

N° d'ordre : /FHC/UMBB/2016

RÉPUBLIQUE ALGERIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DÉPARTEMENT DE GÉOPHYSIQUE, GÉNIE PARASISMIQUE
ET DE PHÉNOMÈNE ALÉATOIRES

MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES
EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME DE MASTER

FILIÈRE : Science et technologie des hydrocarbures.

OPTION : Géophysique pétrolière.

Thème :

**Estimation de la perméabilité à partir des
diagraphies**

Présenté par :

Chemli Layachi

Khodja Mohamed Anis

Suivis par :

Baouche R.

Maître de conférences (B) (UMBB)

Hafrat I.M.

Géophysicien-Sonatrach

Dédicaces

*Tant de fois avais-je pensé à vous offrir
quelques choses en signe de reconnaissance pour
tout ce que vous avez consenti rien que pour me
voir réussir, cette fois c'est l'occasion :*

*Ma mère, qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour, son
soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute
son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à travers ce travail
aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon
éternelle gratitude.*

*Mon père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années
de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie.
Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour les
valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi.*

*Mon frère et sœurs qui n'ont cessé de m'apporter leur soutien moral et
physique acquis.*

*Mes professeurs de l'université de M'HAMED BOUGARA
BOUMERDES qui doivent voir dans ce travail la fierté d'un savoir
bien acquis.*

*A mon binôme et meilleur amie **Layachi**, et tous et à
toute sa famille.*

Khodja Mohamed Anis



Dédicaces

*C'est avec un grand plaisir et une profonde gaieté
que je dédie ce modeste travail:*

A Mes parents

*Vous vous êtes dépensés pour moi sans compter
En reconnaissance de tous les sacrifices consentis par tous et
Chacun pour me permettre d'atteindre cette étape de ma vie.*

Avec toute ma tendresse.

A mon frère et mes sœurs.

*A mon binôme et meilleure amie **Anis** qui m'a aidé à
réaliser ce travail et à toute sa famille.*

De mon parcours universitaire.

A tous les membres de ma promotion.

A mes amis.

A tous ceux qui me connaissent de près ou de loin.

A tous mes professeurs.

Chemli Layachi



Remerciements

Nulle œuvre ne voit jaillir la lumière que celle réalisée avec l'aide de dieu le tout puissant et le soutien moral des personnes qui nous sont proches.

Nous tenons à exprimer notre plus profonde reconnaissance à :

Notre professeur encadreur Mr BAOUCHE Rafik pour son aide et sa précieuse attention ;

Mrs HAFRAT Ibrahim Mohamed et BERBACHI Mohamed, nos encadreurs à la Division Exploration Sonatrach ;

Monsieur Benyoucef pour sa disponibilité, ces conseils, et son aide précieuse. Il nous a fait bénéficier de sa richesse en connaissances en géophysique ;

Monsieur Toufik Hamma, Monsieur Simone Benchiarin, Monsieur Muhammed Nur Ali Akbar et Monsieur Abid Nouredine pour leurs conseils ;

Nos remerciements vont également à tout le personnel de la DES ;

Tous nos professeurs de l'université M'HAMED BOUGARA BOUMERDES pour leurs disponibilité et conseils ;

Nos parents qui nous ont toujours entouré et motivé sans cesse à devenir meilleur ;

Nos frères et sœurs qui nous ont assistés dans ces moments difficiles ;

Nos amis de près ou de loin qui n'ont cessé de nous encourager ;

Tous nos compagnons de promotion ;

A DIEU, pour nous avoir donné la force dans les moments difficiles d'éditer ce mémoire.

Trouvez ici l'expression de notre profonde gratitude et reconnaissance.

L'ensemble du binôme.

Table des Matières

Liste des abréviations	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des annexes	
Introduction générale	1

Chapitre I : Géologie de la région d'étude

I-1. Introduction :	3
I-2. Généralité sur le bassin de Berkine :	3
I-2.1. Situation Géographique du bassin de Berkine :	3
I-2.2. Situation Géologique du bassin de Berkine :	4
I-2.3. Évolution structurale du bassin :	6
I-2.3.1. Aspect structurale:	6
I-2.3.2. Description des failles dans le bassin de Berkine:	6
I-3. Généralité sur la zone d'étude :	7
I-3.1. Présentation géologique de la région de Bir Berkine :	7
I-3.2. La stratigraphie	8
I-3.3. Aspect Litho-Stratigraphique :	8
I-3.3.1. Le Paléozoïque	8
I-3.3.2. Le Mésozoïque :	11
I-3.3.3. Cénozoïque :	14
I-3.3. Système pétrolier :	16
I-3.3.1. Roche mère :	16
I-3.3.2. Roche réservoir :	16
I-3.3.3. Roches couvertures :	17
I-3.3.4. Les pièges :	17
I-4. Conclusion :	18

Chapitre II : Généralité sur les paramètres pétrophysiques

II-1. Introduction :	19
II-2. Les paramètres lithologiques d'une formation:	19
II-2.1. Définition d'un réservoir :	19
II-2.1.1. Réservoir gréseux :	19
II-2.1.2. Réservoir carbonaté :	20
II-2.2. La matrice :	20

II-2.3. Les argiles :.....	20
II-2.3.1. Les minéraux argileux :	22
II-2.4. Fluide :	22
II-3. Les paramètres pétrophysiques d'une formation:	22
II-3.1. La porosité (ϕ):	22
II-3.1.1. Les différents types de porosité :	23
II-3.1.2. Facteurs affectant la porosité :	24
II-3.2. La perméabilité :.....	26
II-3.2.1. Perméabilité horizontal et vertical :	28
II-3.2.2. Types de perméabilité :	29
II-3.2.3. Facteurs affectant la perméabilité :	29
II-3.2.4. Relation Perméabilité – Porosité :.....	31
II-3.3. La Saturation :	31
II-3.3.1. Evaluation de la saturation dans les formations propres :.....	32
II-3.3.2. Evaluation de la saturation dans les formations argileuses :.....	33
II-3.3.3. Les différents types d'eau dans un réservoir :.....	34
II-3.3.4. Détermination de la saturation irréductible :.....	36
II-3.4. La Mouillabilité :.....	36
II-3.5. Pression capillaire :.....	37
II-4. Conclusion :.....	40

Chapitre III : Aperçue sur les outils de diagrapie

III-1. Introduction :.....	41
III-2. But des diagraphies :.....	41
III-3. Types de diagraphie :.....	41
III-3.1. Diagraphies en cours du forage (Measurement While Drilling) :	41
III-3.2. Diagraphies Différées :.....	42
III-3.3. Diagraphies de production :	42
III-4. Classification des diagraphies :.....	42
III-4.1. Diagraphies nucléaires :	43
III-4.1.1. Diagraphies gamma naturel :.....	43
III-4.1.2. Diagraphie de densité (Gamma-Gamma) :.....	44
III-4.1.3. Diagraphies neutron :.....	46
III-4.2. Diagraphies acoustiques (sonique) :.....	48
III-4.2.1. L'outil :.....	48

III-4.2.2. Les facteurs affectant les diagraphies acoustiques :	48
III-4.2.3. Applications des diagraphies acoustiques :	49
III-4.3. Diagraphies électriques :	49
III-4.3.1. L'outil :	49
III-4.3.2. Les facteurs affectant les diagraphies électriques :	49
III-4.3.3. Applications des diagraphies électriques :	50
III-4.4. Diagraphies de résonance magnétique nucléaire :	50
III-4.4.1. L'outil :	53
III-4.4.2. Application :	54
III-4.5. Diagraphies auxiliaires :	55
III-4.5.1. Caliper :	55
III-5. Rayon d'investigation des outils de diagraphie :	56
III-6. Diagraphie de production :	57
III-6.1. Modular Dynamic Tester (MDT):	57
III-6.1.1. Principe de l'outil MDT-Single probe :	57
III-6.1.2. Application :	58
III-6.2. L'outil XPT (Xpress Pressure Tool):	58
III-6.2.1. Application:	59
III-6.3. Déroulement de l'opération du pré-test :	59
III-6.4. Test de formation DST (Drill Stem Test):	60
III-6.4.1. Raisons justifiant un test :	60
III-6.4.2. Principe des opérations du test (DST) :	61
III-6.4.3. Déroulement de l'opération du test (DST) :	61
III-6.4.4. Application :	62
III-7. Conclusion :	63

Chapitre IV : Evaluation des réservoirs à partir des diagraphies

IV-1. Introduction :	64
IV-2. Présentation des puits :	64
IV-3. Diagraphies enregistrées :	64
IV-4. Interprétation qualitative :	65
IV-4.1. Détermination des zones réservoirs :	65
IV-4.2. Type de distribution des argiles :	65
IV-4.3. Identification du type de matrice :	67
IV-4.4. Détermination des paramètres matriciels :	71

IV-5. Interprétation quantitative :.....	72
IV-5.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation « R_w » par la méthode Graphique :	72
IV-5.2. Détermination des paramètres d'argile :	73
IV-5.3. Détermination du volume d'argile :	73
IV-5.4. Détermination de la porosité :	73
IV-5.4.1. Porosité densité Φ_D :.....	74
IV-5.4.2. Porosité sonique Φ_S :	74
IV-5.4.3. Porosité neutron Φ_N :	74
IV-5.4.4. Porosité utile :	75
IV-5.5. Evaluation de la saturation :	75
IV-6. Présentation des résultats :	75
IV-6.1. Résultat de l'interprétation du puits « A » :	75
IV-6.2. Résultat de l'interprétation du puits « B »:	76
IV-6.3. Synthèse des résultats :	77
IV-6.4. Intégration des résultats des outils de pression :	77
IV-6.4.1. Représentation de Diagramme de pression en fonction de la profondeur pour le puits « A » :	79
IV-6.4.2. Interprétation de diagramme de pression Vs profondeur pour le réservoir Siegenien du puits « A » :	80
IV-6.4.3. Synthèse des résultats :	80
IV-6.4.4. Représentation de Diagramme de pression en fonction de la profondeur pour le puits « B » :	81
IV-6.4.5. Interprétation de diagramme de pression Vs profondeur pour le réservoir Siegenien du puits « B » :	82
IV-6.4.6. Synthèse des résultats :	82
IV-6.4.7. Résultats du test DST pour le puits « A » :	82
IV-7. Conclusion :	84

Chapitre V : Estimation de la perméabilité

V-1. Introduction :	85
V-2. Mesure de la perméabilité carotte :	85
V-2.1. Evaluation de la qualité des réservoirs à partir de la porosité et la perméabilité carotte:	86
V-3. Estimation de la perméabilité à partir des modèles empiriques :	88
V-3.1. Application des modèles empiriques pour le puits « A » :	90

V-4. Estimation de la perméabilité à partir de la résonance magnétique nucléaire (NMR): ...	96
V-4.1. Estimation de la perméabilité à partir de la NMR et les modèles empiriques pour les puits « B » :.....	96
V-5. Estimation de la perméabilité à partir des outils de pression :.....	100
V-5.1. Estimation de la perméabilité à partir des outils de pression pour les puits « A » et « B » :	101
V-5.1.1. Estimation de la perméabilité pour les puits « A » :	101
V-5.1.2. Estimation de la perméabilité pour les puits « B » :.....	103
V-6. Estimation de la perméabilité par la régression linéaire :.....	106
V-6.1. Estimation de la perméabilité par la régression linéaire simple (relation porosité-perméabilité) :.....	108
V-6.1.1. Application de la régression linéaire simple :.....	108
V-6.2. Estimation de la perméabilité par la régression linéaire multiple :	110
V-6.2.1. L'équation de Willye et Rose modifiée :.....	112
V-6.2.2. La méthode de L'unité d'écoulement hydraulique (HFU) :	114
V-7. Estimation de la perméabilité à partir du test de puits (DST) :.....	117
V-8. Evaluation statistique des méthodes utilisées :	118
V-9. Problème d'échelle et mode d'écoulement :	120
V-10. Conclusion :	121
Conclusion générale	122
Bibliographie	
Annexes	

Liste des abréviations

Les outils de diagraphie

MDT	Modular Dynamic Tester
DST	Drill Stem Test
XPT	Xpress Pressure Tool
LDT	Litho Density Tool
CNL	Compensated Neutron Log
AIT	Array Induction Imager Tool
EMS	Environmental measurement sonde
CMR	Combinable Magnetic Resonance Tool
BHC	Borehole Compensated Digital Array Acoustic log
HNGS	Hostile Environment Natural Gamma Ray Sonde
NGT	Natural Gamma Ray spectrometry Tool
NGS	Naturel Gamma Spectrometry

Les paramètres de diagraphie

GR	Gamma Ray
SGR	Spectral Gamma Ray
GR_{min}	Valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.
GR_{max}	Valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.
GR_{lu}	Valeur de GR lue en face du banc
V_{sh}	Volume d'argile
V_{sh cut-off}	Volume d'argile cut-off
GR_{cut-off}	Gamma Ray cut-off
PEF	Facteur d'absorption photoélectrique
γ	Rayons gamma
K	Perméabilité absolue
μ	Viscosité

La porosité

Φ_t	Porosité totale
Φ_u	Porosité utile
Φ_N	Porosité neutron
Φ_D	Porosité densité
Φ_S	Porosité sonique
Φ_{NC}	Porosité neutron corrigée
Φ_{DC}	Porosité densité corrigée
Φ_{SC}	Porosité sonique corrigée
Φ_{NSh}	Porosité neutron des argiles
Φ_{DSh}	Porosité densité des argiles
Φ_{SSh}	Porosité sonique des argiles
V_{pores}	volume des pores
V_{solide}	volume de la matrice
V_{total}	volume totale de la roche

La densité

ρ_b	Densité globale (RHOB)
ρ_f	Densité de fluide
ρ_{ma}	Densité de matrice
ρ_{Sh}	Densité des argiles

Le temps de parcours

ΔT_b	Temps de parcours global
ΔT_{ma}	Temps de parcours de matrice
ΔT_f	Temps de parcours filtrat de boue
ΔT_{Sh}	Temps de parcours des argiles

La résistivité

R_w	Résistivité de l'eau de formation
R_{xo}	Résistivité de la zone lavée
R_t	Résistivité de la zone vierge
R_{Sh}	Résistivité des argiles
R_0	Résistivité de la zone saturée en eau (aquifère)

La saturation

S_w	Saturation en eau dans la zone vierge
S_{xo}	Saturation en filtrat de boue dans la zone lavée
S_h	Saturation en hydrocarbure
S_{wirr}	Saturation en eau irréductible

Paramètres de formation

F	Facteur de formation
a	Facteur de lithologie
m	Facteur de cimentation
n	L'exposant de saturation
T_c	Température de formation
S(g/l)	Salinité de l'eau de formation

La perméabilité

K	Perméabilité
K_{TIM}	Perméabilité calculée par le CMR à partir du modèle de TIMUR
K_{SDR}	Perméabilité calculée par le CMR à partir du modèle de SDR
K_d	Perméabilité calculée par l'outil de pression
SDR	Modèle de Schlumberger-Doll-Research
R	Coefficient de corrélation
μ	viscosité
FFI	Free Fluid Index
BVI	ou BFV Bound Fluid Volume
T₂	Temp de relaxation longitudinal
FZI	Flow Zone Indicator
RQI	Indice de qualité de la roche
P	Pression du réservoir

