.3	
Erreur RMSE	1.0623	

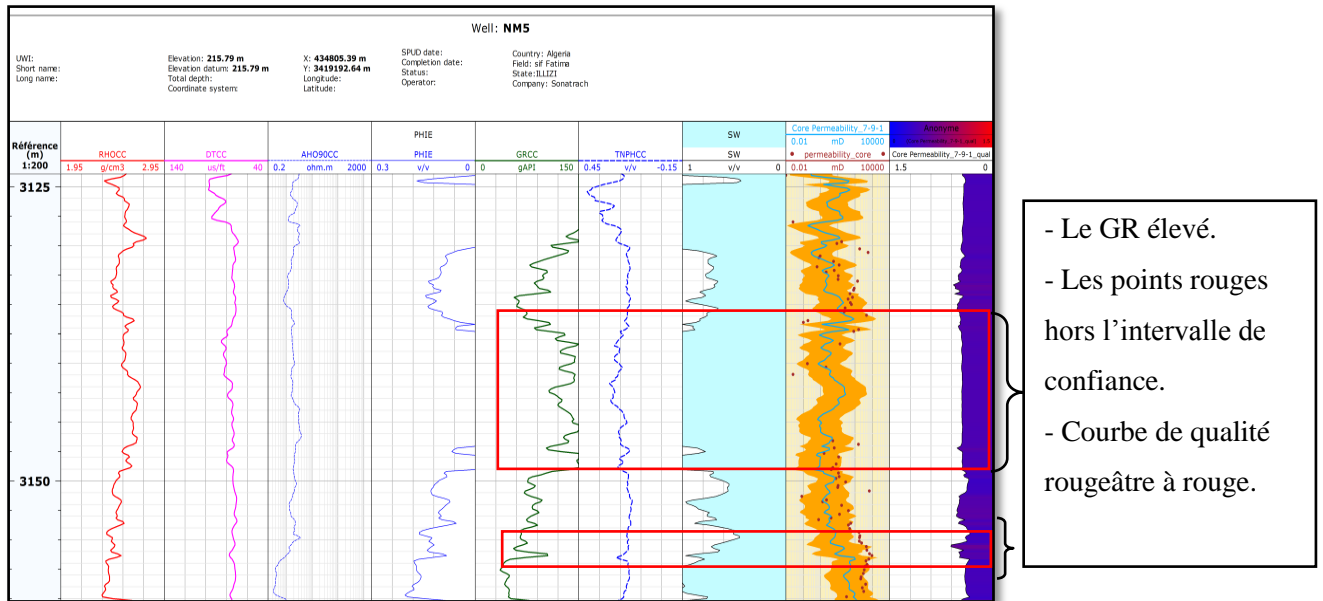


Fig. 45: Résultats de l'estimation de perméabilité par RNA de puits NM5.

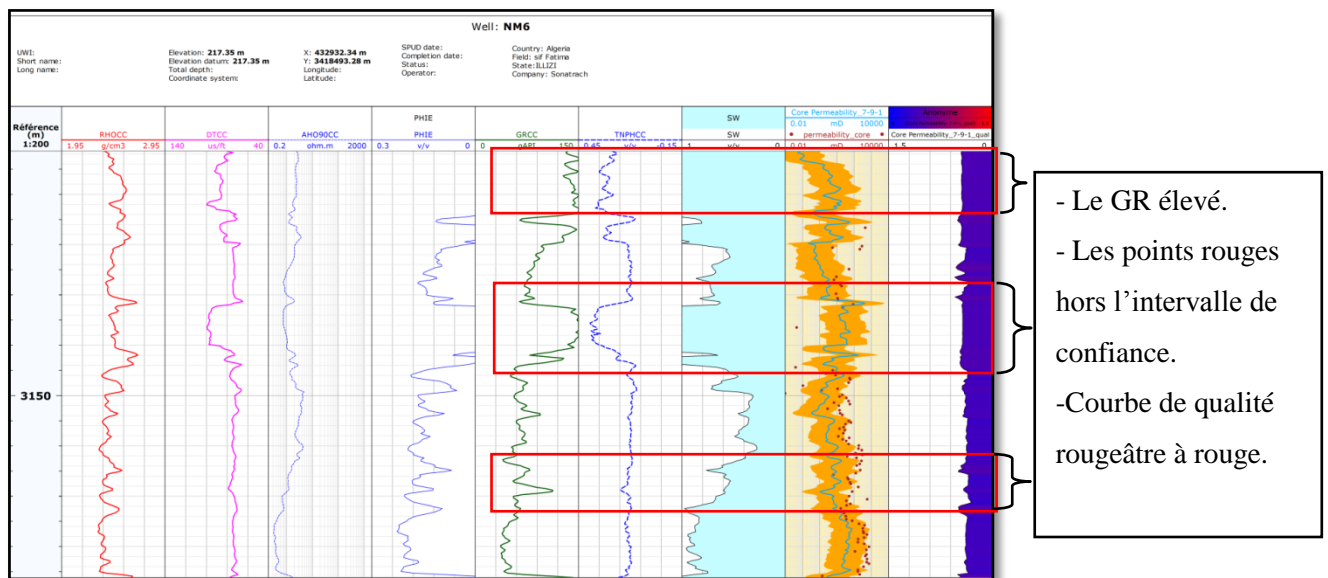


Fig. 46: Résultats de l'estimation de perméabilité par RNA de puits NM6.

Ces deux puits (NM5 et NM6), sont partiellement carottés, et pour estimer la perméabilité dans les intervalles non carottés on a utilisé le modèle RNA.

À partir des tableaux (15 et 16) de comparaison statistique entre la perméabilité estimée (perm RNA) et la perméabilité mesurée (perm carotte) de ces puits on a observé que :

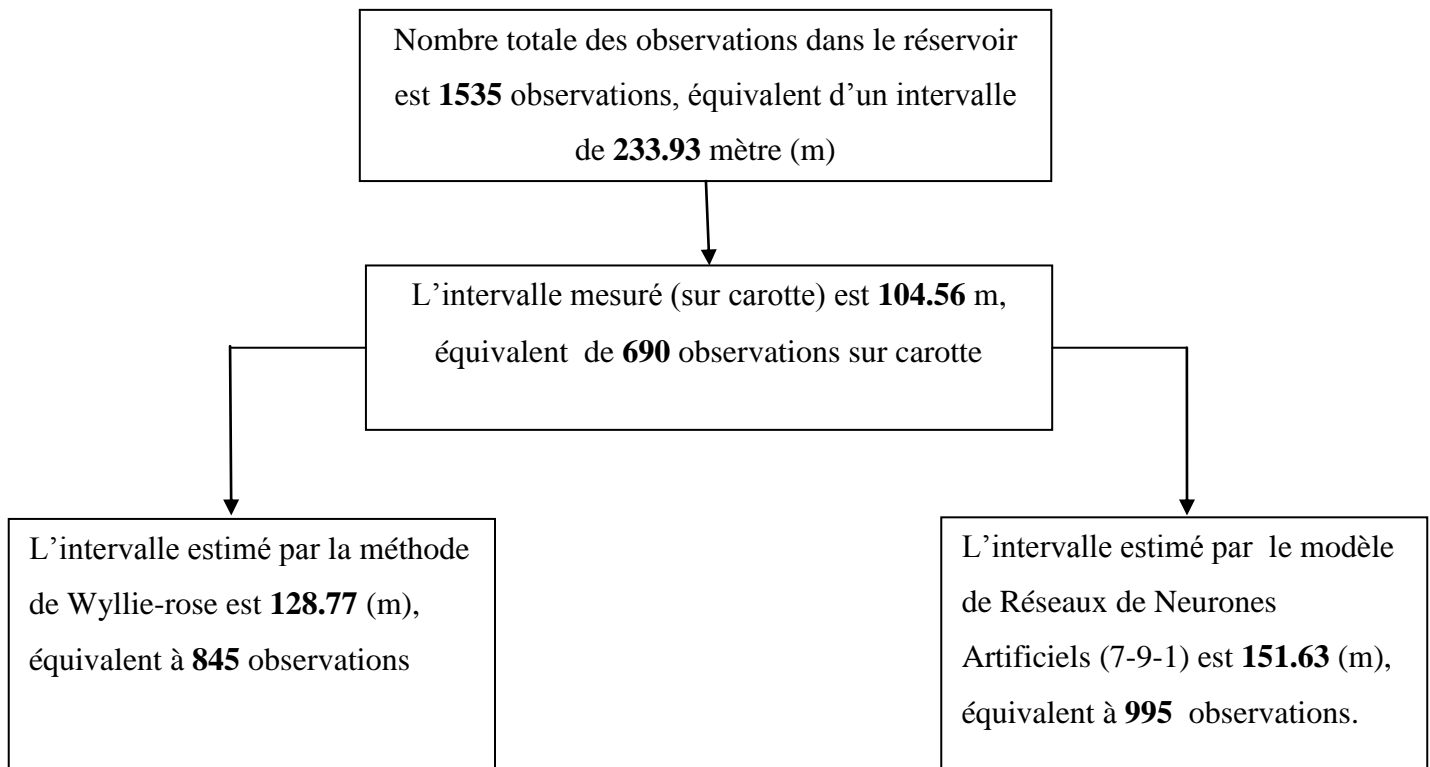
L'erreur quadratique moyenne (RMSE) est très élevée dans les deux puits par rapport aux autres puits (RMSE = 1.3094 pour NM5, RMSE = 1.0623 pour NM6), avec un coefficient de corrélation faible (CC = 0.50 pour NM5, CC = 0.3 pour NM6).





## Conclusion

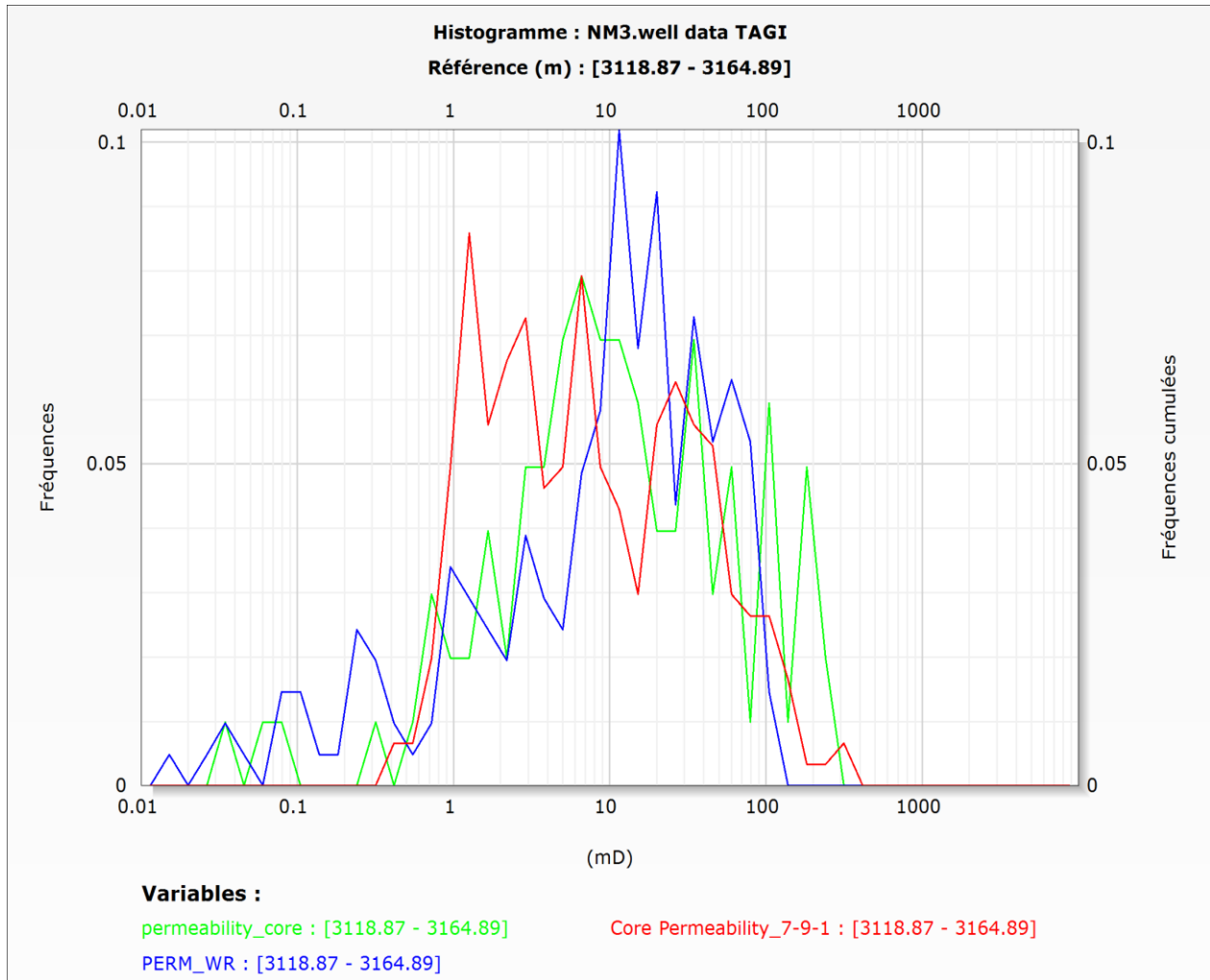
On peut conclure ces résultats sous forme d'organigramme :



**Fig. 49:** Organigramme résumé les résultats de l'estimation de K par W-R et RNA.

L'organigramme montre la validité de modèle de Réseaux de Neurones Artificiels dans l'estimation de perméabilité dans les intervalles non carottés par rapport à la méthode de Wyllie-Rose, où on a pallié un intervalle de **151.63 (m)** par le modèle de RNA, au contraire par Wyllie-Rose on a pallié un intervalle de **128.77 (m)**.