Densité de l'eau de formation en g/cc

- $\rho_w=1.0$** Densité de l'eau douce
 $\rho_w=1.1$ Densité de l'eau salée
 $\rho_w=1.2$ Densité de l'eau saturée sale

Densité de matrice en g/cc

- $\rho_{ma}=2.6$** Densité des grés propres
 $\rho_{ma}=2.71$ Densité des calcaires propres
 $\rho_{ma}=2.85$ Densité des dolomites

Densité de la boue en eau en g/cc

- $\rho_f=1.0$** Densité de la boue en eau douce
 $\rho_f=1.1$ Densité de la boue en eau salée
 $\rho_f=1.2$ Densité de la boue en eau saturée sale

Temps de parcours dans la boue

- $\Delta T = 189$** Temps de parcours dans la boue en eau douce
 $\Delta T = 200$ Temps de parcours dans la boue en eau salée

Liste des figures

Figure I.1: Situation géographique du bassin de Berkine	4
Figure I.2 : Carte de situation du bassin de Berkine	5
Figure I.3 : Les éléments structuraux du bassin de Berkine	7
Figure I.4: Colonne Stratigraphique type du bassin de Berkine	16
Figure II.1 : Illustration des argiles laminées	21
Figure II.2 : Illustration des argiles dispersées	21
Figure II.3 : Illustration des argiles structurales	21
Figure II.4 : La porosité	23
Figure II.5 : Les différents types de porosité	24
Figure II.6 : porosité utile et résiduelle	24
Figure II.7 : le classement des grains	25
Figure II.8 : Le mode d'arrangement des grains	25
Figure II.9 : Effet de la cimentation sur la perméabilité.....	26
Figure II.10 : mesure de perméabilité	27
Figure II.11: Perméabilité VS Texture de la roche	30
Figure II.12 : Relation entre la porosité et la perméabilité dans des sables en fonction de leur granulométrie	31
Figure II.13: les différents types d'eau dans le réservoir	35
Figure II.14 : Répartition des fluides dans l'espace poreux	35
Figure II.15 : illustration de l'angle de contact pour l'eau et le mercure	36
Figure II.16 : La Mouillabilité dans le réservoir	37

Liste des figures

Figure II.17 : système mouillable à l'eau et système mouillable à l'huile	37
Figure II.18 : schéma de pression capillaire	38
Figure II.19 : Schéma illustrant les tensions subis par les molécules d'un fluide	38
Figure II.20 : Ménisques capillaires	39
Figure III.1 : Principe de mesure du Gamma Ray	43
Figure III.2 : Principe de Litho Density Tool LDT	45
Figure III.3 : Schéma de la sonde CNL	46
Figure III.4 : Schéma de la sonde BHC	48
Figure III.5 : Principe de l'outil AIT	50
Figure III.6 : La détection des protons dans la région sensible par l'outil RMN ainsi que leurs orientations aléatoires	51
Figure III.7 : L'alignement des protons avec l'orientation du champ magnétique statique à différents phases (" $t=t_0$ " absence du champ statique, " $t=t_1$ " phase d'alignement, " $t=t_2$ " alignement totale)	51
Figure III.8 : L'alignement des protons par l'application d'un champ magnétique oscillant	52
Figure III.9 : La relaxation transversale du proton	52
Figure III.10 : La distribution des temps de relaxation T_2 et l'estimation des volumes de fluides libres et liés par l'utilisation du seuil (cut-off)	53
Figure III.11 : Schéma de la sonde CMR de Schlumberger	54
Figure III.12 : Porosité déduite de la résonance magnétique nucléaire	54
Figure III.13 : Caliper EMS	55

Liste des figures

Figure III.14 : Rayon d’investigation des différents outils de diagraphies.....	56
Figure III.15: Schéma du principe de fonctionnement du MDT.....	58
Figure III.16 : Principe de l’outil XPT	59
Figure III.17: Plot de pression Vs time.....	60
Figure III.18 : Principe de base pour les essais de puits.	61
Figure IV.1: Localisation géographique des puits « A » et « B » dans le champ de Bir Berkine	64
Figure IV.2: Type d’argile à partir du Cross-plot (Porosité Densité – Neutron) du puits « A ».....	65
Figure IV.3: Type d’argile à partir du Cross-plot (Porosité Densité – Neutron) du puits « B ».....	66
Figure IV.4: Identification de la lithologie à partir du cross-plot Neutron-Densité pour le réservoir TAGI du puits « A ».....	67
Figure IV.5: Identification de la lithologie à partir du cross-plot Neutron-Densité pour le réservoir Siegenien du puits « A ».....	68
Figure IV.6: Identification de la lithologie à partir du cross-plot Neutron-Densité pour le réservoir TAGI du puits « B ».....	69
Figure IV.7: Identification de la lithologie à partir du cross-plot Neutron-Densité pour le réservoir Siegenien du puits « B ».....	70
Figure IV.8: Détermination des paramètres matriciels ρ_{ma} & ΔT_{ma}	71
Figure IV.9: Détermination de R_w par la méthode Graphique (Abaque GEN-6).....	72
Figure IV.10 : Diagramme de la pression en fonction de la profondeur pour le puits « A ».....	80

Liste des figures

Figure IV.11 : Diagramme de la pression en fonction de la profondeur pour le puits « B »...	81
Figure IV.12 : schémas représentatif du test DST-1 en cased hole pour le puits « A ».....	83
Figure IV.13 : schémas représentatif du test DST-2 en cased hole pour le puits « A ».....	83
Figure V.1 : Mesure de la perméabilité à partir d'un échantillon de carotte.....	86
Figure V.2 : Cross plot perméabilité et porosité carotte n°1 pour le réservoir TAGI puits « A ».....	86
Figure V.3 : Cross plot perméabilité et porosité carotte n°2 pour le réservoir Siegenien....	87
Figure V.4 : Cross plot perméabilité et porosité carotte n°3 pour le réservoir Siegenien....	88
Figure V.5 : Perméabilité carotte et perméabilité estimée par les modèles empiriques pour le réservoir TAGI du puits « A ».....	90
Figure V.6 : Perméabilité carotte et perméabilité estimée par les modèles empiriques pour le réservoir Siegenien du puits « A ».....	92
Figure V.7 : Cross-Plot perméabilité carotte et perméabilité estimée par les méthodes empiriques pour le réservoir TAGI du puits « A ».....	93
Figure V.8 : Cross-Plot perméabilité carotte et perméabilité estimée par les méthodes empiriques pour le réservoir Siegenien du puits « A ».....	94
Figure V.9 : Perméabilité K_{TIM} et perméabilité estimée par les modèles empiriques pour le réservoir Siegenien du puits « B ».....	97
Figure V.10 : Cross-Plot perméabilité (K_{TIM}) et perméabilité estimée par les modèles empiriques pour le réservoir Siegenien du puits « B ».....	98
Figure V.11 : Les perméabilités (K_{TIM}) et (K_{SDR}) pour le réservoir Siegenien du puits « B ».....	99

Liste des figures

Figure V.12 : Enregistrement de la pression d'écoulement en fonction du temps réel (I.Hafrat, Intégration des résultats du dual packer dans l'évaluation des réservoirs compacts, 2014).....	100
Figure V.13 : Perméabilité MDT et perméabilité des méthodes empiriques pour le réservoir Siegenien du puits « A ».....	102
Figure V.14 : Perméabilité MDT et perméabilité des méthodes empiriques pour le réservoir Siegenien du puits «B ».....	104
Figure V.15 : Perméabilité MDT et perméabilités (K_{TIM}) et (K_{SDR}) pour le réservoir Siegenien « puits B ».	105
Figure V.16 : Organigramme de l'algorithme du gradient descendant (élaboré par nos soins).....	107
Figure V.17 : Cross plot perméabilité-porosité carotte pour le réservoir Siegenien puits « A ».....	108
Figure V.18 : Perméabilité calculée par régression linéaire et K_{TIM} pour le réservoir Siegenien puits « B ».....	109
Figure V.19 : Cross plot perméabilité K_{TIM} et perméabilité calculée par régression linéaire simple pour le réservoir Siegenien puits « B ».....	109
Figure V.20 : Perméabilité W&R modifiée et perméabilité carotte pour le réservoir Siegenien puits « B ».....	113
Figure V.21 : Cross plot perméabilité carotte et perméabilité W&R modifiée pour le réservoir Siegenien du puits « A ».....	113
Figure V.22 : Perméabilité Wyllie & Rose modifiée et perméabilité K_{TIM} en fonction de la profondeur pour le réservoir Siegenien du puits « B ».....	113
Figure V.23: Cross plot perméabilité Wyllie & Rose modifiée et perméabilité K_{TIM} pour le réservoir Siegenien du puits « B ».	114

Liste des figures

Figure V.24 : Perméabilité HFU et perméabilité carotte pour le réservoir Siegenien du puits « A ».	115
Figure V.25 : Cross plot perméabilité carotte et perméabilité HFU pour le réservoir Siegenien puits « A ».	115
Figure V.26 : Perméabilité HFU et perméabilité K_{TIM} pour le réservoir Siegenien puits « B ».	116
Figure V.27 : Cross plot perméabilité HFU et perméabilité K_{TIM} pour le réservoir Siegenien puits « B ».	116
Figure V.28 : L'analyse du semi log buildup en utilisant la méthode de Horner-plot (document Schlumberger 2006).	117
Figure V.29 : Les différentes échelles et mode d'écoulement (document Schlumberger 2011).	120

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Les différentes valeurs expérimentales du facteur de cimentation.....	33
Tableau III.1 : Classification des outils de diagraphie.....	42
Tableau IV.1 : Les diagraphies enregistrées an niveau des puits « A » et « B ».....	64
Tableau IV.2 : Détermination du GR_{cut-off} des puits « A » et « B ».....	65
Tableau IV.3 : Les paramètres matriciels.....	71
Tableau IV.4 : Les paramètres d'argile.....	73
Tableau IV.5 : Les porosités d'argile.....	73
Tableau IV.6 : Résultats d'interprétation des puits « A » et « B ».....	77
Tableau IV.7 : Résultats de pré-test avec l'outil MDT pour le puits « A ».....	78
Tableau IV.8 : Résultats de pré-test avec l'outil XPT pour le puits « B ».....	79
Tableau IV.9 : Résultat du test DST pour le puits « A ».....	84
Tableau V.1 : Coefficient de corrélation entre la perméabilité carotte et estimée par les formules empiriques pour les réservoirs TAGI et Siegenien du puits « A ».....	95
Tableau V.2 : Coefficient de corrélation entre la perméabilité (K_{TIM}) et estimé par les modèles empiriques pour du puits « B ».....	99
Tableau V.3 : Mobilité et perméabilité MDT en fonction de la profondeur pour le réservoir Siegenien du puits « A ».....	101
Tableau V.4 : Mobilité et perméabilité MDT en fonction de la profondeur pour le réservoir Siegenien du puits « B ».....	103
Tableau V.5 : Les paramètres du DST et perméabilités calculés.....	118
Tableau V.6 : Evaluation statistique des modèles empiriques pour le réservoir TAGI du puits « A ».....	118

Liste des tableaux

Tableau V.7 : Evaluation statistique des modèles empiriques pour le réservoir Siegenien du puits « A ».....	119
Tableau V.8 : Evaluation statistique des modèles de régression linéaire pour le réservoir Siegenien puits « A ».....	119
Tableau V.9 : Evaluation statistique des modèles empiriques pour le réservoir Siegenien puits « B ».....	119
Tableau V.10 : Evaluation statistique des modèles de régression linéaire pour le réservoir Siegenien puits « B ».....	120

Liste des annexes

Annexe 1 : Log composite du puits « **A** ».

Annexe 2 : Log composite du puits « **B** ».

Annexe 3 : Elan du réservoir TAGI et Siegenien du puits « **A** ».

Annexe 4 : Elan du réservoir TAGI et Siegenien du puits « **B** ».

Annexe 5 : Intégration des résultats de la résonance magnétique nucléaire pour les réservoirs TAGI et Siegenien du puits « **B** ».

Annexe 6 : Résultats d'interprétation du réservoir TAGI et Siegenien du puits « **A** ».

Annexe 7 : Résultats d'interprétation du réservoir TAGI et Siegenien du puits « **B** ».

Annexe 8 : Algorithme du gradient descendant.

Annexe 9 : Equation de la régression linéaire multiple.

Annexe 10 : Evaluation statistique.

Annexe 11 : Histogramme de l'évaluation statistique.

Introduction générale

Introduction générale

La perméabilité est un paramètre critique dans la caractérisation et le management des réservoirs. L'estimation de la perméabilité est une tâche complexe et une mal estimation de cette dernière fera un modèle imprécise et non fiable ainsi, affectant le degré de succès de nombreuses opérations basé sur ce modèle. Cependant la connaissance de la perméabilité est indispensable dans le développement d'une description efficace et de qualité pour le réservoir. De ce fait plusieurs travaux ont été réalisés dans la tentative d'établir une fonction mathématique complexe qui relie la perméabilité aux autres caractéristiques du réservoir. Toutes ces études ont contribué à la compréhension des facteurs qui contrôlent la perméabilité, mais elles n'ont pas fournis une estimation précise à causes des phénomènes physiques complexes et aux nombreux facteurs qui interagissent à l'intérieur du réservoir. La définition d'une expression exacte de chacun de ces facteurs en fonction des autres est une tâche impossible. Le meilleur qui peut être fait est des méthodes approximatives qui donnent en quelque sorte une estimation de la perméabilité dans le réservoir.

La Perméabilité de la formation est souvent mesurée en laboratoire à partir des échantillons de carottes ou évaluée à partir de données de test de puits. Cependant, l'analyse de carotte et les données d'essai de puits ne sont pas généralement disponibles pour plusieurs puits dans un même champ, cela a amené les chercheurs à la tentative d'élaborer des modèles qui permet d'estimer la perméabilité à partir des diagraphies, aux années cinquante Wyllie et Rose ont introduit la notion des modèles empiriques qui relie la perméabilité à la porosité et la saturation en eau irréductible, sur la base de leurs travaux plusieurs équations ont été présenté aux cours du temps et qui sont valables jusqu'à nos jours. Autres approches ont été mise à l'évidence suite aux développements des outils d'acquisitions telles que celles basée sur la résonance magnétique nucléaire ou sur les mesures de pression et qui ont permet d'avoir une estimation plus précise que les modèles empiriques. La recherche d'une estimation précise conduit à l'utilisation des méthodes statistiques telles que la régression linéaire afin de combler les insuffisances dues aux équations généralisées. L'abondance des méthodes destinées à l'estimation de la perméabilité à partir des diagraphies nous laisse poser les questions suivantes : laquelle de ces méthodes est la plus fiable pour estimer la perméabilité dans notre région ? La régression linéaire peut elle améliorer cette estimation en généralisant une équation adéquate à la région d'étude ? Y a-t-il une relation directe entre les diagraphies conventionnelles et la perméabilité en utilisant comme modèle statistique la régression linéaire multiple ?

Afin de mener à bien notre travail et pour répondre aux questionnements posés ci-haut, nous avons établi une évaluation des réservoirs TAGI et Siegenien au niveau des puits « **A** » et « **B** » situés dans le périmètre de Bir Berkine (Bassin de Berkine) en exploitant les données de diagraphies ainsi qu'une estimation de la perméabilité ont utilisant plusieurs modèles et une évaluation statistique dans le but de définir le modèles le plus compatible à la région d'étude.

Pour d'atteindre l'objectif souhaité, cinq chapitres ont été élaborés :

- Le premier chapitre a été consacré à la présentation de la région d'étude.
- Un aperçu sur les paramètres pétrophysiques à été présenté dans le deuxième chapitre.
- Le troisième chapitre évoque les différents outils de diagraphie enregistrés dans les deux puits et leurs applications.
- L'évaluation des résultats obtenus par les diagraphies enregistrés dans les deux cas d'étude a été présentée dans le quatrième chapitre.
- Le cinquième chapitre introduit les différentes méthodes utilisées pour estimer la perméabilité au niveau des deux puits « **A** » et « **B** ».

Chapitre I :

Géologie de la région d'étude

I-1. Introduction :

D'une superficie globale de **102 395 km²**, le bassin de Berkine est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures en Algérie (**WEC 2007**).

Le bassin de Berkine est un vaste bassin intra-cratonique situé dans la partie nord-est de la plateforme saharienne, il fait partie de l'Erg Oriental et constitue la zone la plus profonde de la synclise Est algérienne. Le mur du paléozoïque se trouve à plus de **6 000 m** dans le centre du bassin. Cette région s'étale sur une grande partie du Sahara oriental, elle est recouverte par les dunes du Grand Erg Oriental qui ont rendu difficile et coûteuse son exploration, d'où la rareté des données géologiques.

I-2. Généralité sur le bassin de Berkine :

I-2.1. Situation Géographique du bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine est situé au Sud-Est de l'Algérie (**Figure I.1**), entre les latitudes **29°** et **33°** Nord, et entre les longitudes **5°** et **9°** Est. Il est limité par les frontières tunisiennes et libyennes à l'Est, le bassin d'Illizi au Sud, la Dôme de Dahar au Nord et Hassi-Messaoud à l'Ouest.

En réalité, le bassin de Berkine (autrefois appelé **Ghadamès**) recouvre trois pays, la partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le Sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale, sa superficie totale est de **300 000 Km²**, mais seulement le tiers se situe en Algérie.

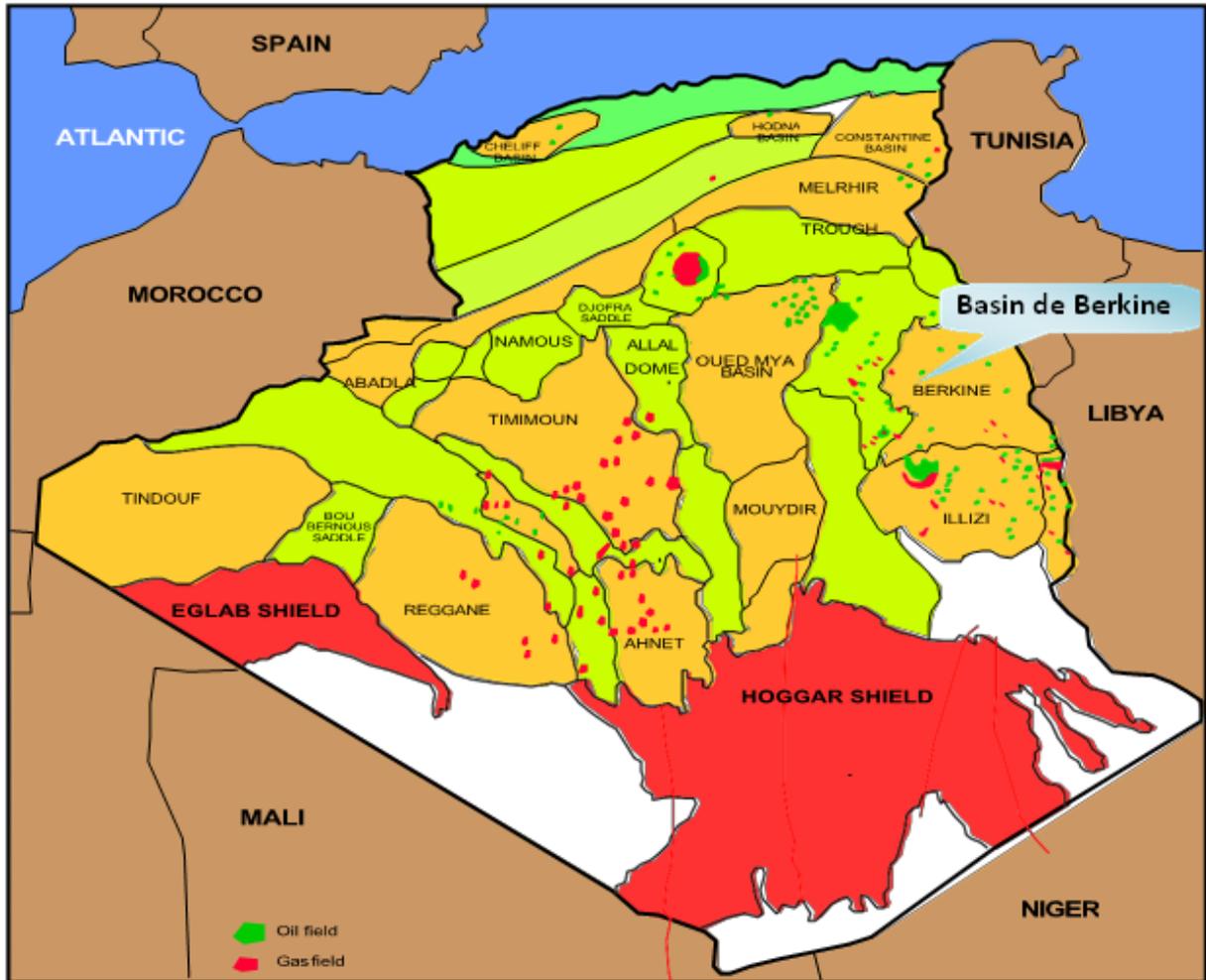


Figure I.1: Situation géographique du bassin de Berkine (Sonatrach, 2009).

I-2.2. Situation Géologique du bassin de Berkine :

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine est de type Intra-cratonique, il se situe dans la région du grand Erg Oriental au Nord-Est de la plateforme saharienne. Cette région est topographiquement caractérisée par une épaisse couverture dunaire en surface, ces hautes dunes sont alignées suivant la direction N-S et peuvent atteindre **300 m** de hauteurs.

Il s'agit d'une vaste dépression paléozoïque où le socle se situerait à plus de **6 000 m** de profondeur. La couverture Mésozoïque varie de **2000 m** au Sud-Est et de **3200 m** vers le Nord-Ouest. La série évaporitique du Lias représentée par une épaisseur de **1000 m** au Nord-Ouest s'amenuise vers la partie Sud.

I-2.3. Évolution structurale du bassin :

I-2.3.1. Aspect structurale:

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

Domaine Ouest : c'est un domaine très structuré, les failles qui leur sont associées ont des rejets très importants.

Domaine centre : c'est un domaine relativement moins structuré, avec une remontée monoclinale vers le nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques.

I-2.3.2. Description des failles dans le bassin de Berkine:

Le bassin de Berkine est caractérisé par un grand réseau de fracturation (**Figure I.3**) due à une succession de plusieurs phases tectoniques depuis le précambrien.

Ces fracturations sont organisées suivant deux principales orientations :

- **Direction subméridienne:**

Les failles subméridiennes sont caractérisées par un grand rejet de l'ordre de 500m (région de Rhourde Nouss) pouvant atteindre 2000m (faille de Ramade).

- **Direction NE-SW:**

Un nombre considérable de failles est aligné suivant cette direction, sur tout le bassin, particulièrement sur la partie Centre et Est. Ces failles ont donné naissance à de grandes structures à l'Ouest du bassin de Berkine et à de petites structures au centre et à l'Est de celui-ci.

Sur la majorité de ces accidents à caractère inverse, s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le T.A.G.I (Trias Argileux Gréseux Inferieur)

Le rapport BEICEP 1991 a fait allusion à trois autres orientations secondaires :

- **Direction N70°:**

A l'Ouest du bassin, dans la région de Rhourde Nouss, Gassi Touil et Menzel Lejmet.

- **Direction sub-équatoriale:**

Au sud, dans le môle d'Ahara séparant Berkine du bassin d'Illizi.

- **Direction N150°:**

Au N-E du bassin du côté de Keskesa et Bir Berkine.

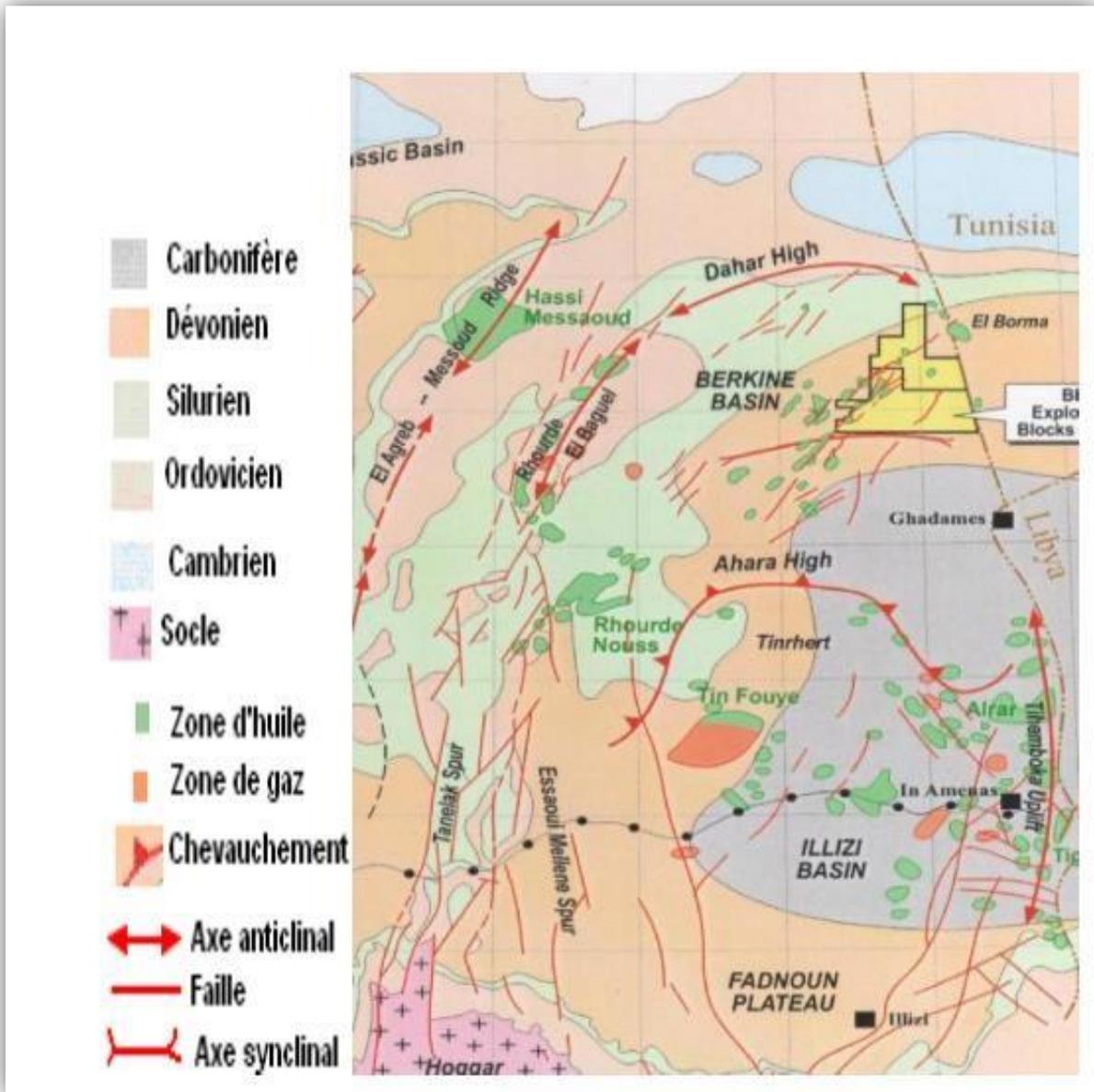


Figure I.3 : Les éléments structuraux du bassin de Berkine (Sonatrach, 2003).

I-3. Généralité sur la zone d'étude :

I-3.1. Présentation géologique de la région de Bir Berkine :

Le périmètre de Bir Berkine est situé dans la région du grand Erg oriental à environ 200 km au Sud-Est du gisement de Hassi-Messaoud et à 60 km environ au Sud-Ouest d'El-Borma.

D'une superficie de 300 km², le champ de Bir Berkine est caractérisé par un relief de dunes dont la hauteur peut atteindre 120 m, il correspond au bloc 404b selon le découpage SONATRACH/EXP.

Du point de vue géologique, la région de Bir Berkine est située sur la bordure occidentale du bassin de Berkine sur le trend structural de Bir Berkine-El Borma d'orientation N30° à N60°.

I-3.2.La stratigraphie

La série sédimentaire dans ce périmètre est généralement identique à celle définie à l'échelle du bassin. L'érosion hercynienne a joué un rôle prépondérant dans la répartition des formations paléozoïques sur les remontées structurales Nord-Ouest, où les termes du Dévonien inférieur affleurent sous la discordance hercynienne. Ces termes constituent des objectifs pétroliers importants.

I-3.3. Aspect Litho-Stratigraphique :

L'analyse des puits forés dans la région a permis de dégager une colonne stratigraphique type (**Figure I.4**), montrant une couverture sédimentaire représentée par des dépôts **Paléozoïques, Mésozoïque et Cénozoïque**.

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 (**WEC 2007**).

Le socle composé de roches **Précambrien** sur lesquelles reposent en discordance les formations **Paléozoïques**.

I-3.3.1. Le Paléozoïque

Il repose en discordance sur le socle. La série du Paléozoïque est représentée par des dépôts allant du Cambrien au Carbonifère (érodé dans la région), avec une épaisseur totale variant de **450 m** au nord de la dépression à environ **4000 m** au sud.

Les étages rencontrés de bas en haut sont :

I-3.3.1.a. Le Cambrien :

C'est des dépôts d'origine fluviatile repose sur le socle Précambrien, il est représenté par des grés et des quartzites à passées conglomératique. L'épaisseur moyenne de cette formation est de **300m**.

I-3.3.1.b. L'Ordovicien :

Reposant en discordance sur le Cambrien,

L'Ordovicien Inférieur est constitué par les formations : zones des alternances, argiles d'El Gassi, grés d'El Atchane et les Quartzites de Hamra.

L'Ordovicien Moyen est représenté par les grés d'Ouargla, les argiles d'Azzel et les grés d'Oued-Saret.

L'Ordovicien Supérieur représenté par les argiles micro conglomératiques et les grés de Ramade, repose en discordance sur l'Ordovicien moyen ou comme dans quelque cas directement sur l'Ordovicien inférieur.