Les résultats de comparaison entre les trois perméabilités : Perméabilité mesurée sur carotte, estimée par Wyllie-Rose et estimée par les Réseaux de Neurones Artificiels sont très clairs et évidentes dans la figure 50.



**Fig. 50** : Comparaison entre perméabilité de carotte, de W-R et de RNA du NM3.

---

## **CONCLUSION GENERALE**

---

A l'issue de ce travail :

Le Champ de Sif Fatima, située au Bloc 404 dans le bassin de Berkine dans le grand Erg orientale de Sahara Algérienne.

On a fait notre étude sur le réservoir dominant qui caractérise cette région on parle de réservoir TAGI : Le Trias Argileux Gerseaux Inférieur, il est caractérisé par son hétérogénéité, cette dernière est un indice d'un dépôt complexe c'est le dépôt fluviatile.

La méthode essentielle utilisée dans notre mémoire c'est une méthode d'Intelligence Artificielle qui s'appelle les Réseaux de Neurones Artificiels, c'est l'approche biologique des Réseaux de Neurones humains, au voisinage de cette méthode on a une autre empirique (Wyllie Rose), a pour objectif d'estimer un paramètre clé et très important dans les réservoirs pétroliers, c'est la perméabilité dans des intervalles où il y a une absence partielle ou totale des carottes, dans 06 puits dans le champ de Sif Fatima.

Pour ce là on a développé un modèle de Réseaux de Neurone Artificiel, qui nous a permis de faire une estimation de perméabilité dans les intervalles mentionnés ci-dessus.

La validation de notre modèle demande de construire un modèle d'une structure contenant Sept neurones dans la couche d'entrée, Neuf neurones dans la couche cachée et un seul neurone pour la couche de sortie qui représente notre objectif, c'est la perméabilité, (7-9-1) et on a fixé cette structure à partir des indices de performances sont : L'erreur Quadratique Moyenne (RMSE) et le coefficient de corrélation (CC).

L'autre méthode empirique, Wyllie Rose, c'est une formule mathématique traditionnelle.

Comme une étude comparative à la fin de notre mémoire, on peut dire que la méthode des Réseaux de Neurones Artificiels, est une méthode plus validée que Wyllie Rose, et moins coûteuse que les carottes.

Grâce à cette technique on a pu pallier un intervalle de (151.63 m), équivalent de (995) observation, à partir des données de mesure directes sur carottes (233.93 m).

### **Recommandations et perspectives**

- ❖ A la lumière des résultats trouvés qui sont très fiables et crédibles, on recommande vivement cette technique pour les futurs puits, et de généraliser sur autres paramètres du réservoir afin de rapprocher le maximum en réalités, pour des perspectives il faut attribuer cette techniques par l'hybridation avec la logique floue et Cluster Analysis et autres architectures des réseaux de neurones pour une meilleure optimisation.
- ❖ L'historique de l'ensemble des rapports de fin de forage, indique que la récupération des carottes dans le réservoir TAGI est difficile, à cause de couinement dû à la présence des argiles (90% des problèmes d'exploration des réservoirs pétroliers), ces derniers caractérise une complexité du milieu de dépôt (milieu fluviatile). Alors l'utilisation de la méthode des Réseaux de Neurones Artificiels nous a permet d'éviter le problème de manque des carottes.
- ❖ La méthode utilisée de notre étude est moins coûteux et plus économique par apport les autres techniques ou les autres méthodes (exemple carottage) utilisés dans l'industrie pétrolier.

---

# **BIBLIOGRAPHIE**

---

- Alizadeh, B., Najjari, S., Kadkhodaie-Ilkhchi, A. (2012).** Artificial neural network modeling and cluster analysis for organic facies and burial history estimation using well log data: A case study of the South Pars Gas Field, Persian Gulf, Iran. *Computers & Geosciences* 45 (2012) 261–269.
- Albert, M. (1992).** Les réseaux de neurones comme outils d'aide à la décision floue Rapport de D.E.A, Ingénierie Informatique, I.N.S.A de Lyon, 64 p.
- Azoug, Y., et al. (2007).** Well Evaluation Conference- WEC Algeria 2007 - Sonatrach-Schlumberger. Edited by Schlumberger; Produced by Lynx Consulting, Inc., Houston, TX, USA. 489 pages.
- Amnah M. Handhel, (2009).** Prediction of reservoir permeability from wire logs data using artificial neural networks, Iraq, 2009.
- Achi Nada. (2014-2015).** Caractérisation d'un réservoir gréseux par simulation de carotte artificiel, université de Constantine, Algérie, 2014-2015.
- Abbassi.A, Meddeur. (2015).** Application des réseaux de neurones pour la caractérisation géométrique et géophysique d'une plaque conductrice, université d'Ouargla, Algérie, 2015.
- Ameur Zaimeche Ouafi.(2014).** Modélisation et reconstitution des facies non carottés a l'aide des méthodes statistiques multivariees du réservoir trias argileux greseux inferieur (TAGI) application au champ de sif fatima bassin de – Berkine – Université d'Ouargla, Algérie.2014.
- Boumaza.M, Semai.F. (2013-2014).** Evaluation quantitative et qualitative d'un réservoir cas du réservoir (TAGI), Sif Fatima bassin de Berkine (Algérie Orientale), université d'Ouargla, Algérie, 2013-2014.
- Belksier Mohamed Saleh,** cours diagraphie déferée, université d'Ouargla, Algérie.
- Boutelli.H. (2016).** Détermination de la tension de seuil d'initiation de l a couronne dans le mélange SF6-N2 par réseaux de Neurones Artificiels, université d'Ouargla, Algérie, 2016.
- Bencheick.A,Ben Brahim.Z.(2014).** Modélisation et optimisation d'un système de production des nouveaux puits dans le gisement de Hassi Messaoud à partir des essais de DST, université d'Ouargla, Algérie, 2014.
- Bouche.R, Baddari.K,(2014/2015).** Faciès Analysis and permeability/ Porosity prediction from well log data using the non parametric in the reservoirs of Hassi R'Mel, Southern filed (Algeria), university of Boumerdès, Algeria, 2014/2015.
- Chapellier.D.( 1987).** Cours de diagraphie différées, université Lausanne, IFP, France, 1987.

- Chennoufi. F, et al.,. (2014).** L'utilisation des diagaphies de production (PLT) pour l'optimisation des cellules d'injection de gaz , Hassi Messaoud, université d'Ouargla, Algérie, 2014.
- Dominique Paste. (Février 2000).**Module intelligence artificiel (définition, généralité, historique, domaine), université de Paris 5, France, Février 2000, P1.
- Dr. Baghoul Med.Said. (2009).** séminaire sur les diagaphies différées, IAP, Boumerdès, Algérie, 09-13 juin 2009.
- Eric Hrvet. (2014).**Réseaux de neurones université de Moncton, faculté des sciences, département d'informatique, Canada, 2014. P1-2.
- Hebb D.** The Organization of Behavior , New-York, Wiley, 1949.
- IFP. (2009).** Institue Français du Pétrole.
- Georg, R.D. (1943).** Minerals and rocks. D. Appliation Century Co, New York, 1943.595 PP.
- Golnaz Jozanikohan et al, (2014).** The application of multilayer perceptron neural network in volume of clay estimation: Case study of Shurijeh gas reservoir, Northeastern, 2014.
- Khelifi Adel. (2013-2014).** étude des fracturations en vue d'une optimisation de production dans le réservoir quartzite de Hamra dans le champ du Hassi Terfa, université d'Ouargla, Algérie, 2013-2014, P16.
- McCulloch, W. S et Pitts ,W. (1943).** A logical calculus of the ideas immanent in Nervous activity. Bull Math .Biophysics, 5; 113 –115.
- Mohamed Soufiane Jouimi. (2009).** Caractérisation des réservoirs basée sur l'utilisation des textures des images scanners des carottes , université de Bordeaux 1, France, 04/02/2009.
- Mezauche.H. (2008).** Les réseaux de neurones formules et les systèmes Neuro-Flous, université de Btana, Algérie, 2008.
- Nobret ,** Treillis de Galois et réseaux de neurones : Une approche constructive d'architecteur des réseaux de neurones, université d'Artois, France.
- Roger Guérin et al.** Diagaphie électrostatique, université de Paris, France.
- Rapport interne de Centre de Recherche et de Développement, (CRD), Hassi Messaoud, 2010.
- Stuart Russell et Peter Novig. (2007-2008/2008-2009).** Note de cours « introduction à l'intelligence artificiel », université de Marseille 1, France, 2007-2008/2008-2009, P 3-5.
- Serra, O. (1979) -** Diagaphies Différés base de l'interprétation, Mémoire1 Tome1. Services techniques Schlumberger, Paris.
- Semai. F et Boumaza.M, (2013/2014).** Evaluation quantitative et qualitative d'un réservoir, cas du réservoir TAGI, Sif Fatima, bassin de Berkine (Algérie Orientale), université d'Ouargla, Algérie, 2013/2014.



**Sonatrach, Anadarko. (2018).** Rapport interne.

**Touzet, (1992).** Les réseaux de neurones artificiels – introduction au connexionisme. cours-exercices- et travaux pratiques.

**Turner, P., Pilling, D., walker, D., Binnie, J., Sabaou, N., (2001).** Sequence stratigraphy and sedimentology of the late Triassic TAGI (Blocks 401 – 402. Berkine, Algeria), Marine Petroleum Geology 18, 959 – 981.

**WEC (2007).** Well Evaluation Conference.

**Yayun Zhang et al, (2016).** Experimental study and artificial neural network simulation of the wettability of tight gas sandstone formation, Kuqa depression in the Tarim Basin, 2016.

**Zahi Abdel Hamid, Azzabi Abdel Latif. (2013-2014).** interprétation et analyse des paramètres pétrophysiques à partir des diagraphies différées du réservoir dévonien F6 du champ de TFT (bassin d' Illizi), université d'Ouargla, Algérie, 2013-2014, P 12-14.

**Zerrouki, A.A., Aifa, T., Baddari, K. (2014).** Prediction of natural fracture porosity from well log data by means of fuzzy ranking and an artificial neural network in Hassi Messaoud oil field, Algeria. J. Petrol. Sci. Eng. (2014).

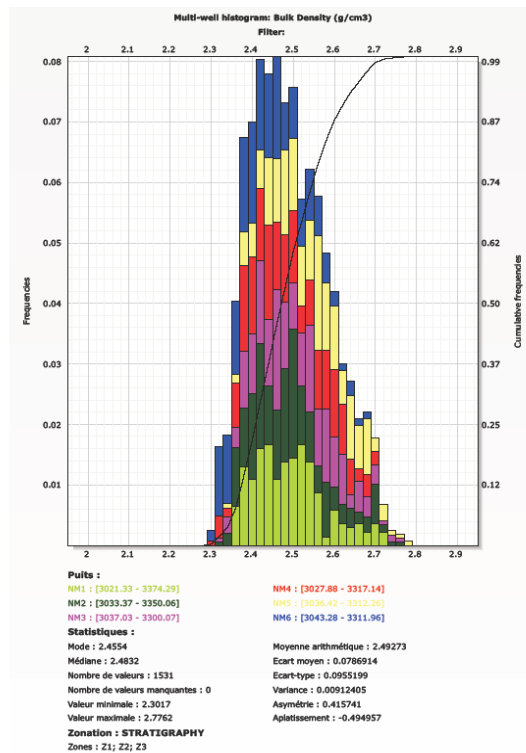
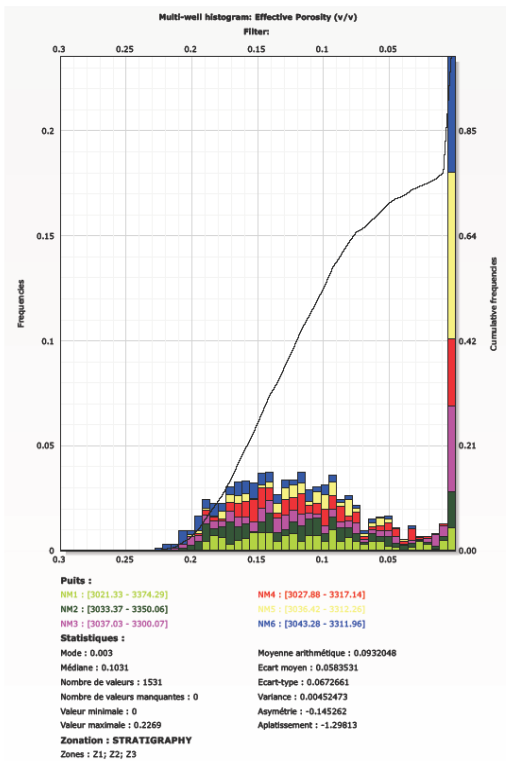
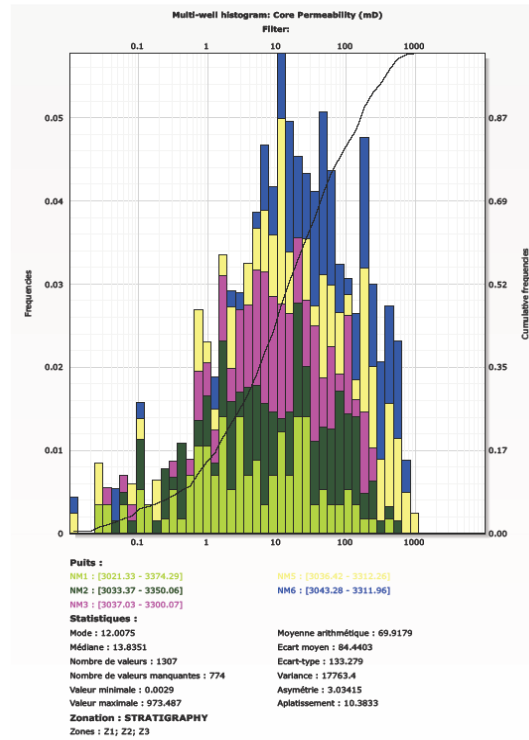
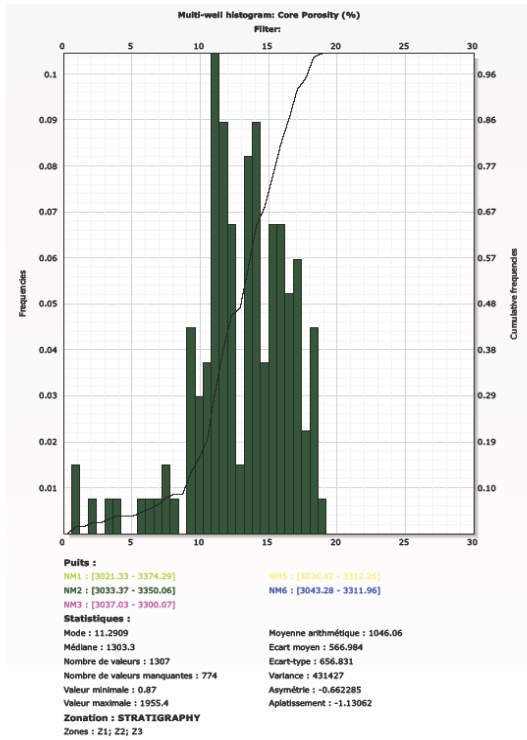
**Zatout.M et Bengharbi.H. (2014).** Caractérisation et évaluation des réservoirs (TAGI) de champ de Bir Sif Fatima par l'outil de Réservoir Caractérisation Instrument (RCI), université d'Ouargla, Algérie. 2014.