I-3.3.1.c. Silurien :

Le Silurien Inférieur (Silurien argileux) qui constitue la base est formé par une grande série Argileuse de couleur grise foncé et noire, riche en matière organique et en Pyrites avec de fines passées de calcaire. Ce dépôt est marqué par une transgression marine généralisée sur toute la plate-forme saharienne. Cette formation est considérée comme étant la principale roche mère.

Le Silurien Supérieur (Silurien argilo-gréseux) est constitué par une alternance d'Argile grise ou brune, et des Grés gris-vert et fin, avec une prédominance Argileuse au sommet.

I-3.3.1.d. Dévonien :

Le Dévonien Inferieur : Le Dévonien Inferieur est constitué par un faciès Argileux-Gréseux, l'épaisseur maximale est de **589 m**.

- **Le Gedinien :**

Il est représenté par deux ensembles :

L'ensemble inférieur d'environ 279 m d'épaisseur se présente comme un ensemble homogène composé de Grés moyen à fin parfois grossiers subanguleux à subarrondis.

L'ensemble supérieur d'une épaisseur moyenne de 165 m est composé de deux membres Gréseux séparés par un ensemble Argileux d'épaisseur variable.

- **Le Siegenien :**

Le Siegenien est représenté par un complexe Argileux-Gréseux formé de Grés fin à très fin parfois moyen et d'Argile grise à gris-noire, son épaisseur maximale est de 177 m.

- **L'Emsien :**

L'Emsien débute par des Argiles grises à gris-noir, elles sont surmontées par un ensemble Gréseux composé de Grés blanc à gris-blancs localement gris-vert, fin à très fin, sub-anguleux à sub-arrondis.

Le Dévonien Moyen :

- **L'Eifelien :**

Son épaisseur moyenne est de 38 m, il est constitué dans ces première mètres par des Argiles gris-noir et des Calcaires gris-clair. Sa partie supérieure est constituée d'Argile gris-noir localement dolomitique avec passées de Grés très fin.

- **Le Givetien :**

Epais d'environ 32 m, il est représenté par des Argiles gris-noir, des niveaux de Calcaires crayeux alternant avec des marnes grises et des bancs métriques à décimétriques de Grés fins.

Le Dévonien Supérieur :

Le Dévonien Supérieur qui est limité à son sommet par la discordance hercynienne est représenté seulement par les dépôts du Frasnien qui est constitué de faciès argileux-carbonate.

- **Le Frasnien :**

D'une épaisseur moyenne variant de 14 à 115 m, le Frasnien est constitué d'Argile grises avec des intercalations de Marne et de Calcaire dolomitique. Sa partie basale est composée de Grés très fin et d'Argile gris-noir à noir très radioactive.

I-3.3.2. Le Mésozoïque :

Il est subdivisé en trois étages : le Trias, le Jurassique et le Crétacé.

I-3.3.2.a. Le Trias :

Constitue la partie inférieure du **Mésozoïque**. Il est représenté par des sédiments clastiques avec des intercalations de carbonates.

Il est composé essentiellement par des dépôts argilo-gréseux et évaporitiques.

Les dépôts gréseux constituent de bons réservoirs à hydrocarbures.

Il est subdivisé en 4 parties :

- **Le TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) :**

C'est le premier épisode détritique du Mésozoïque qui surmonte en discordance stratigraphique les différentes formations érodées du paléozoïque. Son épaisseur varie de **19** à **83 m**, il correspond à des dépôts fluviatiles méandriformes. Il est constitué d'une alternance de couches argileuses de couleur brun rouge et gréseuses beige à gris-verdâtre, très fin avec la présence de pyrite.

- **Le Trias Carbonaté:**

Son épaisseur varie de **75** à **91 m**, il est constitué d'Argiles brun-rouge à gris-verdâtre légèrement Carbonaté, de Dolomie blanche à beige moyennement dur, et de Calcaire blanc crayeux, tendre à moyennement dur.

- **Le Trias Argileux:**

Son épaisseur varie de **47** à **92 m**, il est composé de grès brun-rouge fin à très fin, moyennement dur à consolider. Ce grès est délimité par deux type d'Argile, en haut une Argile brune-rouge tendre à indurée, et en bas l'Argile est feuilletée, gris-sombre à noire.

- **Le Trias Salifère S4 :**

Son épaisseur varie de **35** à **45 m**, il a une lithologie constituée par des bancs épais de sel massif, blanc rosâtre, avec intercalations d'Argile brune et brun-rouge, silteuse et tendre. C'est une couverture efficace des réservoirs du **TAGI**.

I-3.3.2.b. Jurassique :

Il se subdivise en jurassique inférieur, moyen et supérieur.

- **Le Jurassique Inférieur (Lias) :**

Lias Argileux :

Son épaisseur varie de **44 à 75 m**. Composé d'Argile silteuse, de couleur brun-rouge et gris-verdâtre, avec passé de Sel blanc et rosâtre.

Lias S3 :

Son épaisseur varie de **146 à 166 m**. Composé de sel blanc, rosâtre, avec traces à fines passées d'argile silteuse gris-vert et brun-rouge, salifère vers la base.

Lias S1+S2 :

Son épaisseur varie de **247 à 276 m**. Composé de sel blanc, rosâtre, avec traces à fines passées d'argile silteuse gris-vert et brun-rouge, d'anhydrite blanche argileuse et dur, et d'argile gris-verdâtre, silteuse et tendre.

Lias Horizon « B » :

Son épaisseur moyenne est de **24 m**. Composé de calcaire blanchâtre, argileux tendre et dolomitique passant parfois à des Dolomies Calcaire gris-beige, microcristallines dures.

Lias Salifère « S1 » :

Son épaisseur moyenne est de **63 m**. C'est du sel blanc rosâtre et des Argiles silteuse et salifère gris-verdâtre et brun-rouge avec présence de calcaire gris-claire.

Lias Anhydritique :

Son épaisseur varie de **185 à 211 m**. Constitué d'Anhydrite blanche avec intercalation d'Argile tendre parfois légèrement carbonaté. Contient aussi du sel blanc avec intercalation d'Argile tendre à indurée.

- **Le Jurassique Moyen (Dogger) :**

Dogger Lagunaire :

Son épaisseur varie de **100 à 148 m**. Composé d'Anhydrite blanche et dur avec passées d'Argile gris-vert et de Calcaire dolomitique gris-beige.

L'étage contient aussi du Grès beige fin à très fin.

Dogger Argileux :

Son épaisseur varie de **110 à 150 m**. Composé d'Argile Carbonaté, de Calcaire Dolomitique, d'Anhydrite blanche moyennement dur et de Grés très fin Argileux et moyennement consolidé.

- **Le Jurassique Supérieur (Malm) :**

Son épaisseur varie de **184 à 253 m**. Composé d'intercalation de :

- Calcaire dur gris-blanc à gris-beige, dolomitique blanc.
- Argile tendre grise à gris-verdâtre, localement Dolomitique.
- Anhydrite blanche, dure parfois tendre à moyennement dure.
- Grés gris-brun parfois gris-verdâtre a ciment carbonaté.

I-3.3.2.c. Crétacé :

- **Néocomien :**

Son épaisseur moyenne est de **265 m**, la moitié inférieure est composée de Grés fin alternant avec des Argiles, le sommet est constitué d'Argile gris à gris-verdâtre avec fines passées de Grés gris-blanc très fin. Notons aussi la présence de pyrite et l'abondance de lignite.

- **Barrémien :**

Son épaisseur varie de **330 à 372 m**, composé d'une alternance d'Argile brun-rouge à gris-vert, et de Grés blanc fin à très fin argileux avec passées d'Anhydrite blanche à la base. Présence de grains de quartz isolés avec traces de pyrite et de lignite.

On constate aussi la présence de sable blanc, moyen à grossier, subanguleux à subarrondi, avec des fine passées d'Argile et abondance de la Lignite.

- **Aptien :**

Son épaisseur varie de **26 à 60 m**, composé de Calcaire dolomitique gris-blanc et de Dolomie.

- **L'Albien :**

Son épaisseur varie de **134 à 158 m**, composé d'une alternance d'Argile brun rouge et de Grés blanc à gris-verdâtre fin à moyen, avec présence de pyrite et de lignite vers le sommet.

Composé à la base par des sables blancs moyens à grossiers, arrondis à sub-arrondis, avec des passées d'Argile et abondance de la Lignite.

- **Cénomanién :**

Son épaisseur varie de **213 à 226 m**, composé au sommet d'une alternance d'Anhydrite blanche et dur, de Dolomie Calcaire gris-blanc et d'Argile brun rouge légèrement carbonatée avec un niveau de sel blanc.

A la base il contient des Argiles brun-rouge avec passées de Calcaire dolomitique et de Grés argileux fin à très fin Argileuse moyennement consolidé.

- **Turonien :**

Son épaisseur varie de **53 à 77 m**. Composé d'alternances de Calcaire Argileux gris-blanc tendre, et des Dolomie microcristalline dure.

- **Le Sénonien**

- **Sénonien Salifère :**

Son épaisseur moyenne est de **150 m**. Composé de sel incolore, transparent, intercalé d'Argile brun-rouge silteuse légèrement Carbonaté et d'Anhydrite blanche.

- **Sénonien Anhydritique :**

Son épaisseur moyenne est de **257 m**. Composé d'Anhydrite blanche moyennement dure à dure, avec passé de Marne et de Dolomie.

- **Sénonien Carbonaté :**

Son épaisseur varie de **53 à 77 m**. Composé d'alternances de Dolomie beige, dure, microcristalline, passant parfois à une Dolomie Calcaire.

Contient aussi des Marnes grise à gris-vert, tendre à pâteuse.

I-3.3.3. Cénozoïque :

- **Mio-Pliocène :**

Son épaisseur moyenne est de **190 m**, composé de Sable roux, blanc, moyen à grossier arrondi à sub-arrondi, dur à très dur, mal classé et non consolidé, avec passées de Grés beige à blanc, fin à très fin, d'Argile rouge, d'un niveau de Calcaire blanc et de Dolomie beige.

- **Quaternaire :**

Ce sont des sables dunaires.

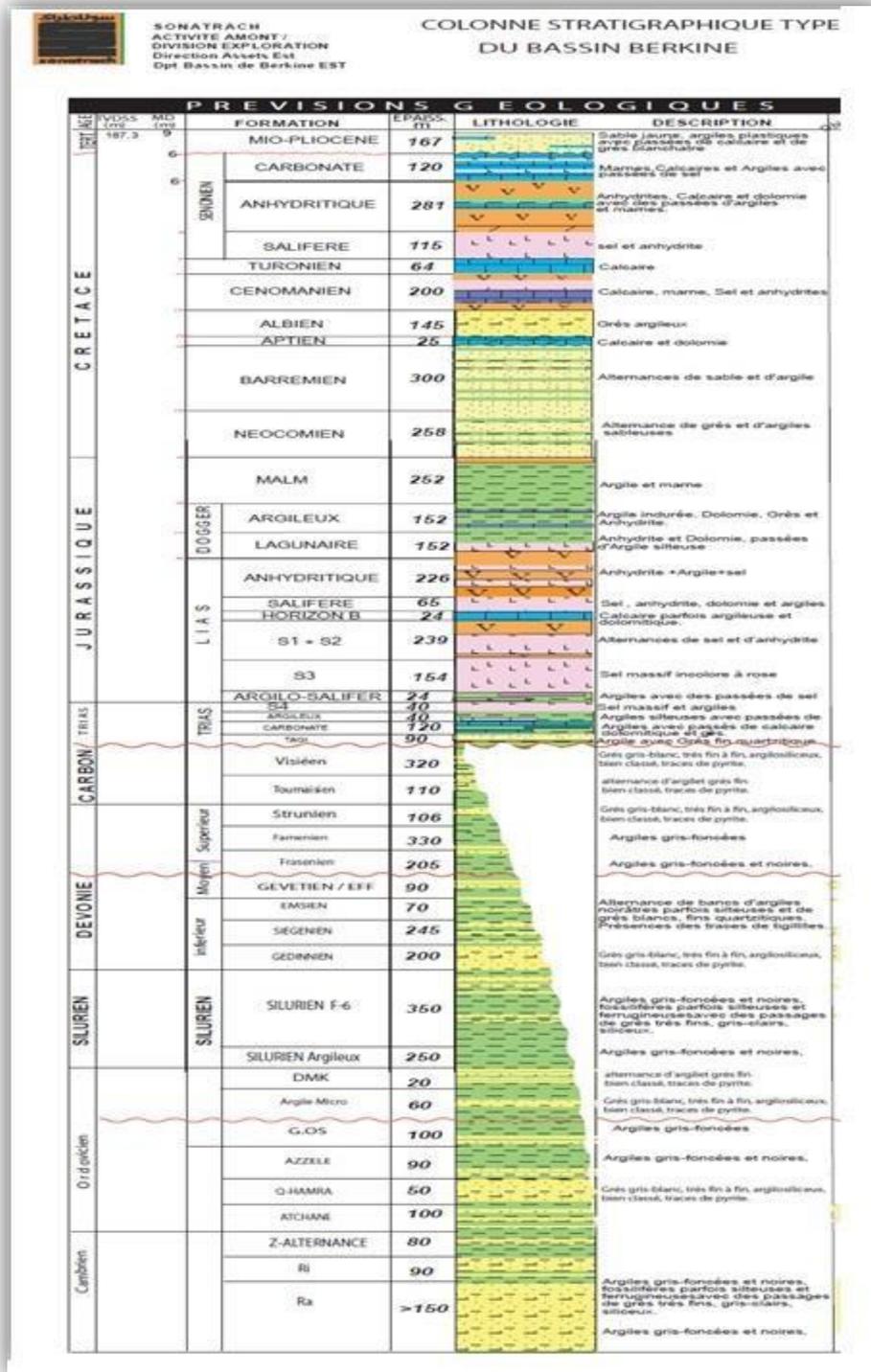


Figure I.4: Colonne Stratigraphique type du bassin de Berkine (Sonatrach, 2009).

I-3.4. Système pétrolier :

On appelle « système pétrolier » l'ensemble formé d'une **roche mère** qui génère les hydrocarbures, d'une **roche réservoir** (poreuse et perméable) qui les accueille au cours de la **migration** et d'une **roche couverture** (imperméable) qui donnera son étanchéité au piège.

L'existence des hydrocarbures au sein du piège nécessite la présence de tous les éléments cités, ainsi que le bon timing. Toutes ces conditions réunies permettent la conservation et la récupération maximale de cette substance énergétique.

I-3.4.1. Roche mère :

Au niveau du bassin Berkine deux roches mères se manifestent le **Silurien** et le **Frasnien**, elles correspondent aux développements des séries argileuses noires radioactives, riches en matière organique d'origine marine qui marque le début de la période de transgression.

Les argiles du Silurien d'extension régionale constituent la source génératrice des hydrocarbures par contre la roche mère frasnienne qui se caractérise par une extension plus limitée et localisée dans la partie centrale du bassin. L'extension de ces deux roches dépend essentiellement du degré d'érosion durant la phase hercynienne.

I-3.4.2. Roche réservoir :

Du fait de l'érosion des séries paléozoïques par l'orogénèse hercynienne seule la partie basale du Dévonien inférieur est susceptible des objectifs d'exploration sur la zone d'étude. En ce qui concerne le Mésozoïque, seul le TAGI présente un intérêt pétrolier.

- **Dévonien inférieur :**

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles le **Siegenien** et le **Gedinien**. Le Siegenien présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque par contre le Gedinien où prédomine une série de grès massifs de type fluvial d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m.

- **TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) :**

Le TAGI repose en discordance sur les formations du Paléozoïque, 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, une série post hercynienne de comblement.
- Le TAGI moyen à supérieur où domine une « chenalisation » de type méandrique à anastomosé.

I-3.4.3. Roches couvertures :

- **Couvertures du Dévonien :**

Les couvertures sont représentées par les argiles intra-formationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté.

- **Couvertures des réservoirs triasiques :**

L'étanchéité de ces réservoirs 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.

I-3.4.4. Les pièges :

Au niveau du bassin de Berkine on distingue deux types de pièges : structuraux et stratigraphiques.

- Les pièges structuraux se présentent sous forme d'anticlinaux simples ou faillés. Ces pièges sont liés aux phases compressives.
- Les pièges stratigraphiques se manifestent par des biseaux sous discordance ou des lentilles gréseuses.

I-4. Conclusion :

Le périmètre de Bir Berkine se situe dans la partie Nord-Ouest du bassin de Berkine. Il présente un ensemble structural caractérisé par des trends structuraux orientés Nord-Est/Sud-Ouest sur lesquels se rattachent les pièges de type anticlinaux. Des failles secondaires d'orientation Nord-Ouest/Sud-Est compliquent son canevas structural et occasionnent le compartimentage des structures. Les failles ayant joué en décrochement favorisent la formation de structures anticlinales.

La succession stratigraphique dans le bassin de Berkine est composée d'un paquet paléozoïque qui se repose sur le socle pré-Cambrien, il est formé par les dépôts fluviaux-glaciaires du Cambro-ordovicien suivi par une transgression silurienne qui représentent une des principales roches mères en Afrique du Nord.

Chapitre II :

**Généralité sur les paramètres
pétrophysiques**

II-1. Introduction :

La pétrophysiques est la discipline qui étudie les propriétés physiques et chimiques des roches et leurs interactions avec les fluides (solutions aqueuses, hydrocarbures liquides, gaz) (Archie, 1950).

La connaissance précise des paramètres pétrophysiques d'une formation géologique joue un rôle très important dans la détermination du type de réservoir et l'estimation des réserves en place ainsi que les mécanismes de déplacement des fluides.

Avant de définir **les paramètres pétrophysiques**, nous allons donner des définitions de certains éléments utiles qu'on appelle : **les paramètres lithologiques**.

II-2. Les paramètres lithologiques d'une formation:

II-2.1. Définition d'un réservoir :

Un réservoir est un volume en sub-surface de roches poreuses et perméables qui ont une capacité de stockage et une habilité à laisser circuler les fluides.

Sous l'effet de la pression, les hydrocarbures migre de la roche-mère à travers des roches poreuse et perméable soit pour atteindre la surface soit pour être piéger sous une surface non perméable (roche couverture) qui leur permet de s'accumulé dans ce qu'on appelle **un réservoir**, celui-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures aboutissant à des gisements d'huile et/ou de gaz.

Les principaux réservoirs sont constitués de grés et/ou de carbonates.

II-2.1.1. Réservoir gréseux :

Les réservoirs Gréseux sont généralement créer par l'accumulation de sédiment clastique caractéristique d'un environnement de dépôt dans les chenaux de rivières, le delta, les lacs et les environnements marins peu profond.

La roche réservoir est formée de grains de quartz et de silice (SiO_2), si les grains sont libres, il s'agit de sable, si les grains sont cimentés entre eux, il s'agit de grés. Selon la cimentation, on définit plusieurs types de grés ; grés sableux, grés argileux, grés carbonatés...etc

Les réservoirs Gréseux ont une porosité et une perméabilité contrôlé par la taille des grains, leur classement, et par l'entassement de ces grains. Les changements diagénétique peuvent inclure le dépôt ou la précipitation de minéraux argileux dans les pores, la cimentation des espaces inter-granulaire (effet négatif) ou la création de pores additionnels par dissolution de certains minéraux (effet positif).

II-2.1.2. Réservoir carbonaté :

Les Réservoir Carbonaté sont créer dans un environnement de sédimentation marines sans ou avec peu de matériels clastique.

Les roches carbonatées sont d'origines variées :

- **Détritique** : elles sont formées de débris résultants de la décomposition chimique ou physique de roches préexistantes (grains de calcaire, coquille,...etc.).
- **Construites** : elles sont du type récif.
- **Chimiques** : elles sont formées par précipitation de carbonates et sont associées aux minéraux de calcite (CaCO_3) et / ou de dolomie (CaCO_3 , MgCO_3).

Les changements diagénétique comme la dolomitisation et la dissolution sont extrêmement important car elle crée une porosité secondaire très effective, par contre la cimentation réduit la porosité et la perméabilité.

Une roche réservoir est constituée d'une matrice et des fluides qui remplis les pores.

II-2.2. La matrice :

Une matrice est l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exception des argiles. La matrice est dite simple si ces éléments et le ciment les reliant sont constitués du même type de minéral. Elle est dite complexe si ses éléments ont une composition minéralogique variable ou si le ciment est de nature différente. Une matrice est dite propre si elle ne renferme pas d'argile.

II-2.3. Les argiles :

Les argiles sont des dépôts sédimentaires constitués par des minéraux phylliteux aluminosilicatés, hydratés. Elles ne sont qu'exceptionnellement constituées par un seul type minéralogique, et elles peuvent renfermer des pourcentages de silts ou de carbonates. On classe les argiles selon trois types suivant leur mode de distribution dans la roche :

- **Les argiles laminées** : Elles se présentent sous forme de couches argileuses très fines intercalées dans le réservoir (sable, calcaire) (**Figure II.1**). Cette catégorie d'argile n'affecte pas la porosité utile, la saturation et la perméabilité des réservoirs.

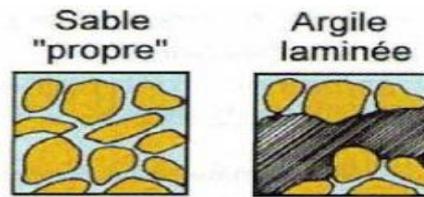


Figure II.1 : Illustration des argiles laminées (O-serra, tome 3, 2000).

- **Les argiles dispersées** : Cette catégorie d'argiles occupent partiellement les pores ou enduisent les grains de grès (Quartz) (**Figure II.2**). Elles correspondent en général aux argiles authigénétique formées directement sur place par altération, diagenèse ou circulation hydrothermale. Ce type d'argile diminue considérablement les paramètres du réservoir (Porosité, perméabilité) du fait d'une part que la taille des pores et des canalicules sont rétrécis par l'argile, et d'autre part que l'argile, en cristaux plus fins et à une surface plus grande, présente généralement une mouillabilité à l'eau plus élevée que celle du quartz. Tout ceci contribue à augmenter la saturation en eau et à freiner l'écoulement des fluides.

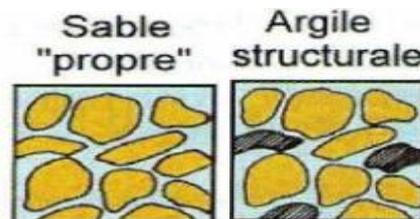


Figure II.2 : Illustration des argiles dispersées (O-serra, tome 3, 2000).

- **Les argiles structurales** : Elles se présentent sous forme de grains ou nodules (plus petit) ayant le même rôle que les autres grains de la matrice (**Figure II.3**). Pour un pourcentage faible elles n'affectent pratiquement pas la porosité effective et la perméabilité, par contre pour un pourcentage plus élevé leur effet se rapprocherait de celui des argiles dispersées, tout en ayant sans doute des effets moindres pour un même pourcentage.

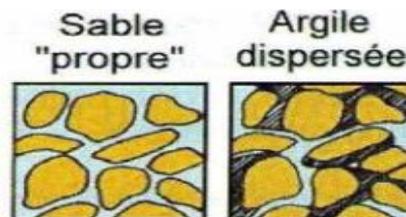


Figure II.3 : Illustration des argiles structurales (O-serra, tome 3, 2000).

Dans ce cas, la connaissance du type du minéral argileux présent peut nous apporter des informations sur l'influence de ces argiles sur les paramètres du réservoir.

II-2.3.1. Les minéraux argileux :

Pour les argiles quatre espèces ont été mis en évidence :

- La Kaolinite de formule chimique : $\text{Al}_4 (\text{Si}_4, \text{O}_{10}) (\text{OH})_8$.
- L'Illite de formule chimique : $\text{K}_x \text{Al}_2 (\text{Si}_4 \text{Al}_x \text{O}_{10}) (\text{OH})_2$.
- La Chlorite de formule chimique : $(\text{Mg}, \text{Al}, \text{Fe})_{12} (\text{Si}, \text{Al}_8, \text{O}_{20}) (\text{OH})_{16}$.
- Les Inter-stratifiées (Illite-Montmorillonite).

II-2.4. Fluide :

Les éléments solides sont arrangés de façon à laisser généralement des espaces vides (pores, canicules...) subsister, et qui sont occupés par des fluides (eau, air, gaz, huile ou bitume). Le pourcentage de ces fluides dans les roches, dépend donc du pourcentage de ces espaces vides, donc de la porosité. Or, les roches poreuses renferment souvent des quantités d'eau plus ou moins importantes, selon la porosité et le pourcentage d'eau dans les pores (saturation).

II-3. Les paramètres pétrophysiques d'une formation:

II-3.1. La porosité (ϕ):

Les roches sédimentaires sont constituées par des particules, de forme quelconque, plus ou moins cimentés entre elles, et entre lesquels existe des espaces vides qui ont la faculté de contenir un ou plusieurs fluides interstitiels tel que l'air, l'eau ou les hydrocarbures liquides ou gazeux, et de les laisser circuler. La roche est dite alors poreuse et perméable.

La porosité est définie comme étant la capacité d'une roche à retenir les fluides dans ces pores, c'est le rapport entre le volume occupé par les vides (V_{pores}) sur le volume total de la roche (V_{total}) (**Figure II.4**). La porosité est généralement donnée en pourcentage (de **0** à **100%**) ou en unité porosité (de **0** à **1 P.U**).

Les roches réservoirs ont des porosités très variables, généralement elle est comprise entre 10% et 35%.

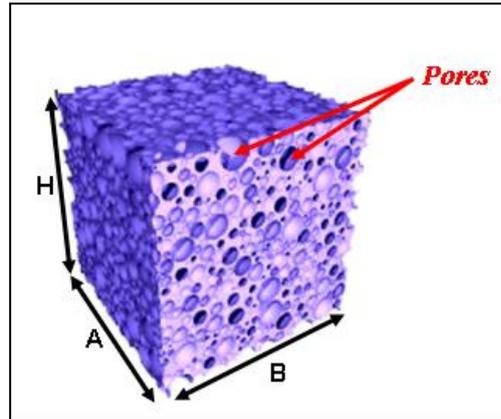


Figure II.4 : La porosité (Document IAP, 2015).

$$\Phi = \frac{V_{\text{pores}}}{V_{\text{total}}} = \frac{V_{\text{total}} - V_{\text{solide}}}{V_{\text{total}}} (\%)$$

$$V_{\text{total}} = A * B * H$$

$$V_{\text{pores}} = \sum \text{pores}$$

II-3.1.1. Les différents types de porosité :

- **Porosité totale (Φ_t)** : c'est la somme de la porosité utile et de la porosité résiduelle, c'est cette porosité qui est mesurée par les procédés de diagraphies électriques ou nucléaires (Monicard, 1965), elle est égale au rapport du volume total des espaces vides (pores, canalicules, vacuoles...) existant entre les éléments minéraux de la roche, au volume totale de la roche.

La porosité totale englobe :

- D'une part, **La porosité primaire Φ_1 (inter-granulaire)** qui inclut les espaces poreux présents lors du dépôt et de la sédimentation, elle dépend largement de la forme et la taille des éléments solides (**Figure II.5**), ainsi que leur classement. Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques.
- D'autre part, **La porosité secondaire Φ_2 (intra-granulaire)** est une porosité post-dépôt qui représente une porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et/ou une porosité de fissures et de fractures, acquise mécaniquement (**Figure II.5**).

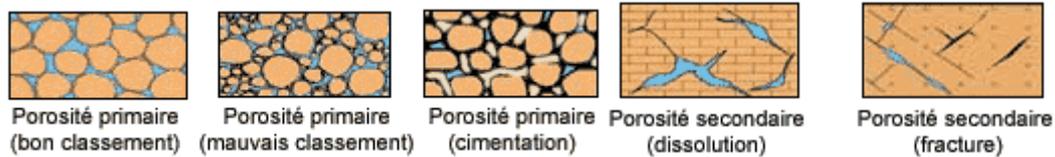


Figure II.5 : Les différents types de porosité (O-serra, tome 3, 2000).

- **Porosité utile (Φ_u)** : c'est la porosité connectées ou effective (**Figure II.6**), elle est définie comme étant le rapport entre le volume des pores connectés sur le volume total de la roche, c'est la porosité qui permet la récupération de la phase piégée.

- **Porosité résiduelle (Φ_r)** : c'est la porosité due aux pores qui ne communique pas entre eux ou avec le milieu extérieur (**Figure II.6**).

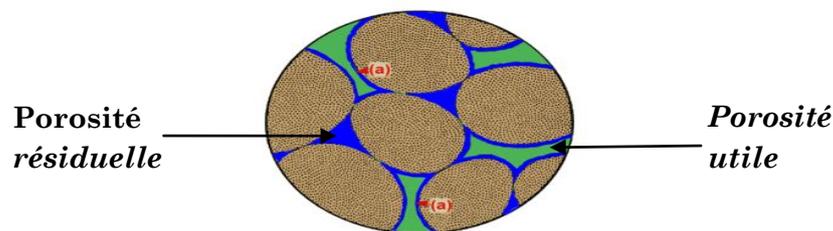


Figure II.6 : porosité utile et résiduelle (Applied Petrophysics, ROBERTSON, 2016).

On peut classer la porosité comme suit :

- Faible si : $\Phi \leq 5\%$.
- Médiocre si : $5\% \leq \Phi \leq 10\%$.
- Moyenne si : $10\% \leq \Phi \leq 20\%$.
- Bonne si : $20\% \leq \Phi \leq 30\%$.
- Excellente si : $\Phi \geq 30\%$.

II-3.1.2. Facteurs affectant la porosité :

La porosité dépend de la forme, de l'arrangement des grains constituant la roche, du classement, du degré de compaction, de la cimentation, fracturation et du degré d'altération et de dissolution du niveau rocheux.

- **Du classement** : plus les grains sont bien classés plus la porosité augmente (**Figure II.7**), Les grandes porosités correspondent aux sédiments dont les grains ont la même taille (bon classement). Dans des grés mal classés ou triés, les espaces poreux entre les grands grains sont occupés par les petits grains durant la compaction (avant sédimentation).