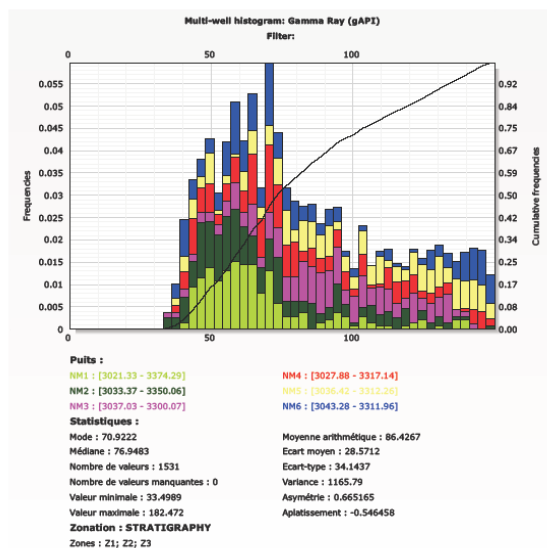
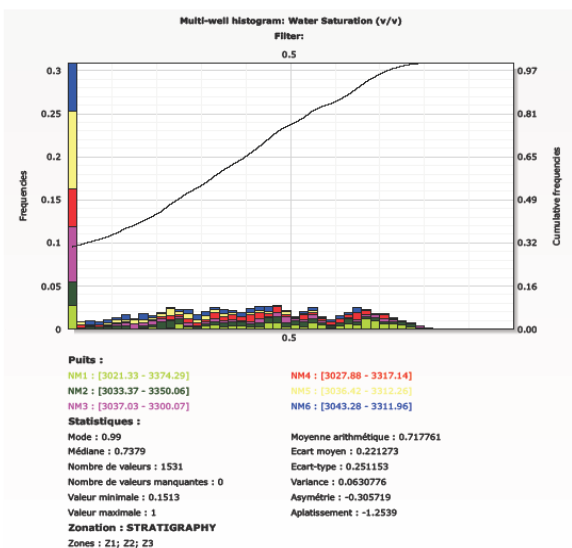
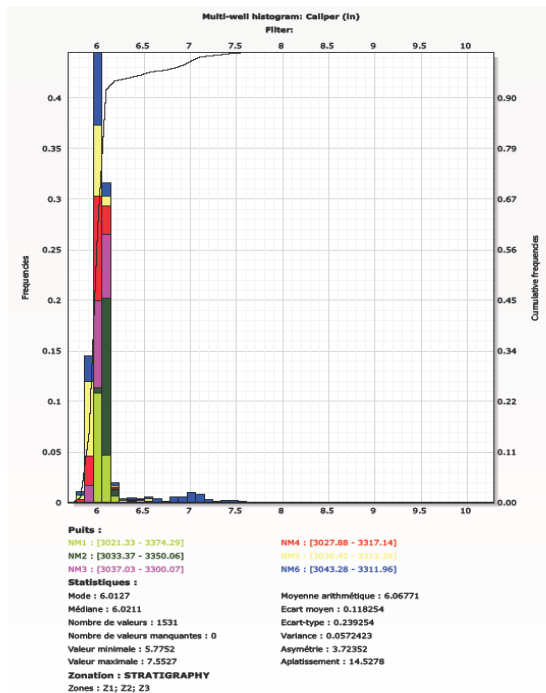
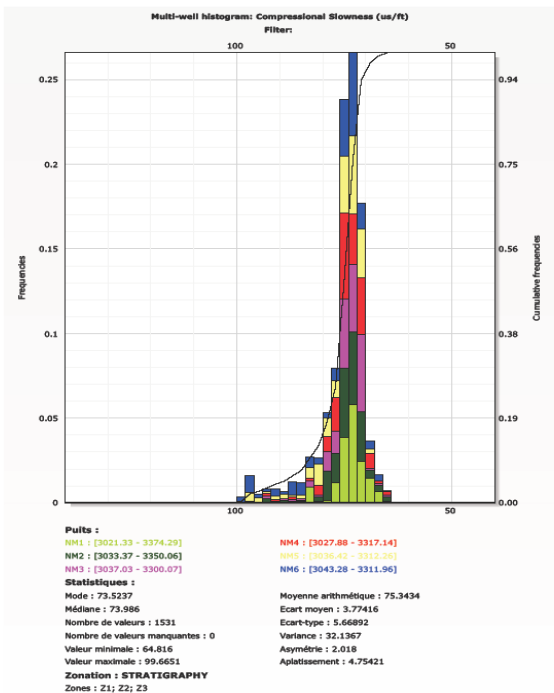
---

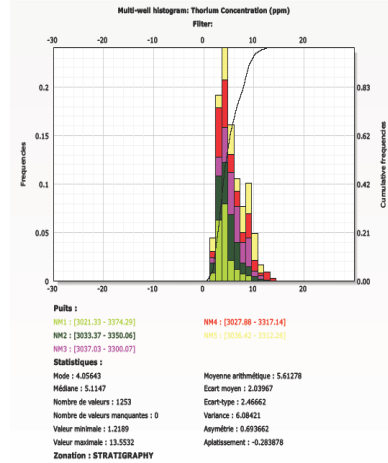
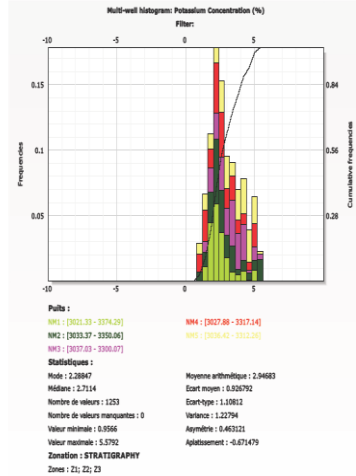
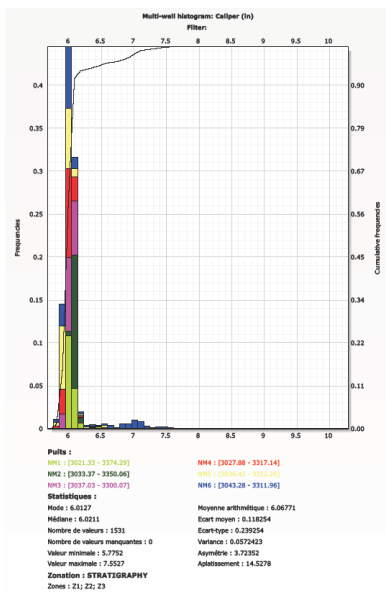
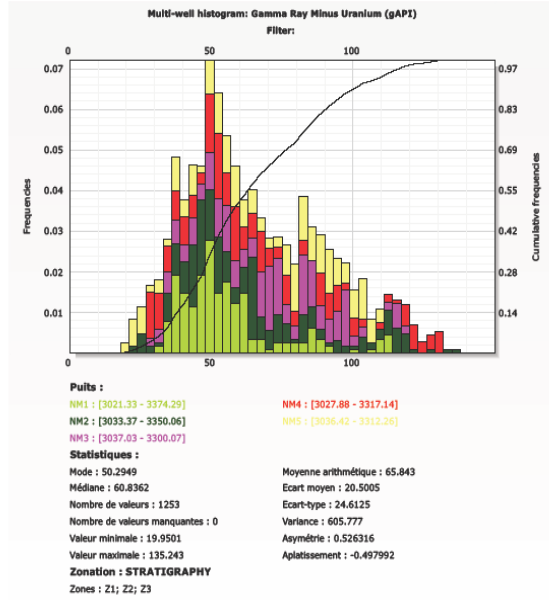
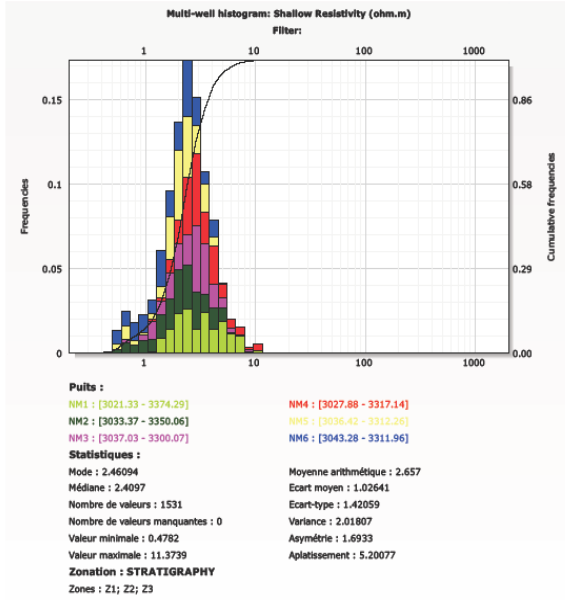
# **ANNEXES**

---

## Les histogrammes des variables d'entrées :







**Tableau 1** : Matrice de corrélation entre les entrées de RNA de puits NM1

	<b>Bulk Density</b>	<b>Compressional Slowness</b>	<b>Deep Resistivity</b>	<b>Effective Porosity</b>	<b>Gamma Ray</b>	<b>Neutron Porosity</b>	<b>Water Saturation</b>
<b>Bulk Density</b>	1						
<b>Compressional Slowness</b>	0.0441918	1					
<b>Deep Resistivity</b>	-0.103347	-0.257724	1				
<b>Effective Porosity</b>	-0.974741	-0.0658788	0.097009	1			
<b>Gamma Ray</b>	0.507193	0.659029	-0.215712	-0.537742	1		
<b>Neutron Porosity</b>	0.343227	0.806038	-0.208484	-0.350776	0.664804	1	
<b>Water Saturation</b>	0.812371	0.249192	-0.538173	-0.833725	0.586161	0.421054	1

**Tableau 2** : Matrice de corrélation entre les entrées de RNA de puits NM2

	<b>Bulk Density</b>	<b>Compressional Slowness</b>	<b>Deep Resistivity</b>	<b>Effective Porosity</b>	<b>Gamma Ray</b>	<b>Neutron Porosity</b>	<b>Water Saturation</b>
<b>Bulk Density</b>	1						
<b>Compressional Slowness</b>	-0.0394023	1					
<b>Deep Resistivity</b>	-0.0450438	0.0396514	1				
<b>Effective Porosity</b>	-0.972525	-0.0423344	0.0491088	1			
<b>Gamma Ray</b>	0.394711	0.662051	0.0978707	-0.450074	1		
<b>Neutron Porosity</b>	0.232581	0.765351	-0.101193	-0.264426	0.642329	1	
<b>Water Saturation</b>	0.738299	-0.0957009	-0.584722	-0.737072	0.12896	0.169331	1

**Tableau 3** : Matrice de corrélation entre les entrées de RNA de puits NM3

	<b>Bulk Density</b>	<b>Compressional slowness</b>	<b>Deep Resistivity</b>	<b>Effective Porosity</b>	<b>Gamma Ray</b>	<b>Neutron Porosity</b>	<b>Water Saturation</b>
<b>Bulk Density</b>	1						
<b>Compressional Slowness</b>	0.101911	1					
<b>Deep Resistivity</b>	0.0528315	0.0642952	1				
<b>Effective Porosity</b>	-0.938258	-0.269019	-0.114735	1			
<b>Gamma Ray</b>	0.536033	0.559737	0.298762	-0.715083	1		
<b>Neutron Porosity</b>	0.353932	0.855059	-0.0477749	-0.42888	0.468412	1	
<b>Water Saturation</b>	0.702926	0.0684073	-0.41042	-0.721672	0.337235	0.307089	1