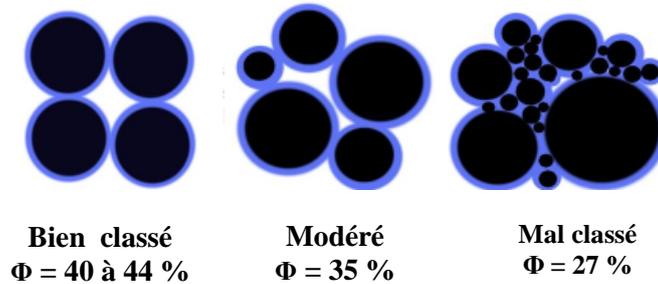


Figure II.7 : le classement des grains (Applied Petrophysics, ROBERTSON, 2016).

- **De la forme des grains** : les deux aspects de la forme des grains sont la sphéricité et le degré d'arrondi. La porosité augmente avec la diminution de la sphéricité des grains, les grains à sphéricité élevée tendent à se tasser avec un minimum d'espace poreux, les meilleures porosités sont souvent trouvées dans les roches constituées de grains anguleux ou sub-anguleux.

- **Du mode d'arrangement des grains (packing)** : l'arrangement des grains en forme cubique présente une meilleure porosité que celle en forme rhomboédrique (Figure II.8).

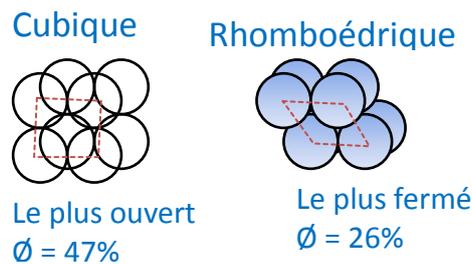


Figure II.8 : Le mode d'arrangement des grains (GRATON & FRASER, 1935).

- **du degré de compaction** : la porosité diminue avec l'enfouissement et l'augmentation de la compaction, sauf dans le cas de dissolution de ciment ou la porosité augmente (porosité secondaire).

Les grains seront compactés à cause de la pression lithostatique réduisant les pores et les inter-pores.

- **Changement de porosité (dissolution et recristallisation)** : Le ciment des grès est en équilibre avec l'eau de formation. Suite à la circulation des eaux de différentes caractéristiques, la composition chimique et les propriétés physiques des eaux changent et le ciment va se dissoudre ou se recristalliser, selon :

- *Augmentation de la porosité (la dissolution)*: Si l'eau qui remplit les pores est sous-saturée par rapport aux minéraux qui forment le sédiment, un certain volume de minéraux pourrait se dissoudre. La dissolution d'un minéral va donner un autre minéral en plus d'un espace vide augmentant ainsi la porosité.

Illite → kaolinite + 20% de vides.

Calcite → dolomite + 12% vides.

- *Diminution de la porosité (recristallisation)*: Naissance d'un ciment secondaire (anhydritique, carbonaté, siliceux ou argileux) (**Figure II.9**), nourrissage de grains de quartz (quartzification) et obturation des espaces poreux. Les grès plus propres (sans argiles) sont les plus affectés par la quartzification du fait de leur bonne capacité (perméabilité) de laisser circuler les eaux. L'eau interstitielle peut aussi provoquer la précipitation de nouveaux minéraux qui vont cimenter les grains et ainsi réduire la porosité.

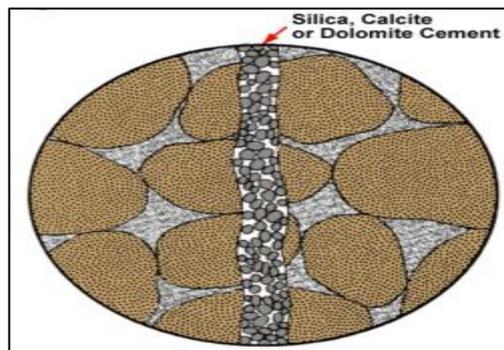


Figure II.9 : Effet de la cimentation sur la perméabilité (Alkhatha'ami ,Permeability Porosity & Skin factor, 2005).

Remarque :

Théoriquement, la porosité primaire ne dépend pas de la taille des grains, Néanmoins, les sédiments fins ont une porosité plus grande que celle des sédiments grossiers (à cause de la forme uniforme des grains).

II-3.2. La perméabilité :

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenue dans son espace poreux sous l'effet d'un gradient de pression, la roche ne permet pas le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux.

Le déplacement du fluide le long d'un tube de section **S** dépend non seulement de la roche mais aussi de la nature du fluide et du gradient de pression appliqué.

Chapitre II : Généralité sur les paramètres pétrophysiques

L'unité de mesure de la perméabilité (**K**) est le **darcy** et ses sous-multiples, en particulier le milliDarcy (= 10^{-3} darcy).

Un Darcy est la perméabilité d'un corps assimilé à un milieu continu et isotrope au travers duquel un fluide homogène de viscosité égale à celle de l'eau à 20°C (une centipoise) se coule à la vitesse de 1 cm/sec sous un gradient de pression de 1 atm/cm.

Le darcy peut aussi être défini dans le système international (S.I.), comme équivalent à micromètre carré : **1 darcy = $0,97 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$**

Henry Darcy réalisa une série d'expérience sur l'écoulement de l'eau dans une couche filtrante de sable, il en déduit en 1856 la loi éponyme qui permet de relier le débit au gradient de pression appliqué au fluide grâce à un paramètre caractéristique du milieu traversé, la perméabilité **K** (**Figure II.10**).

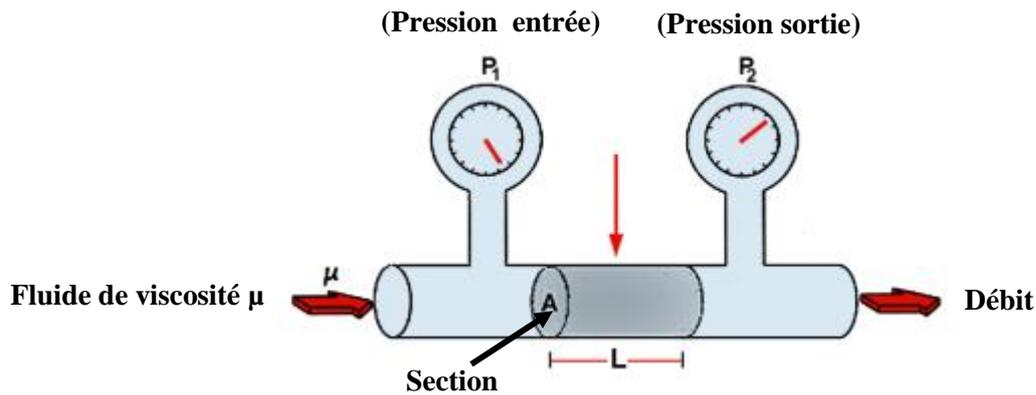


Figure II.10 : mesure de perméabilité (Alkhattha'ami ,Permeability Porosity & Skin factor, 2005).

La loi de Darcy (Henry Darcy, 1856) s'exprime par :

$$Q = \frac{(P_1 - P_2) * S}{\mu * L} * K \quad \longrightarrow \quad K = \frac{Q * \mu * L}{(P_1 - P_2) * S}$$

La perméabilité (**K**) en **Darcy** est en fonction de la viscosité du fluide (μ) exprimé en **centipoise (cp)**, le gradient de pression (ΔP) en (**atm**), la surface de la section (**S**) en **cm²** (pour une éprouvette cylindrique $S = \pi \cdot R^2$ avec **R** le rayon de l'éprouvette), le débit (**Q**) en (**cm³.s⁻¹**) et la longueur de l'échantillon (**L**) en (**cm**).

La loi de Darcy suppose que la réaction entre le fluide et la roche est nulle et qu'il n'y a qu'un seul fluide qui s'écoule.

Perméabilité des roches réservoirs peuvent varier de 0,1 à 1000 mD ou plus.

La perméabilité dans le réservoir est classée comme suit (Tiab & Donaldson, 2004):

- Pauvre si : $K < 1$ mD ;
- Equitable si : $1 \text{ mD} < K < 10$ mD ;
- Modérer si : $10 \text{ mD} < K < 50$ mD ;
- Bonne si : $50 \text{ mD} < K < 250$ mD ;
- Très bonne si : $K > 250$ mD.

II-3.2.1. Perméabilité horizontal et vertical :

La différence de perméabilité mesurée horizontalement et verticalement par rapport au plans de stratification est les conséquences d'origine des sédiments, parce que les grains se déposent généralement dans l'eau avec leur plus longue et plus plat côtés dans la position horizontale. La forme et la taille des grains de sable peuvent affecter l'ampleur de la perméabilité dans les deux sens.

Les minéraux feuilletés tels que la muscovite et le schiste agissent comme des obstacles à la perméabilité verticale. La diagenèse, la dissolution des feldspaths et du carbonate, la distribution des argiles et la cimentation contrôlent la perméabilité dans les deux sens.

En règle générale, dans des réservoirs de grès, perméabilité verticale est généralement beaucoup plus inférieure que la perméabilité horizontale. En revanche, la perméabilité verticale dans les réservoirs carbonatés dépasse généralement la perméabilité horizontale en raison des effets de dissolution.

- Si la roche est composée de larges grains feuilletés arrangé à l'horizontale, la perméabilité horizontale sera plus grande que la perméabilité verticale.
- Si la roche est composée dans sa majorité de grains large et arrondi, la perméabilité horizontale sera similaire à la verticale.
- Si les grains de grés sont petites et de formes irrégulières, les deux perméabilités horizontale et verticale seront faible.
- S'il y a présence d'une fracture ou d'un chemin verticale, la perméabilité verticale sera plus élevée que l'horizontale.

II-3.2.2. Types de perméabilité :

On distingue la perméabilité absolue, effective et relative :

- **Perméabilité absolue ou spécifique (K_a)** : c'est la perméabilité d'une roche à l'écoulement d'un fluide avec la saturation de 100% de ce fluide, c'est-à-dire qu'on est en présence d'un seul type de fluide: perméabilité à l'air, à l'eau, à l'huile.

- **Perméabilité effective (K_e)** : c'est la perméabilité d'un fluide en présence d'autres fluides dans un volume de roche donné. K_w , K_o , K_g désignent la perméabilité effective à l'eau, à l'huile, et au gaz respectivement. Chaque fluide va mutuellement réduire la perméabilité des autres fluides.

- **Perméabilité relative (K_r)** : c'est le rapport entre la perméabilité effective et la perméabilité absolue, si le réservoir ne contient qu'un seul fluide, sa Perméabilité relative est égale à 1.

$$K_r = \frac{K_e}{K_a}$$

Dans un réservoir il peut y avoir plus d'une phase de fluide (mélange de gaz, d'huile et d'eau). La perméabilité relative d'un fluide A est le rapport entre la perméabilité mesurée pour la saturation de ce fluide (K effective de ce fluide) et la perméabilité définie pour un seul fluide (K absolue ou spécifique).

$$K_{r(o)} = \frac{K(o)}{K_a(o)}$$

Relative à l'huile

$$K_{r(g)} = \frac{K(g)}{K_a(g)}$$

Relative au gaz

$$K_{r(w)} = \frac{K(w)}{K_a(w)}$$

Relative à l'eau

Dans un système à 3 phases: la somme ($K_{r_o} + K_{r_g} + K_{r_w}$) est toujours inférieure à 1

II-3.2.3. Facteurs affectant la perméabilité :

Les réservoirs de pétrole peuvent avoir une perméabilité primaire ou secondaire. La perméabilité primaire se forme au moment du dépôt des roches sédimentaires. La perméabilité secondaire résulte de l'altération de la matrice rocheuse par compaction, cimentation, fracturation ou dissolution.

Alors que la compaction et la cimentation réduisent généralement la perméabilité, la fracturation et de la dissolution ont tendance à l'augmenter. Dans certains roches réservoirs en particulier les carbonates de faible porosité, la perméabilité secondaire fournit la conduite d'écoulement principale pour la migration de fluide

- **La texture de la roche** : la perméabilité est fonction des propriétés texturales de la roche (taille des grains, arrondi ou sphéricité, classement, dispositions des grains (packing), etc... (**Figure II.11**). Elle augmente avec la taille des grains et diminue avec le classement des grains car une diminution des espaces inter-pores augmente la pression capillaire. Contrairement à la porosité, une augmentation du degré d'arrondi et de la sphéricité donne des perméabilités plus élevées.

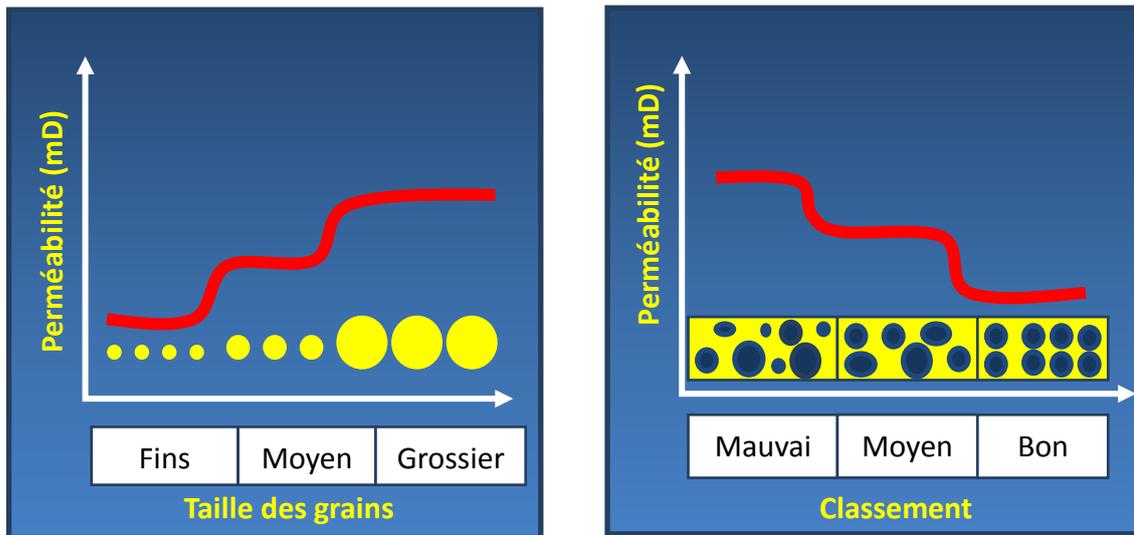


Figure II.11: Perméabilité VS Texture de la roche (Document IAP, 2015).

- **L'orientation des grains** : c'est la manière avec laquelle les grains sont orientés, elle a un faible effet sur la porosité mais un effet majeur sur la perméabilité. La perméabilité sera plus grande parallèlement à l'orientation des grains car la résistance au mouvement des fluides sera minimale, par exemple les minéraux feuilletés tels que la muscovite et le schiste agissent comme des obstacles à la perméabilité verticale.

Généralement la perméabilité horizontale est plus élevée que la perméabilité verticale à cause de la stratification horizontale des roches.

- **La cimentation**: la perméabilité de la roche est influencée par l'étendue de la cimentation et l'emplacement du matériau de cimentation dans l'espace des pores.

- **Fracturation et Dissolution**: La création de fractures et de la dissolution des minéraux augmente généralement la perméabilité dans les carbonates mais elle est moins importante dans les grès.

II-3.2.4. Relation Perméabilité – Porosité :

Cette relation renseigne qualitativement sur la structure des pores, le type de porosité, la granulométrie, la génétique du dépôt, etc... (**Figure II.12**). Il n'existe de relation Perméabilité – Porosité que pour le cas de porosité utile (pores interconnectés).

Faible porosité et grande perméabilité signifie que les pores sont larges. Grande porosité et faible perméabilité suggère des petits pores (Archie, 1952).

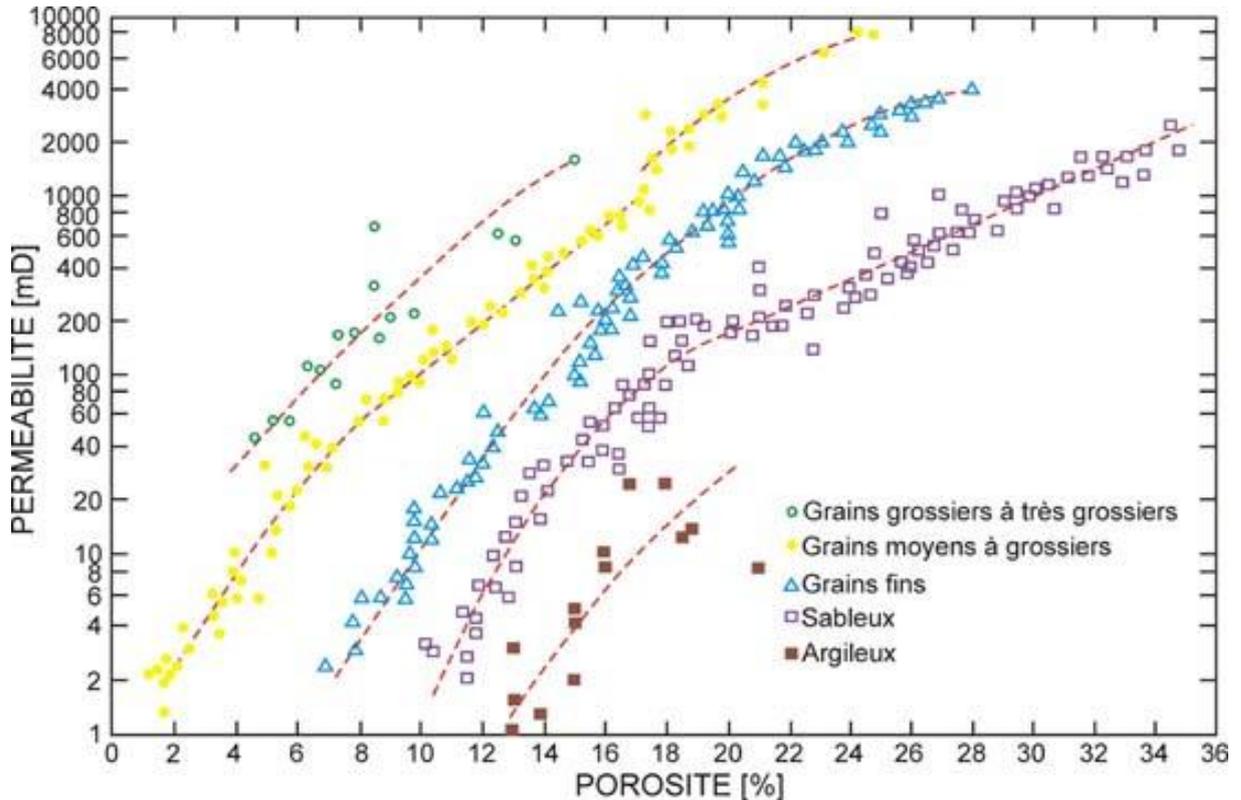


Figure II.12 : Relation entre la porosité et la perméabilité dans des sables en fonction de leur granulométrie (D'après CHILINGAR, 1964).

II-3.3. La Saturation :

La saturation est définie comme étant le rapport occupé par un fluide (l'huile, l'eau ou le gaz) au volume total des pores de la roche, elle permet la quantification du pourcentage de ce fluide dans la roche. La saturation est désignée par la lettre **S** et s'exprime en pourcentage.

$$\text{Saturation (\%)} = \frac{\text{vulume du fluide}}{\text{vulume des pores}}$$

Il existe plusieurs types de saturation :

- La Saturation en Eau de la zone vierge : c'est le volume de l'Eau dans la zone vierge sur le volume des pores.

$$S_w (\%) = \frac{V_{\text{eau}}}{V_{\text{pores}}}$$

- La Saturation en Huile : c'est le volume de l'Huile sur le volume des pores.

$$S_o (\%) = \frac{V_{\text{huile}}}{V_{\text{pores}}}$$

- La Saturation en Gaz : c'est le volume du Gaz sur le volume des pores.

$$S_g (\%) = \frac{V_{\text{gaz}}}{V_{\text{pores}}}$$

Avec : $S_w + S_o + S_g = 100\%$ et $V_w + V_o + V_g = V_{\text{pores}}$.

Quand une roche contient 100% d'eau, on dit qu'elle est saturée en eau et $S_w=100\%$.

II-3.3.1. Evaluation de la saturation dans les formations propres :

Dans le cas d'une roche saturée, Archie (1942) a établi une relation expérimentale liant la résistivité de la roche à la porosité et à la résistivité de l'eau d'imbibition.

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

II-3.3.1.a. L'exposant de saturation n :

La valeur de (**n**) dépend essentiellement de la mouillabilité. Après l'examen des effets de la mouillabilité sur l'exposant de saturation il a été conclu que: « lorsque la mouillabilité est à eau la valeur de (**n**) est dans le voisinage de **2**, cela reste constant quand la saturation de l'eau est abaissée à sa valeur irréductible. Un autre fait à signaler, les roches réservoirs en Algérie sont mouillées à l'eau. (T.Djebbar & E.C.Donaldson, *Petrophysics*).

II-3.3.1.b. Facteur de formation F :

Le facteur de formation (**F**) est défini comme étant la valeur du rapport de la résistivité de la roche poreuse totalement saturée en eau à la résistivité de l'eau qui l'imprègne :

$$F = R_0 / R_w$$

Chapitre II : Généralité sur les paramètres pétrophysiques

Des nombreuses mesures sur échantillons ont montré que le facteur de formation d'une roche propre peut être relié avec une assez bonne précision à la porosité par une relation de la forme:

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

II-3.3.1.c. Facteur de lithologie a :

Ce facteur dépend de la lithologie. Selon Archie (1942), le facteur de lithologie (a) varie entre **0.62** pour les formations modérées à **1** pour les formations bien consolidées cimentées. Pour les réservoirs à porosité intra-granulaire (de fissures), ce facteur est supérieur à **1**.

II-3.3.1.d. Facteur de cimentation (m) :

On trouve dans la littérature de nombreuses études expérimentales qui décrivent les variations du facteur de cimentation (m) en fonction des caractéristiques géométriques des matériaux poreux.

Les principaux résultats sont brièvement présentés ci-dessous :

L'auteur	Facteur de cimentation	Type de formation
Archie, 1942	1,3 à 2,0	m augment avec le degré de consolidation.
Jackson et al, 1978	1,2 à 1,9	m augmente en fonction de la tortuosité et la consolidation du milieu (<i>si la sphéricité diminue ; m augmente</i>).
Revil et al, 2002	1,5 à 3,5	m augmente en fonction du degré d'altération de la roche.
w.o.winsauer	2,15	Pour les formations compactes à porosité primaire.
Humble	2	Pour des formations modérées.

Tableau II.1 : Les différentes valeurs expérimentales du facteur de cimentation.

II-3.3.2. Evaluation de la saturation dans les formations argileuses :

II-3.3.2.a. Les argiles laminées :

Au point de vue de la résistivité (et donc la saturation), ces lits d'argile jouent le rôle de couches conductrices intercalées dans d'autre couches de conductivité différente et par conséquent un système de conductivités en parallèle, d'où la relation suivante pour une alternance de bancs d'argile et de sable :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{shl}}{R_{shl}} + \frac{1 - V_{shl}}{R_{sd}}$$

Avec R_{sd} la résistivité du sable propre :

$$R_{sd} = F_{sd} * \frac{R_w}{R_t}$$

D'où la saturation pour les argiles laminées est :

$$S_w = \left[\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{shl}}{R_{shl}} \right) \frac{F_{sd} * R_w}{1 - V_{shl}} \right]^{1/2}$$

II-3.3.2.b. Les argiles dispersées :

Sur le plan résistivité, ce type de formation se comporte comme un réseau de conducteurs constitués par l'eau de formation des pores et l'argile dispersée. De Witte (1950), a proposé d'assimiler ce mélange eau-argile dispersée à un seul électrolyte dont la résistivité R_z serait la moyenne harmonique des résistivités des constituants R_{shd} et R_w .

Dans ce cas la saturation se donne par la formule suivante :

$$S_w = \frac{\left(\frac{a R_w}{\Phi_z^2 R_t} + \frac{q^2}{4} - \frac{q}{2} \right)^{1/2}}{1 - q}$$

On admet que Φ_z est donnée par la mesure sonique et que q est donné par :

$$q = (\Phi_s - \Phi_D) / \Phi_s$$

II-3.3.2.c. Argiles structurales :

L'équation de saturation, la plus utilisée pour les argiles structurales est celle de Simandoux modifiée qui montre la relation entre la conductivité et le volume :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w \cdot V_{sh}}{R_{sh}} + \frac{S_w^2}{F(1 - V_{sh}) \cdot R_w}$$

II-3.3.3. Les différents types d'eau dans un réservoir :

- **Eau fossile (connate water)** : c'est l'eau piégée dans les pores de la roche durant le dépôt de celle-ci, cette eau est dense et salée comparativement à l'eau de mer. Sa composition chimique peut changer durant l'histoire géologique du milieu.

- **Eau de formation (ou interstitielle)** : c'est l'eau présente dans l'espace poreux du réservoir et pouvant être mise en place après le dépôt du réservoir.

- **Eau liée (Bound water)** : c'est l'eau entourant les grains de la matrice et qui ne peut pas se déplacer sous les conditions normales du réservoir. Elle est prise en compte par le log NMR. Ce dernier mesure aussi toutes formes d'eau immobile (clay bound water et capillary bound water).

Chapitre II : Généralité sur les paramètres pétrophysiques

- **Eau liée aux argiles (Clay bound water)** : l'eau liée à l'argile est immobile, il se situe à l'intérieur du réseau argileux ou sur sa surface. Elle n'occupe pas d'espace dans la porosité utile, elle est définie comme étant la différence entre la porosité totale et la porosité utile.

- **Eau capillaire (Capillary Water)**: essentiellement immobile, c'est l'eau retenue dans de très petits pores par les forces capillaires entre les minéraux argileux et autour des contacts jointifs grain-grain.

- **Eau irréductible (irreducible water)**: c'est la plus petite valeur de la saturation en eau qui reste dans les pores après envahissement du réservoir par l'huile ou le gaz. la saturation en eau irréductible dépend de la pression de pénétration de l'huile ou du gaz dans le réservoir, c'est une eau immobile, elle représente aussi l'eau liée (**Figure II.13**).

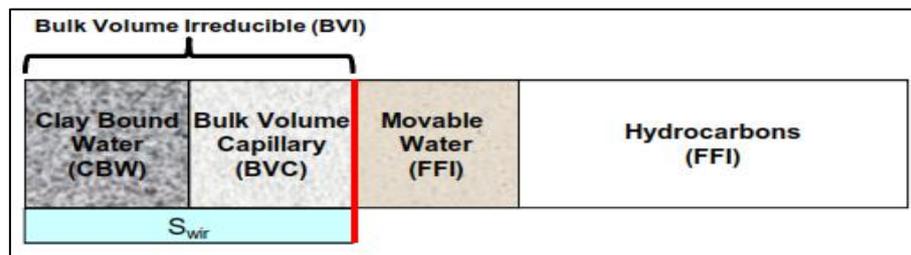


Figure II.13: les différents types d'eau dans le réservoir (Applied Petrophysics, ROBERTSON, 2016).

• **Eau libre (free water)** : c'est une eau mobile occupant la macroporosité interconnectée du réservoir (**Figure II.14**) et qui peut se déplacer sous un gradient normal de pression. Elle n'est pas en contact avec les surfaces des grains de la roche. Sa mesure par le log NMR n'inclut ni les eaux capillaires ni les eaux des argiles (clay bound water).

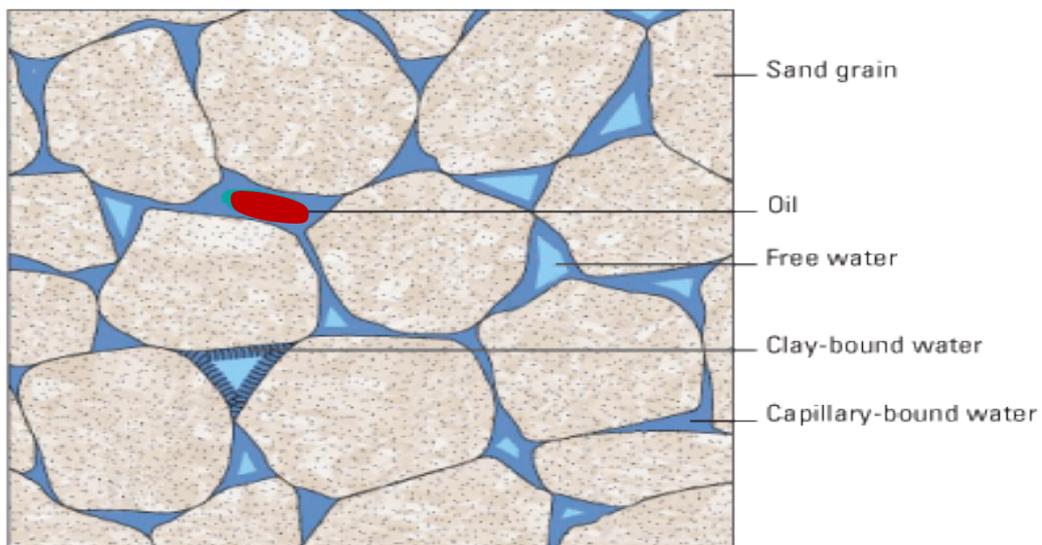


Figure II.14 : Répartition des fluides dans l'espace poreux (document IFP, 2014).

II-3.3.4. Détermination de la saturation irréductible :

Plusieurs modèles de calculs de la perméabilité sont basés sur la connaissance de la saturation irréductible. Dans un réservoir aux conditions initiales, si la saturation est au-dessus du contact huile-eau, alors la saturation irréductible est égale à la saturation trouvée par les diagraphies conventionnelles dans cette zone. Par contre dans la zone de transition, la saturation calculée dans cette zone est supérieure à la saturation irréductible, donc on a besoin de trouver la saturation irréductible en utilisant une autre approche (spec2000.net).