**Tableau 4 :** Matrice de corrélation entre les entrés de RNA de puits NM4.

	<b>Bulk Density</b>	<b>Compressional Slowness</b>	<b>Deep Resistivity</b>	<b>Effective Porosity</b>	<b>Gamma Ray</b>	<b>Neutron Porosity</b>	<b>Water Saturation</b>
<b>Bulk Density</b>	1						
<b>Compressional Slowness</b>	0.126743	1					
<b>Deep Resistivity</b>	-0.326112	-0.170126	1				
<b>Effective Porosity</b>	-0.920057	-0.366084	0.386755	1			
<b>Gamma Ray</b>	0.643451	0.608266	-0.393888	-0.846005	1		
<b>Neutron Porosity</b>	0.476304	0.805653	-0.238915	-0.637506	0.693978	1	
<b>Water Saturation</b>	0.879946	0.240734	-0.614502	-0.929034	0.761676	0.522789	1

**Tableau 5 :** Matrice de corrélation entre les entrés de RNA de puits NM5 .

	<b>Bulk Density</b>	<b>Compressional Slowness</b>	<b>Deep Resistivity</b>	<b>Effective Porosity</b>	<b>Gamma Ray</b>	<b>Neutron Porosity</b>	<b>Water Saturation</b>
<b>Bulk Density</b>	1						
<b>Compressional Slowness</b>	0.0394792	1					
<b>Deep Resistivity</b>	0.629575	0.0391487	1				
<b>Effective Porosity</b>	-0.862718	-0.386327	-0.612738	1			
<b>Gamma Ray</b>	0.631105	0.63001	0.580846	-0.856858	1		
<b>Neutron Porosity</b>	0.358495	0.746361	0.166494	-0.593469	0.706431	1	
<b>Water Saturation</b>	0.572794	0.212717	0.0582806	-0.648853	0.464259	0.472618	1

**Tableau 6:** Matrice de corrélation entre les entrés de modèle RNA de puits NM6.

	<b>Bulk Density</b>	<b>Compressional Slowness</b>	<b>Deep Resistivity</b>	<b>Effective Porosity</b>	<b>Gamma Ray</b>	<b>Neutron Porosity</b>	<b>Water Saturation</b>
<b>Bulk Density</b>	1						
<b>Compressional Slowness</b>	0.189614	1					
<b>Deep Resistivity</b>	0.224503	-0.111941	1				
<b>Effective Porosity</b>	-0.748139	-0.677035	-0.201931	1			
<b>Gamma Ray</b>	0.539425	0.806065	0.135442	-0.92452	1		
<b>Neutron Porosity</b>	0.33768	0.940673	-0.0708764	-0.776187	0.881059	1	
<b>Water Saturation</b>	0.423727	0.563113	-0.459434	-0.637767	0.605216	0.662165	1





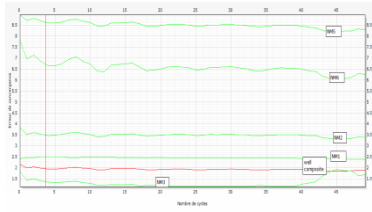


Fig.13: graphe d'erreur de la Structure 13

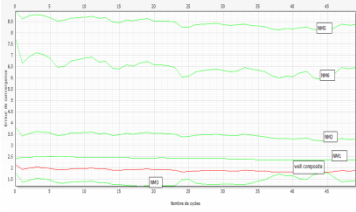


Fig.14: graphe d'erreur de la Structure 14

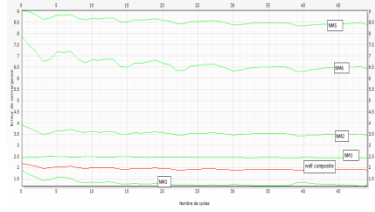


Fig.15: graphe d'erreur de la Structure 15

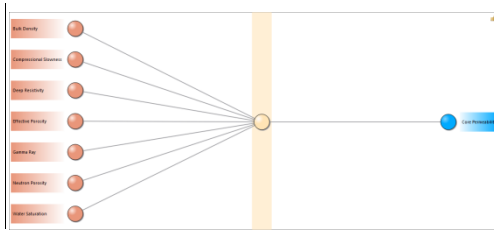


Fig.16: structure 1 de RNA

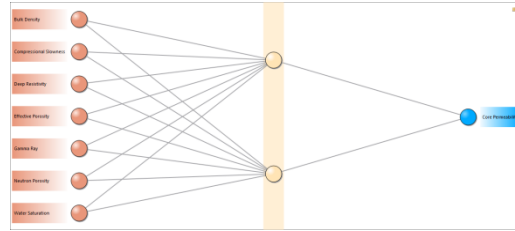


Fig.17: structure 2 de RNA

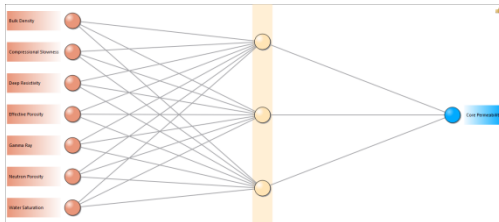


Fig.18: structure 3 de RNA

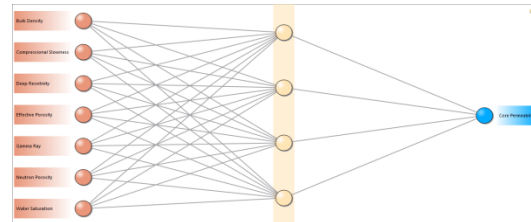


Fig.19: structure 4 de RNA

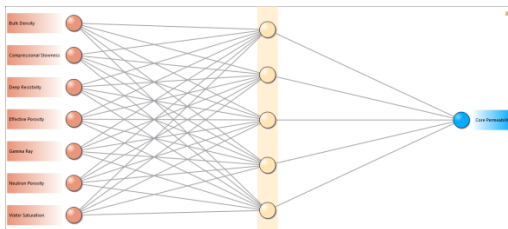


Fig.20: structure 5 de RNA

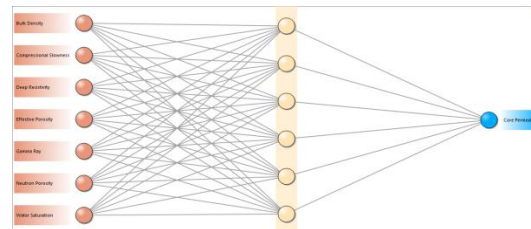


Fig.21: structure 6 de RNA

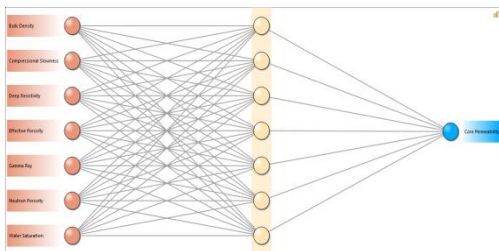


Fig.22: structure 7 de RNA

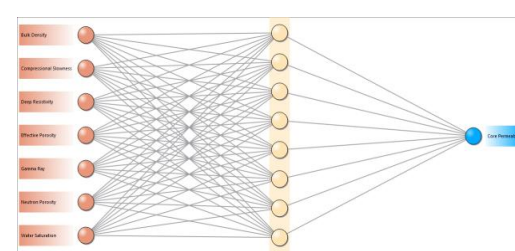


Fig.23: structure 8 de RNA

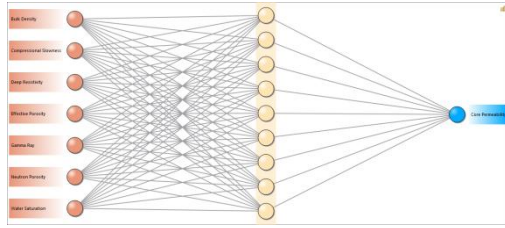


Fig.24: structure 9 de RNA

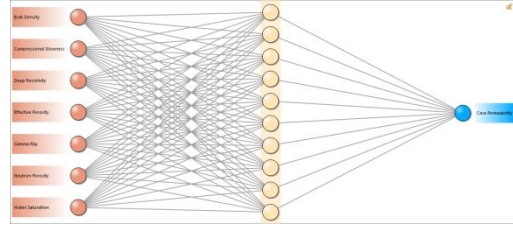


Fig.25: structure 10 de RNA

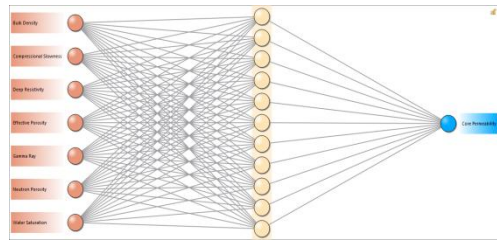


Fig.26: structure 11 de RNA

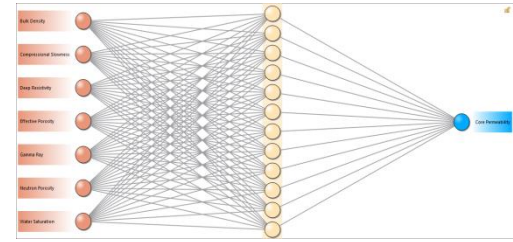


Fig.27: structure 12 de RNA

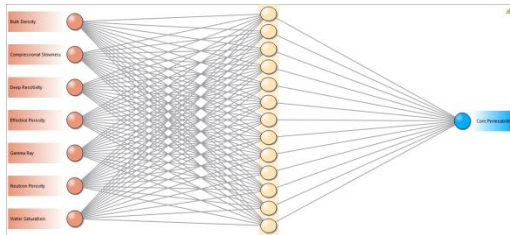


Fig.28: structure 13 de RNA

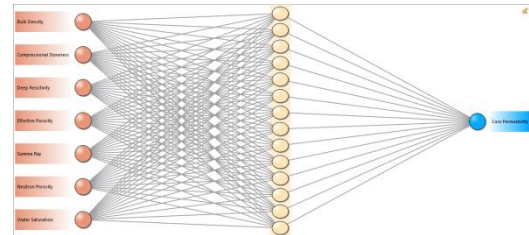


Fig.29: structure 14 de RNA

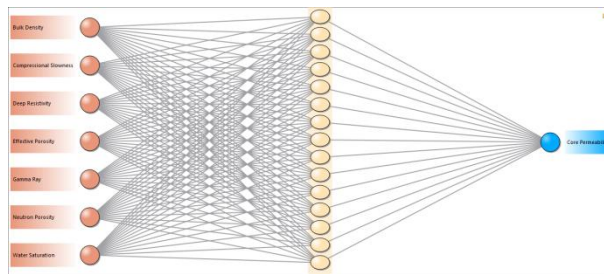
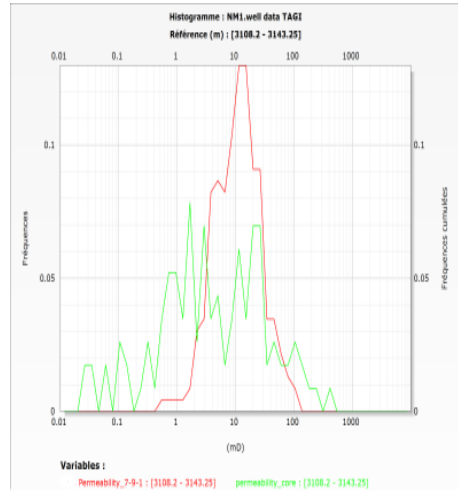
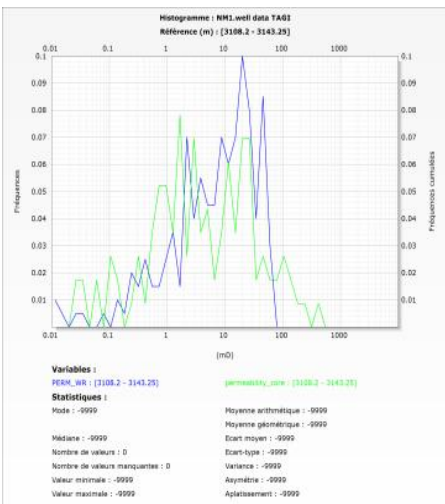
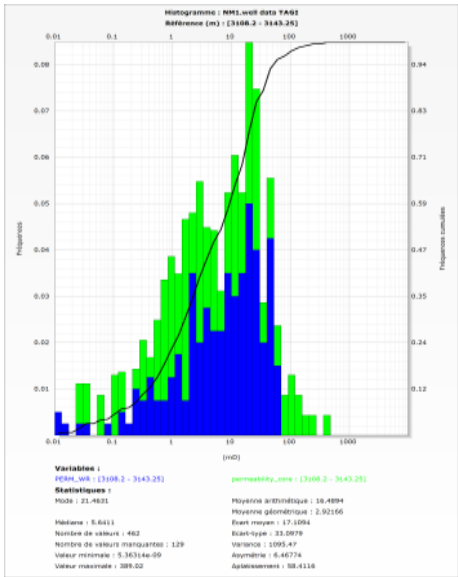
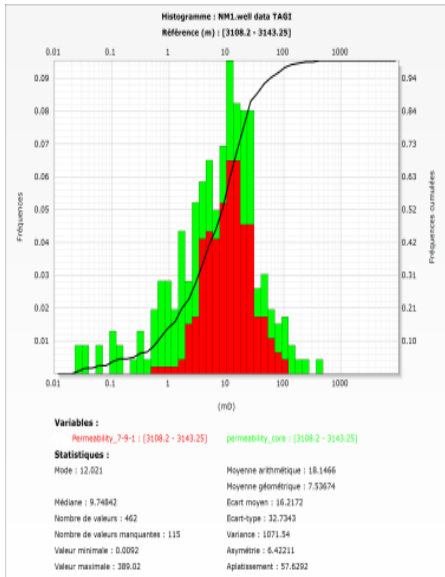
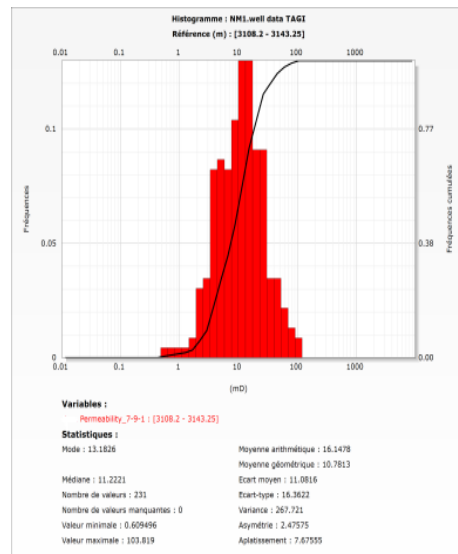
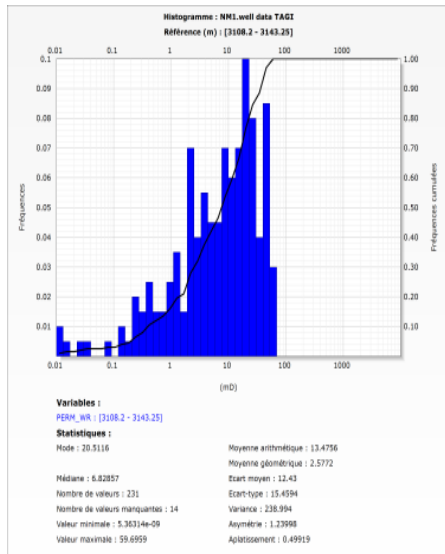
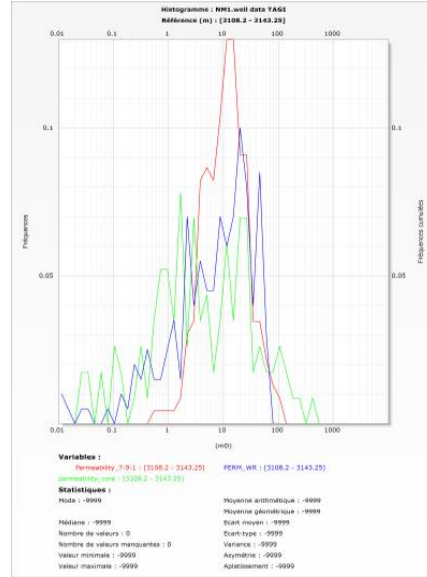
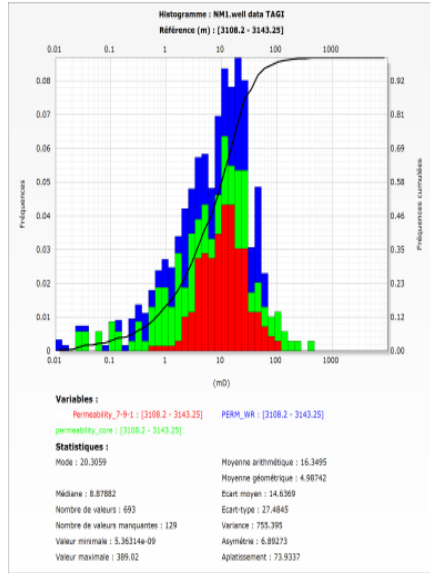


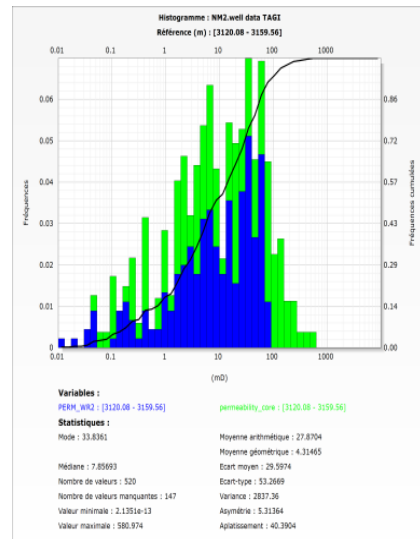
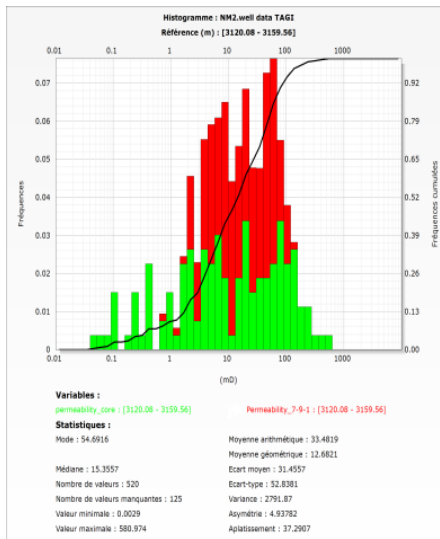
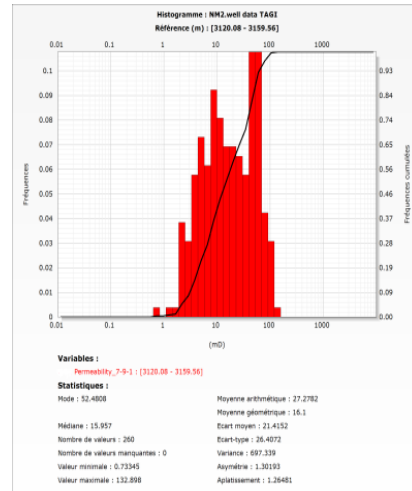
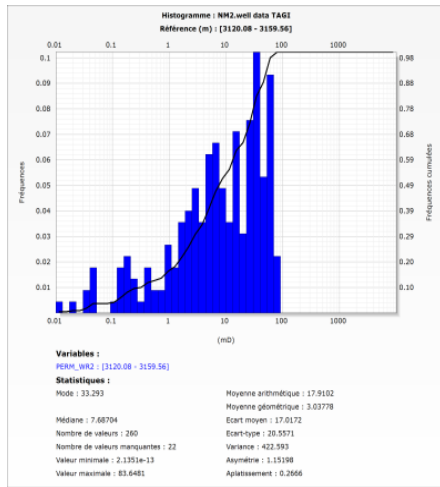
Fig.30: structure 15 de RNA

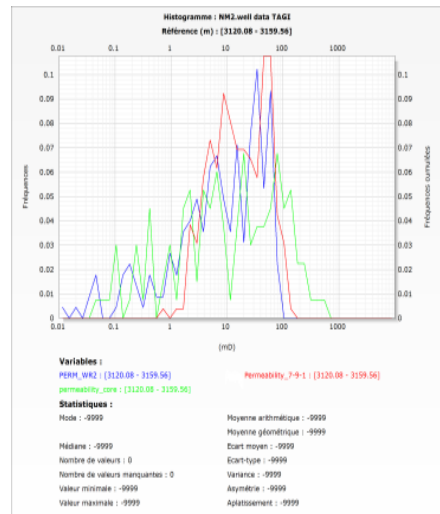
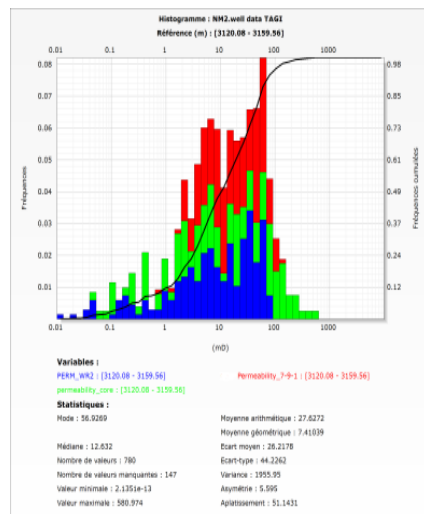
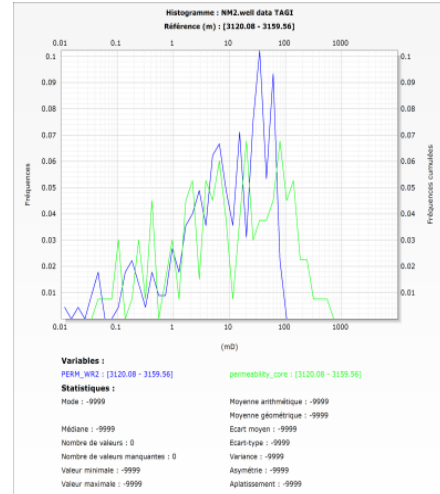
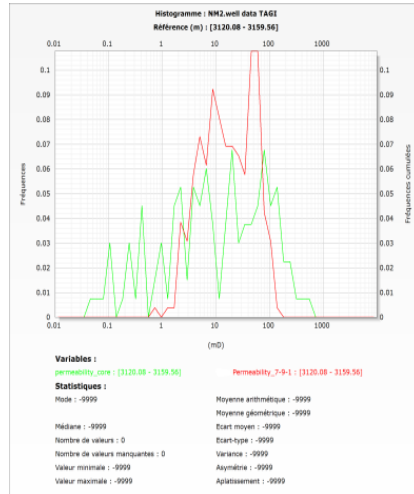
Puits NM1 :



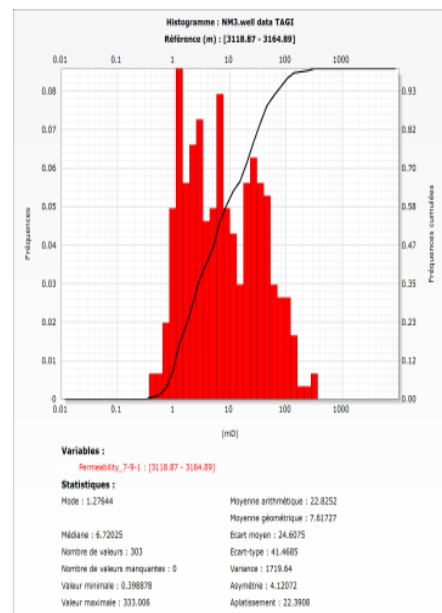
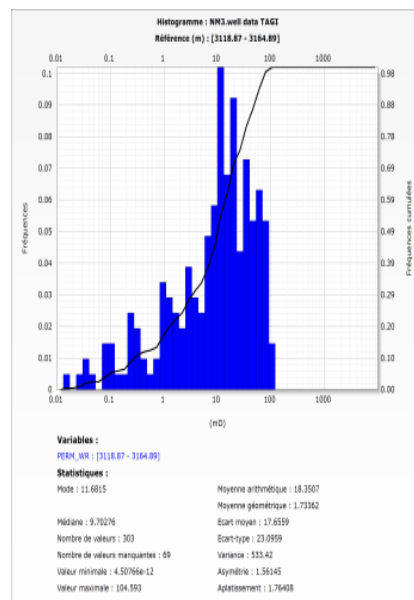


Puits NM2:

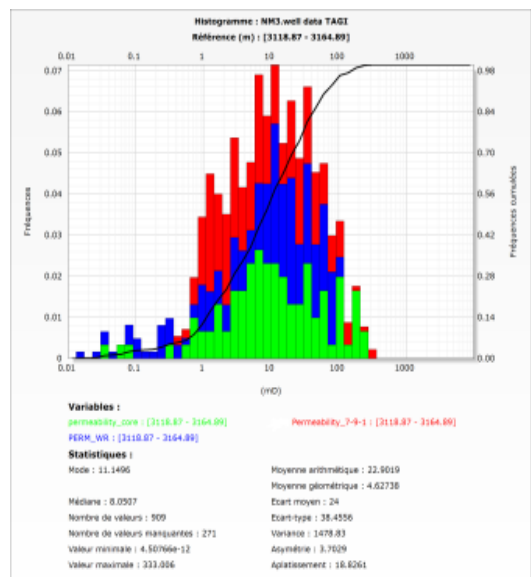
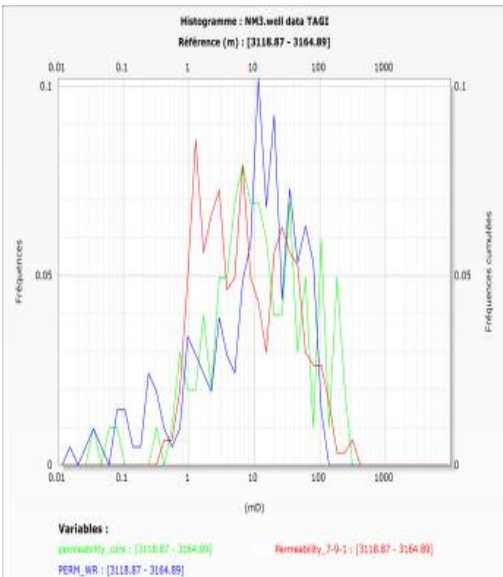
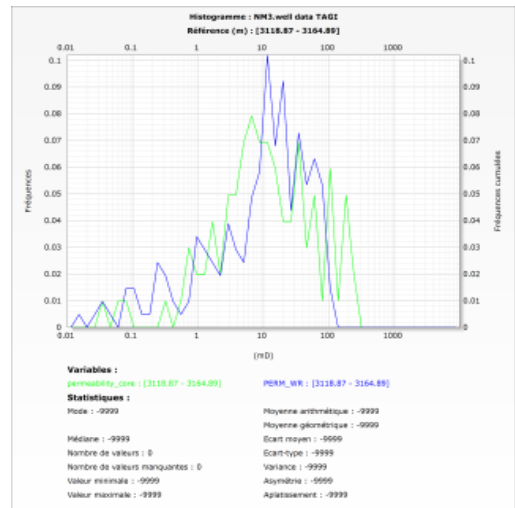
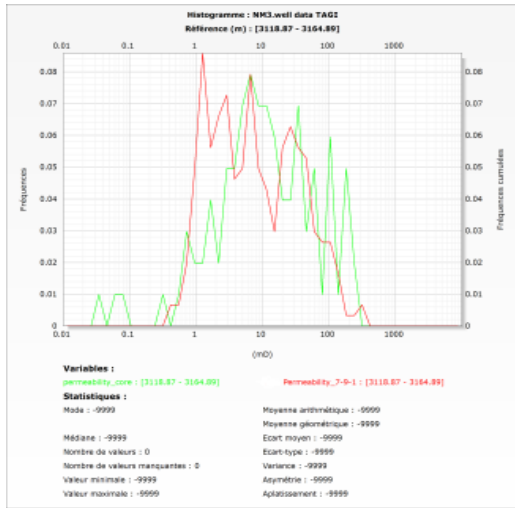
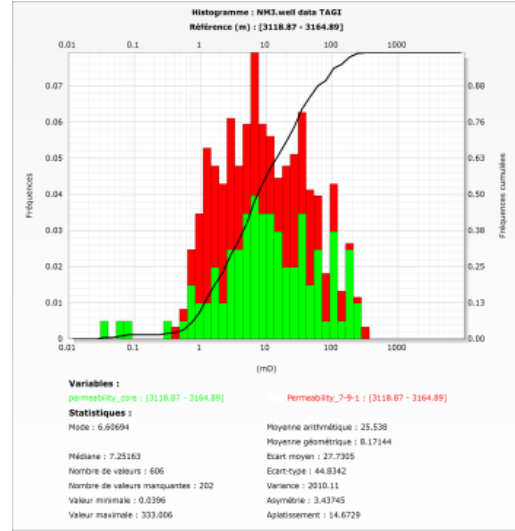
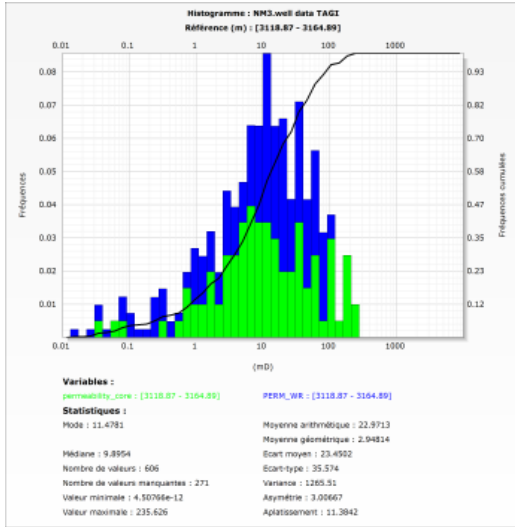




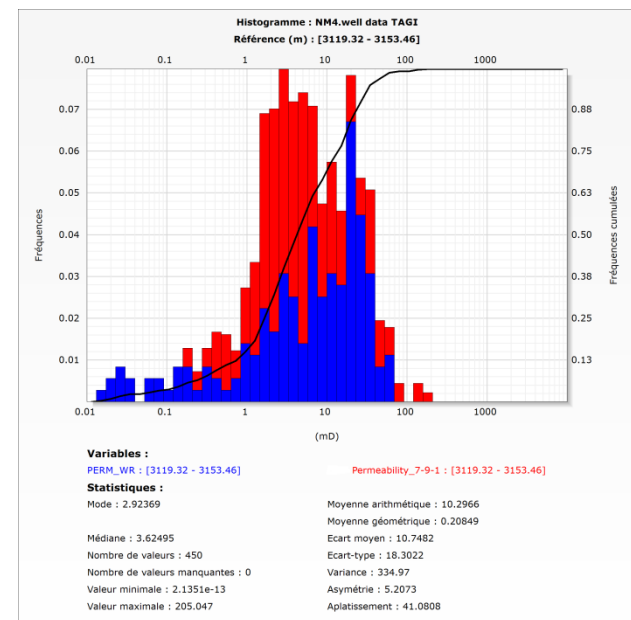
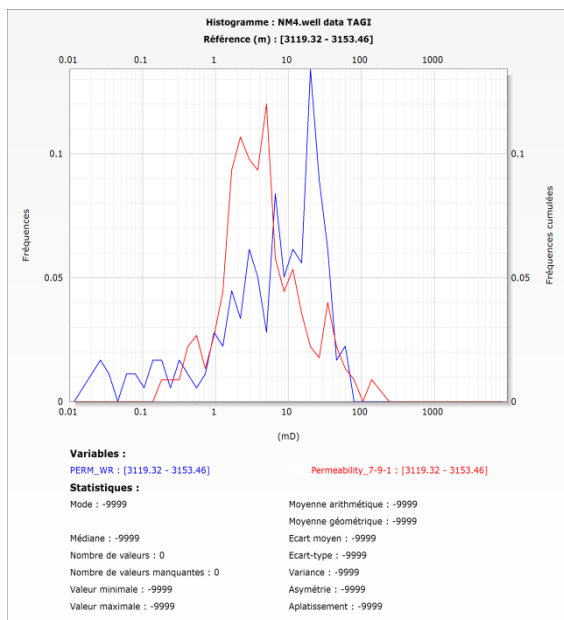
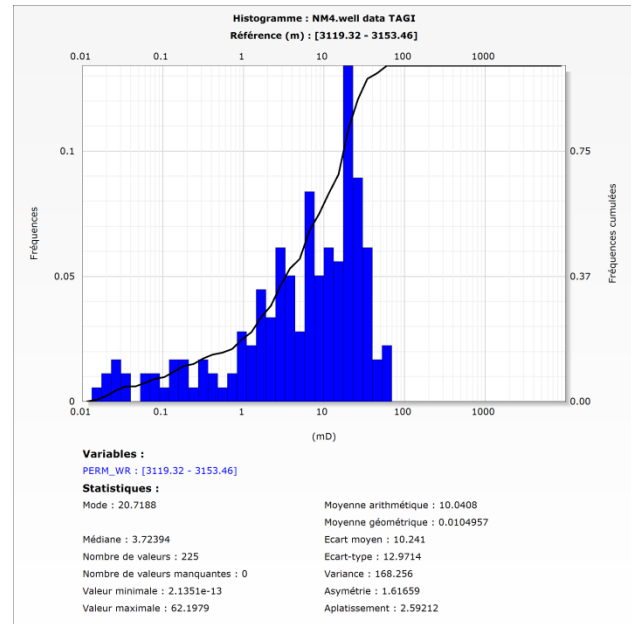
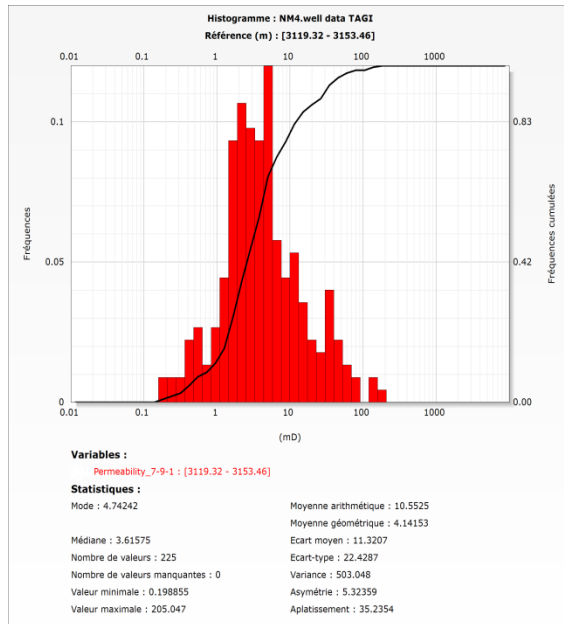
Puits NM3:



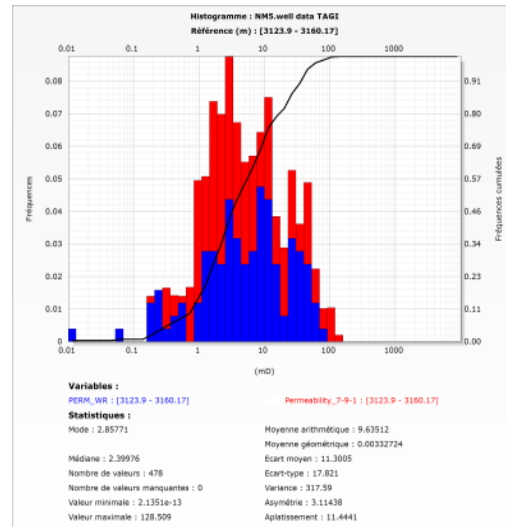
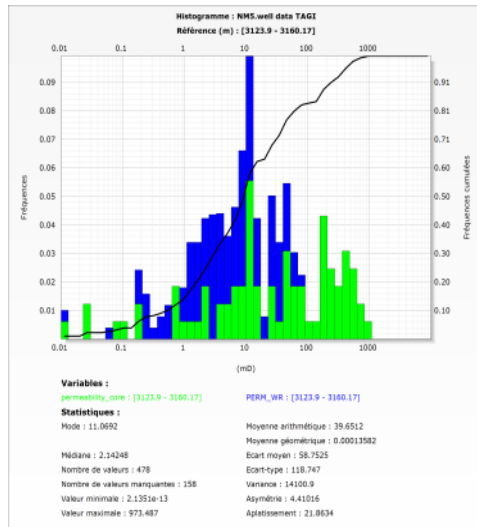
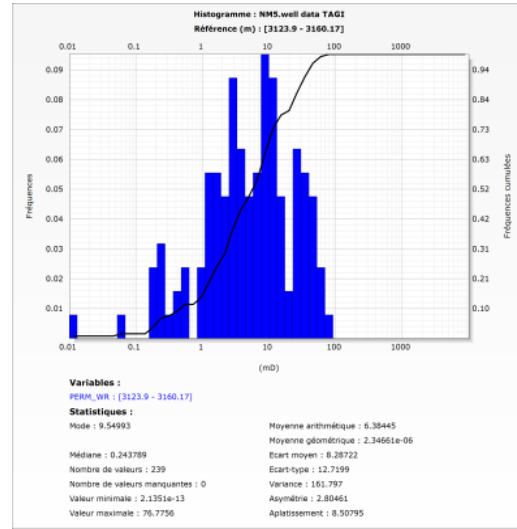
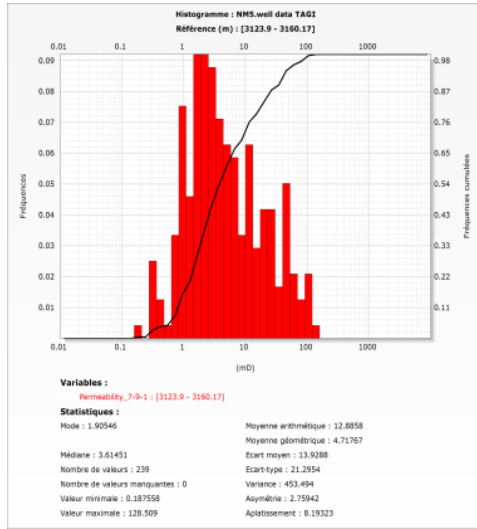




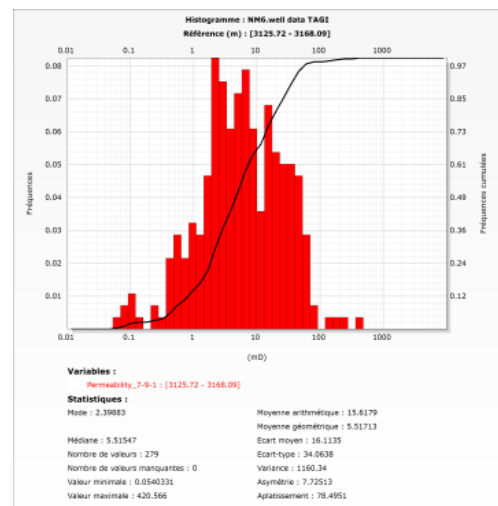
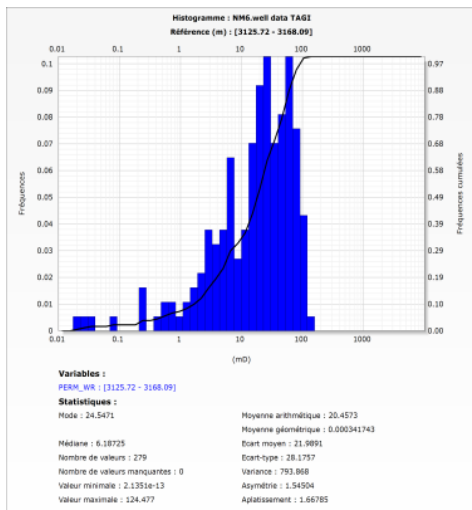
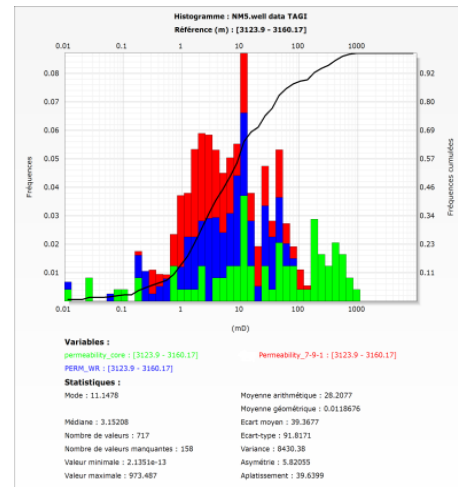
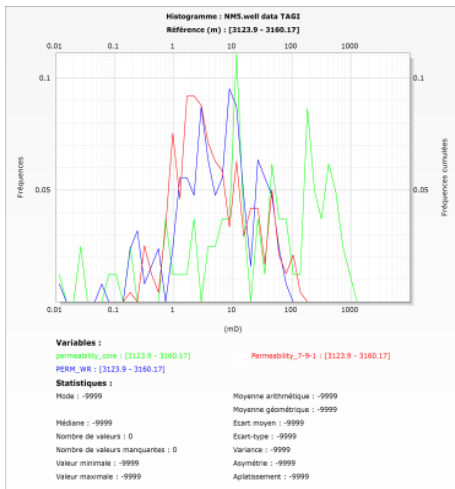
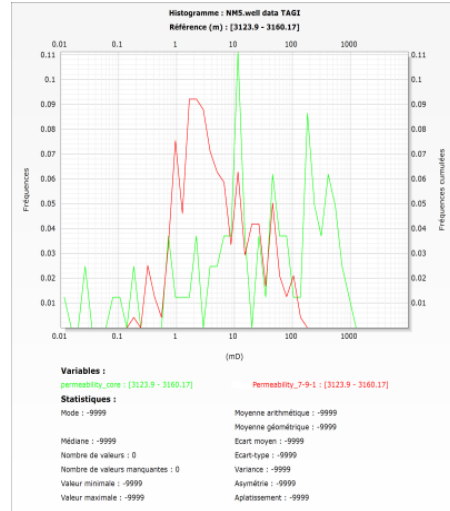
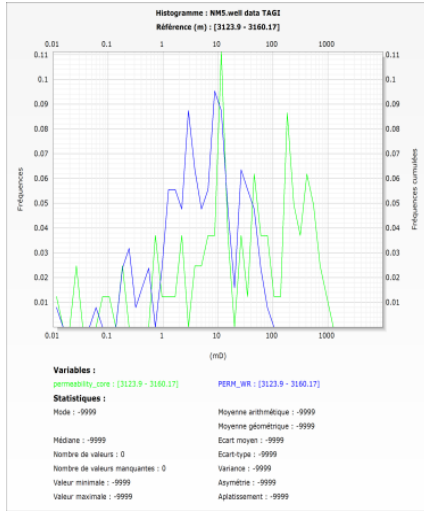
## Puits NM4:

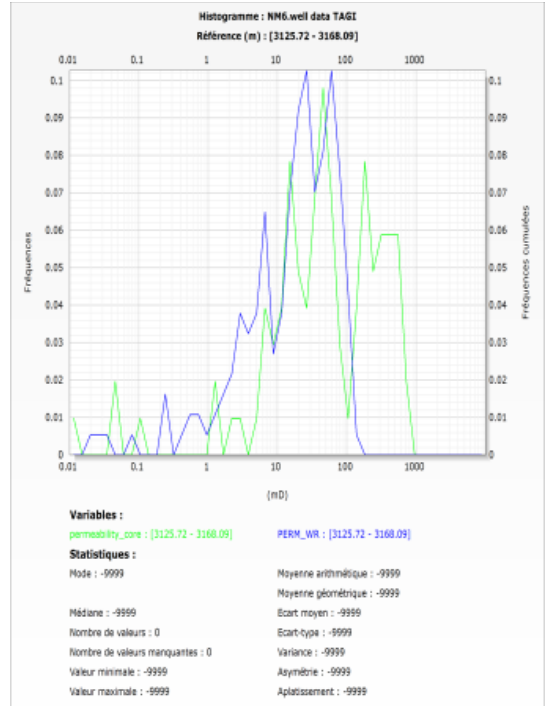
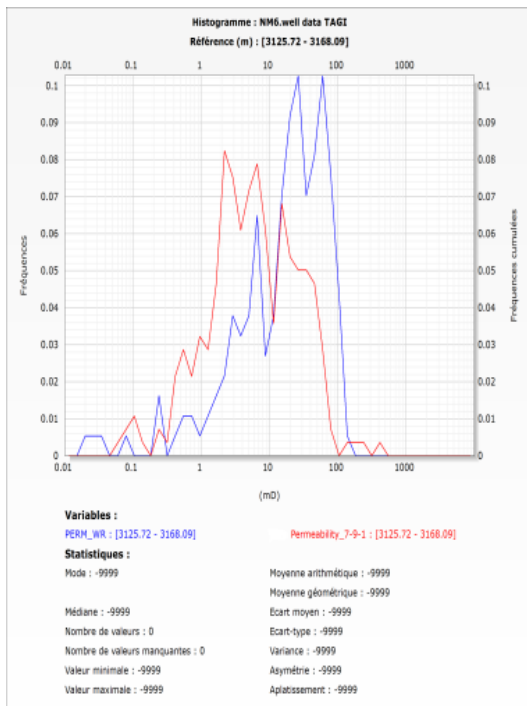
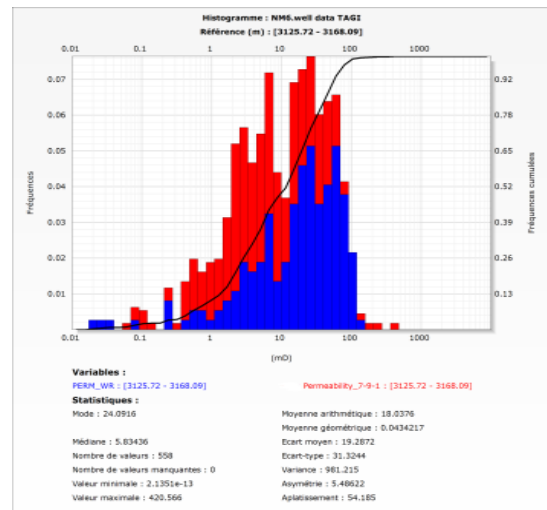
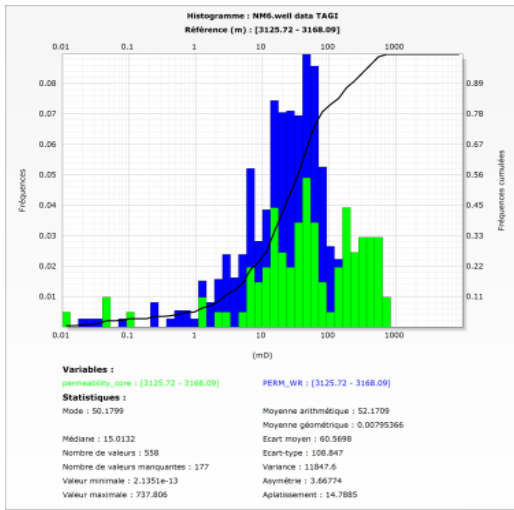


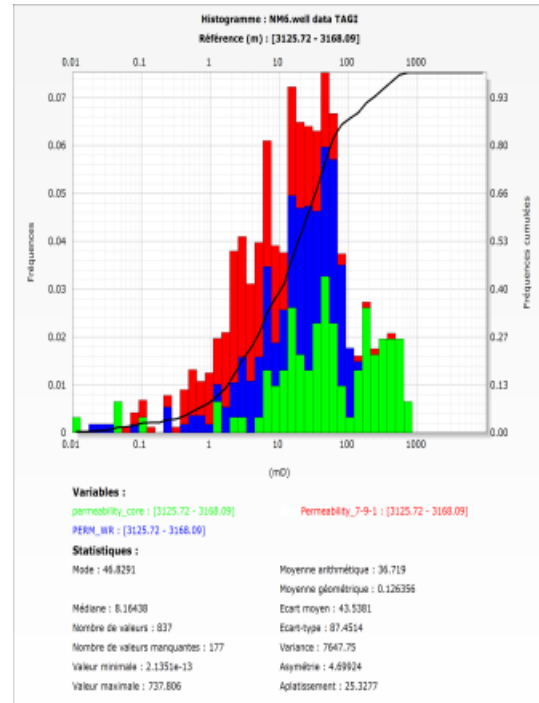
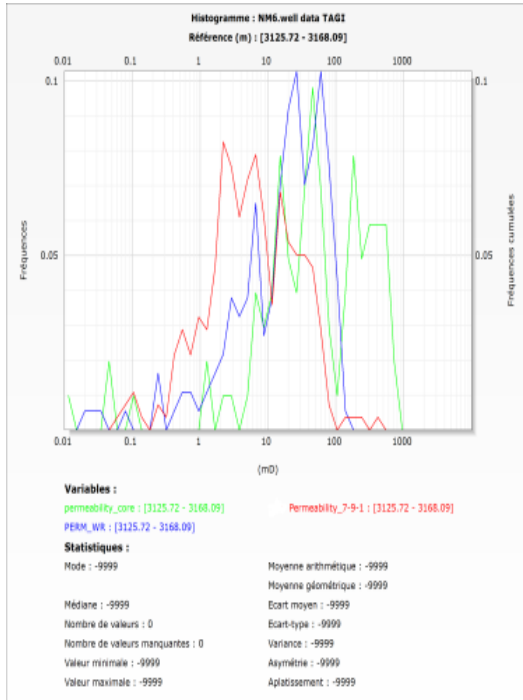
## Puits NM5:











corrélation de puits :

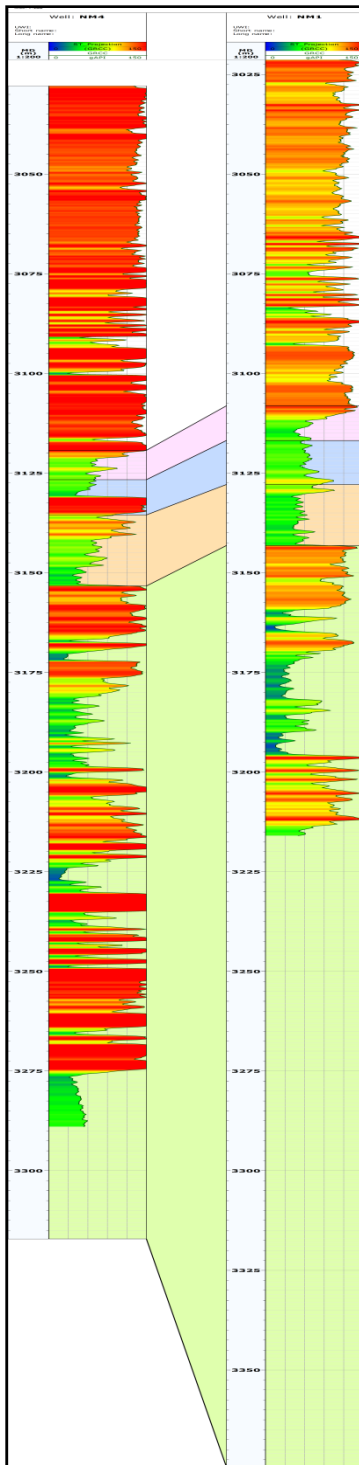


Fig.31 : corrélation des puits NM4 et NM1

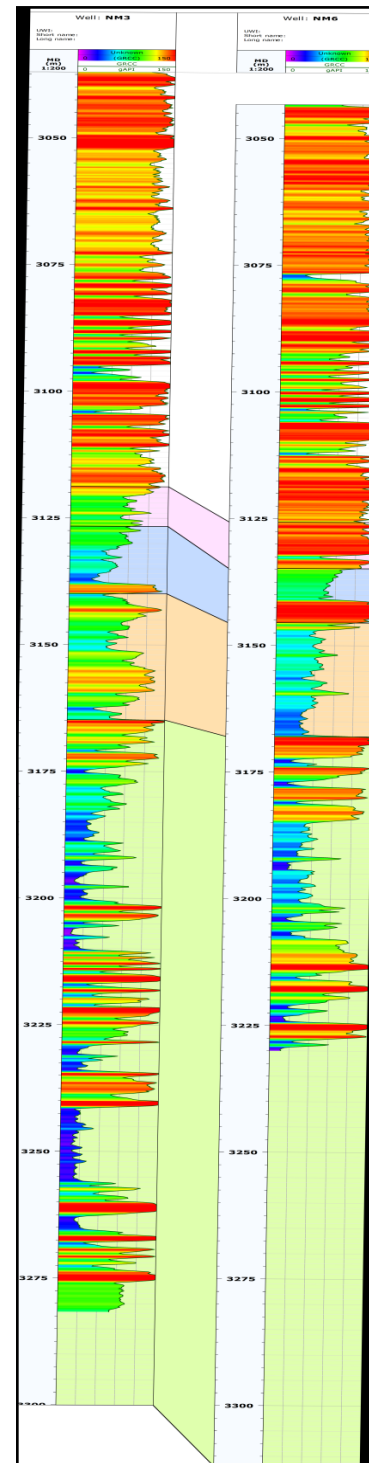


Fig.32 : corrélation des puits NM3et NM6

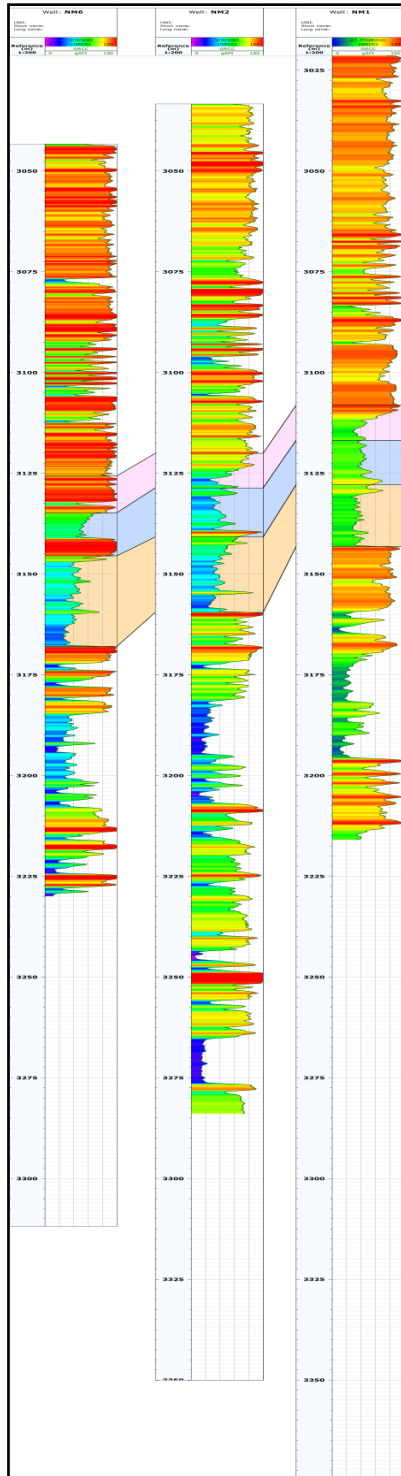


Fig.33 : corrélation des puits NM6, NM2 et NM1

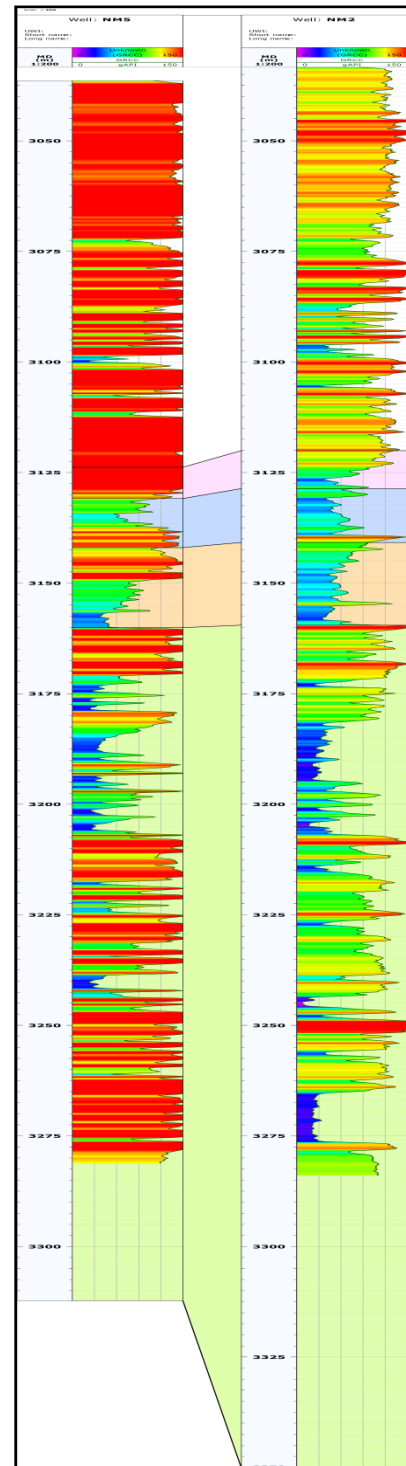
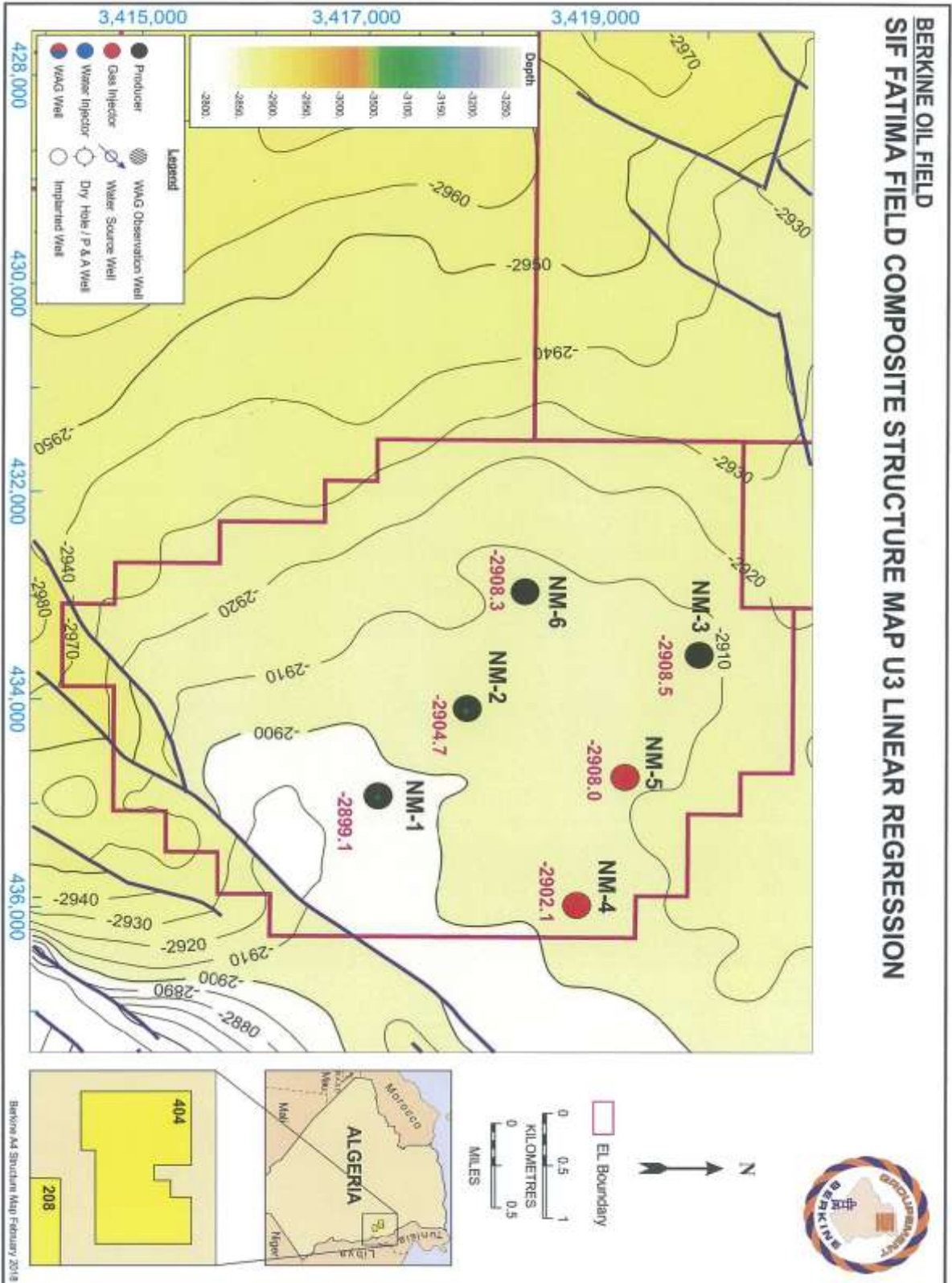


Fig.34: corrélation des puits NM5et NM2



## Résumé

L'estimation de la perméabilité est l'une des tâches les plus importantes dans la caractérisation des réservoirs pétroliers ; cependant la détermination traditionnelle de laboratoire de cette propriété est longue et très chère, Par conséquent, il est souhaitable de trouver une méthode de déterminer la perméabilité optimale.

Beaucoup de recherche a été faite sur le problème d'estimation de la perméabilité par des moyens physiques qui est un processus assez complexe et cher ; Des formules empiriques nombreuses ont été découvertes par des scientifiques au cours des années (TimurTixier, Wyllie/Rose...) et des méthodes de régression ont été également employées.

Ces dernières années, des techniques d'étude d'prévisionnelle ont été appliquées sur ce problème; la manière est de former des réseaux neurones artificiels mathématiques inspirés des fonctions des neurones biologiques, sur un ensemble de données, puis applique ceci a formé le réseau neurone sur un ensemble d'essai.

Dans notre cas d'étude c'est le réservoir complexe de Trias Argileux Gréseux Inférieur de champs de Sif Fatima bassin de Berkine, en utilisant un type de réseaux de neurones par perception multi couches avec une seule couche cachée et une fonction retro propagation de l'erreur, on a défini la couche d'entrés par les variables explicatifs qui sont : *Densité, Sonique, Résistivité, Porosité, Gamma Ray, Porosité Neutron, Saturation en eau*, dans la couche cachés c'est la boîte noire du modèle qui reçoit, traité, et renvoie l'information vers la couche de sortie qui est le variable a expliqué ( la perméabilité non mesurée), c'est interactivement à chaque fois on change le nombre de neurone dans la couche cachée et on suit les indices de performances numériques et graphiques.

Grace à cette technique on a pu de pallier un intervalle de (151.63 m), équivalent de (995) observation, à partir des données de mesure directes sur carottes (233.93m).

**Mot Clé :** Estimation de la Perméabilité, Carottes, Formules Empiriques, Réseaux de Neurones Artificiels, Berkine, TAGI.

## Abstract

The prediction of permeability is one of the most significant tasks in the characterization of the oil tanks; however the traditional determination in laboratory is a property long and very expensive, consequently, it is desirable to find a method to determine the optimal permeability.

Many researches was done about the problem of permeability estimation by physiques methods which are complex and expensive process; Many empirical formulas were discovered by scientists during years (TimurTixier, Wyllie/Rose....) and the methods of regression were also employed.

These last years, of the technical of study of estimated were applied to this problem; the manner is to form has mathematical, Artificials Neurons Networks inspired by the functions of the biological will neurons, one has whole of dated, then applies this formed the network neuron one has whole of test.

In our box of study it is the complex tank of Sorted Argillaceous Sandy Inferior of fields of Sif Fatima basin of Berkine, by using has standard of network will neurons by perception multi layers with only one hidden layer and has function back-propagation of the error, one defined the hidden layer of entered by the explanatory variable which are: *Density, Sonic, Resistivity, Porosity, Gamma Ray, Porosity Neutron, Water Saturation*, the hidden layer it is black dip of the model which receives, treated, and return the information towards the hidden layer of exit which is variable explained it (the not measured permeability), it is interactively each time one exchanges the number of neural in the hidden layer and one follows the indices of numerical and graphic performances.

By this technique we could mitigate an interval of (151.63 m), equivalent of (995) observations, starting from the direct data of measurement in core (233.93 m).

**Key word:** Estimate of Permeability, cores, Empirical formulas, Artificiels Neurons Networks, Berkine, TAGI.

## ملخص

ان تقدير النفاذية من أهم وأبرز المهام في توصيف مكامن النفط، بينما تعتبر عملية التقدير المخبري التقليدي لهذه الخاصية (النفاذية) مكلفة وطويلة المدى وبالتالي من المستحسن إيجاد طريقة لتحديد (تقدير) النفاذية المثلى .

تم إجراء العديد من الأبحاث حول تقدير النفاذية فيزيائيا والتي تعتبر عملية معقدة ومكلفة إلى حد ما، اكتشف العلماء على مر السنين العديد من الصيغ التجريبية منها (Textie, Timur, Wyllie-Rose.....) وطرق التدرج التي تسمح بذلك.

طبقت في السنوات الأخيرة العديد من تقنيات التنبؤ على مشكلة تقدير هذه الخاصية وذلك باستخدام تقنية من تقنيات الذكاء الاصطناعي المستوحاة من الشبكات العصبونية البيولوجية، وهي الشبكات العصبونية الاصطناعية الرياضية، التي طبقت على مجموعة من المعطيات وبالتالي تشكيل الشبكة العصبونية من خلال مجموعة من التجارب . خلال دراستنا للخزان الترياسي الطيني الحسوي السفلي (TAGI) ، حقل سيف فطيمة ، حوض بركين -الجزائر-، استخدمنا نموذج من شبكة عصبونية متعددة الطبقات وذلك بتطبيق خوارزمية الانتشار المعاكس Retropropagation وقابلة على التدريب الموجه، و التي تتكون من سبع عصبونات في طبقة المدخلات (تسجيلات جيوفيزيائية)، وهي (الكثافة، الناقلية، المسامية، أشعة غاما، أشعة الصوتية، تسجيل المسامينيتروني و التشبع بالماء)، و طبقة مخفية و التي تعتبر الصندوق الأسود للنموذج، والتي تستقبل و تعالج و ترسل المعلومة إلى طبقة الإخراج وهي الناتج المراد الوصول إليه (النفاذية الغير مقاسة)، حيث نقوم بتغيير عدد العصبونات في الطبقة المخفية في كل مرة و نقوم بحساب مؤشرات الجودة الرقمية (RMSE ، CC) و البيانية.

من خلال تطبيقنا لهذه التقنية استطعنا تمثيل حوالي 151.63 متر مكافئ لـ 995 ملاحظة من خلال معطيات القياس المباشر على عينات الصخور المقطرة بـ 233.93 متر.

**الكلمات المفتاحية :** تقدير النفاذية، عينات الصخور، الصيغ التجريبية، شبكات عصبونية إصطناعية، حوض بركين، TAGI.