II-3.3.4.a. À partir de la diagraphie de résonance magnétique nucléaire :

L'outil de résonance magnétique mesure principalement l'index de fluides libres (FFI) qui représente la porosité efficace Φ_e qui par définition comprend tous les fluides (huile ou eau) qui peuvent circuler librement, en éliminant donc l'eau irréductible S_{wirr} n'influence pas la mesure car cette eau est liée.

En connaissant la porosité et le FFI, on peut calculer S_{wirr} quel que soit le fluide dans les pores. Park et Jones proposent la formule suivante pour le calcul de la saturation irréductible :

$$S_{wirr} = 1 - \frac{FFI}{\Phi}$$

II-3.3.5. La Mouillabilité :

La mouillabilité est la tendance d'un fluide à s'étaler sur une surface en présence d'un autre fluide déterminant de ce fait un angle de contact (**Figure II.15**), on dit qu'un fluide est mouillant quand son angle de contact $\theta < 90^\circ$.



Figure II.15 : illustration de l'angle de contact pour l'eau et le mercure

(Document IFP, 2014).

II-3.3.5.a. La Mouillabilité dans le réservoir :

Dans le système roche /eau/huile, la mouillabilité mesure la préférence de la roche pour l'huile ou l'eau (**Figure II.16**), la mouillabilité à l'huile est due aux composants polaires présents dans l'huile ou aux produits adsorbés à la surface de la roche.



Figure II.16 : La Mouillabilité dans le réservoir (Document IFP, 2014).

La mouillabilité détermine quel fluide est en contact avec la roche (Figure II.17):

- **Mouillabilité à l'eau** : l'eau a tendance à occuper les petits pores et à contacter la majorité de la surface rocheuse, l'huile a tendance à occuper les grands pores.
- **Mouillabilité à l'huile** : l'huile a tendance à occuper les petits pores et à contacter la majorité de la surface rocheuse, l'eau a tendance à occuper les grands pores.
- **Roche à mouillabilité intermédiaire ou neutre** : aucune préférence pour l'un ou pour l'autre fluide.
- **Mouillabilité mixte ou fractionnaire** : certaines parties continues de la surface solide sont mouillables à l'eau, d'autres sont mouillables à l'huile, on dit dans ce cas que la mouillabilité est hétérogène.

La mouillabilité joue un rôle majeur dans la distribution des fluides dans la structure des pores, elle affecte les saturations résiduelles.

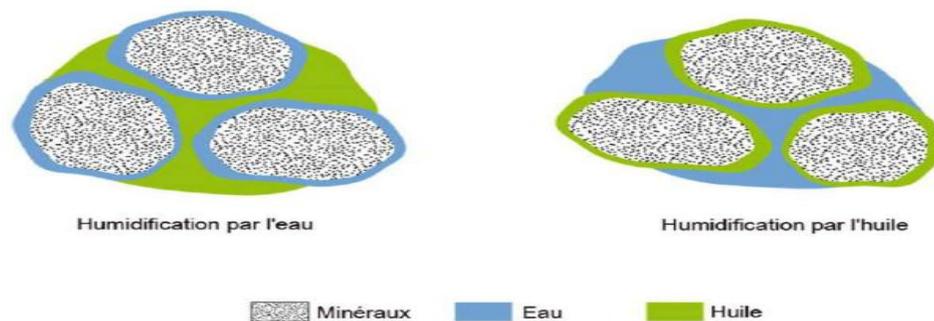


Figure II.17 : système mouillable à l'eau et système mouillable à l'huile (Document IFP, 2014).

II-3.3.6. Pression capillaire :

La pression capillaire (ΔP) est la différence de pression à l'interface de deux fluides non miscibles " les deux fluides ne peuvent pas être mélangés de façon homogène " (gaz-huile,

huile-eau, gaz-eau), elle définit la pression du fluide dans les pores (**Figure II.18**). La pression capillaire est exprimée par l'équation de Young-Laplace :

$$P_c = \Delta P = \frac{2 \sigma \cos(\alpha)}{r}$$

Avec : (σ) est la tension interfaciale de l'interface des deux fluides, l'angle de contact (α) (de mouillage) entre l'interface et la surface solide et le (r) rayon du tube capillaire (des pores).

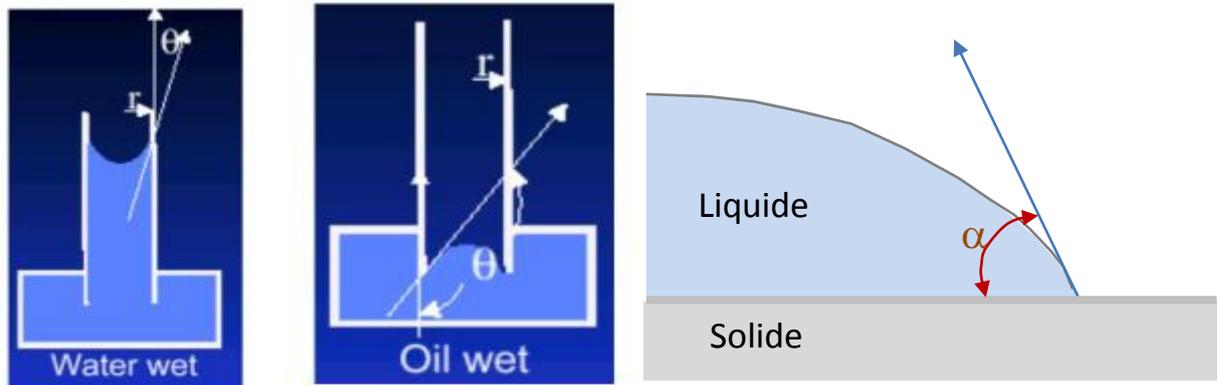


Figure II.18 : schéma de pression capillaire (Applied Petrophysics, ROBERTSON, 2015).

II-3.3.6.a. Tension interfaciale (σ) :

La tension interfaciale (σ) est l'énergie de la surface existant entre deux phases liquides non miscibles telles que le pétrole et l'eau (**Figure II.19**), elle est définie comme étant la force par unité de longueur nécessaire pour augmenter la surface (à l'interface) en apportant dans la région superficielle des molécules provenant de l'intérieur d'une phase. La tension interfaciale crée une barrière d'énergie empêchant un fluide de se mélanger à un autre, plus elle est élevée, moins les deux fluides sont miscibles, la tension interfaciale est nulle pour deux fluides miscibles.

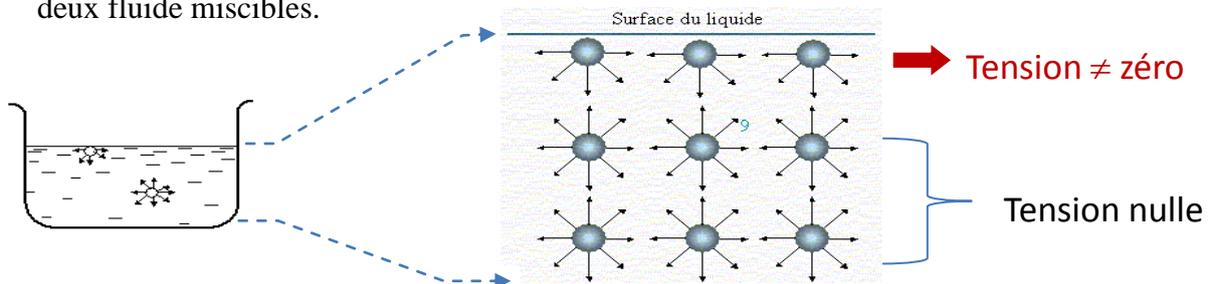


Figure II.19 : Schéma illustrant les tensions subies par les molécules d'un fluide (funsci.com).

Les molécules à l'intérieur d'un liquide sont soumises à des forces différentes de celles subies par les molécules qui sont situées à la surface du liquide.

Au sein du liquide une molécule est soumise à des tensions orientées dans toutes les directions de la sphère qui l'entoure: **la résultante des forces de tension est nulle.**

Sur la surface du liquide, ces tensions sont limitées à la demi sphère située sous la surface, la résultante de ces forces ne doit pas être nulle: **c'est la tension interfaciale.**

II-3.3.6.b. Mouillabilité ($\cos \theta$) de la surface des pores:

La mouillabilité des pores varie d'un point à un autre à l'intérieur de la roche en raison de la variation dans le mélange des minéraux en contact avec les fluides. Ceci conduit à une variation de la pression capillaire en fonction de la saturation de ce fluide.

II-3.3.6.c. Le rayon (r) du capillaire :

Si les forces adhésives qu'un récipient en verre exerce sur les molécules d'un liquide sont plus grandes que les forces intermoléculaires au sein de ce liquide, la surface du liquide forme un ménisque concave : **cas de l'eau (Figure II.20).**

Si les forces intermoléculaires sont plus grandes que les forces adhésives exercées par le récipient, la surface du liquide forme un ménisque convexe : **cas du mercure (ou huile) (Figure II.20).**

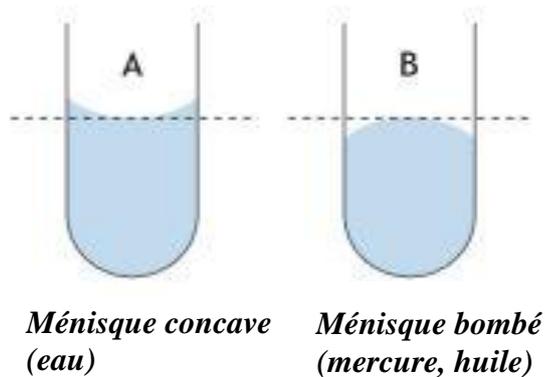


Figure II.20 : Méninges capillaires (axiomcafe.fr).

La pression capillaire est un paramètre très important dans l'évaluation et la caractérisation des réservoirs. Elle permet de connaître:

- Le mode de répartition des fluides dans le réservoir ;
- La taille des pores, notamment dans la zone de transition entre la phase mouillante (eau) et la phase non mouillante (huile ou gaz) ;
- La saturation irréductible en eau (S_{wirr}) ;

- Le taux de récupération des hydrocarbures ;
- Les pressions dans le réservoir ;
- La colonne d'hydrocarbures piégée.

II.4. Conclusion :

L'étude des paramètres pétrophysiques et lithologiques d'une formation est d'une importance fondamentale dans un domaine aussi variés que l'exploitation pétrolière. Elle est essentielle, en particulier, pour décrire un réservoir pétrolier et l'importance des mouvements de fluides.

A l'aide de ces connaissances, nous pourrons nous orienter vers une meilleure estimation des autres paramètres fondamentaux comme la perméabilité.

Pour définir les qualités d'un réservoir qui conditionne son rendement, il est nécessaire de connaître sa porosité, sa saturation, les différents fluides qu'il renferme et la perméabilité. Les diagraphies différées vont permettre d'obtenir ces informations. Ainsi, la détermination de la perméabilité nécessite que tous les autres paramètres soient préalablement calculés.

Chapitre III :

Aperçus sur les outils de diagraphies

III-1. Introduction :

De nos jours les diagraphies font une partie de premières nécessités lors de l'exploitation des hydrocarbures, elles se sont constamment perfectionnées et enrichies afin de satisfaire les exigences de la recherche pétrolière moderne.

On désigne par diagraphie tout enregistrement continu en fonction de la profondeur, d'un paramètre physique donnée, des formations géologiques traversées par le sondage. La mesure enregistrée se présente sous forme de courbe. Cependant, la mesure physique obtenue peut être spontanée ou obtenu par excitation.

III-2. But des diagraphies :

Les principaux objectifs des mesures diagraphiques sont les suivants :

- Estimer le contenu (les saturations) en eau et en hydrocarbures des réservoirs traversés;
- Caractérisation du réservoir et des paramètres pétrophysiques du sous-sol ;
- Repérer les couches productrices des couches non productrices.
- La comparaison des différents puits entre eux ;
- Déterminer le pendage des couches ;

III-3. Types de diagraphie :

L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de la sonde dans le puits (ouvert ou tubé) sauf la température pendant la descente, on distingue ainsi trois types de diagraphies:

III-3.1. Diagraphies en cours du forage (Measurement While Drilling) :

Les diagraphies en cours du forage sont subdivisées suivant le type de mesure en :

- Diagraphie de boue (**mud logging**) qui comprend le débit d'injection, la pression d'injection, la température et la densité de la boue.
- Diagraphie de tige qui inclut la vitesse de pénétration (**ROP**), poids au crochet (**WOB**), vitesse de rotation, détection de gaz, le couple de torsion et la direction (inclinaison et azimut) du forage, ainsi que des mesures de paramètres physiques (**Logging While Drilling**).

Ces deux types de mesures peut être considérer comme une diagraphie instantanée si l'information est obtenue sans délai, ou comme une diagraphie immédiate si on doit attendre le temps de remontée de la boue.

III-3.2. Diagraphies Différées :

Les diagraphies sont appelées différées quand elles sont exécutées après l'arrêt du forage donc on doit retirer l'outil de forage pour mesurer les différents paramètres pétrophysiques (radioactivité, résistivité, densité, porosité, vitesse...etc).

III-3.3. Diagraphies de production :

Le puits est mise en état de produire, ainsi d'autres paramètres physiques sont mesurés (débit, densité, pression, température...etc) a fin de fournir des informations concernant les intervalles producteurs, le type de fluide produit, le débit et la perméabilité moyenne apparente des couches.

Les diagraphies différées ou de production peuvent être regroupé dans la même famille celle des diagraphies au câble (**Wireline Logging**) si les sondes descendus sont liées à l'extrémité par un câble conducteur.

Dans ce chapitre, nous allons donner un aperçu sur le mode d'emploi des principaux types de diagraphie, leurs outils ainsi que leurs différentes applications.

III-4. Classification des diagraphies :

Les diagraphies peuvent être subdivisées en Cinq grands groupes comme suit :

Diagraphies nucléaires	Naturelles	GR SGR
	Provoquées	Densité LDT Neutron CNL
Diagraphies Acoustiques	Sonique	BHC
Diagraphies Electriques	Latérologs	HALS MSFL
	Inductologs	AIT
diagraphie de résonance magnétique nucléaire	CMR	
Diagraphies Auxiliaires	Caliper	EMS
Diagraphies de production	MDT-XPT-	

Tableau III.1 : Classification des outils de diagraphie.

III-4.1. Diagraphies nucléaires :

Les diagraphies nucléaires sont utilisées afin de déterminer à la fois les propriétés de la formation et le contenu en fluide en utilisant des rayons (γ) et des neutrons. Ces diagraphies permettent une description plus complète des formations géologiques en termes de composition chimique, minéralogie dominante, densité et de porosité. On regroupe sous le nom de diagraphies nucléaires :

- Le log de radioactivité gamma naturel, spectrométrie gamma ;
- Le log gamma-gamma (densité) ;
- Le log neutron.

III-4.1.1. Diagraphies gamma naturel :

Le log GR est la mesure de la radioactivité naturelle totale de la formation. Dans les formations sédimentaires, le log reflète le contenu de cette formation en argile, étant donné que les éléments radioactifs (U^{238} , Th^{232} et K^{40}) sont généralement concentrés dans les argiles et les schistes.

III-4.1.1.a. L'outil :

Il existe plusieurs outils gamma ray, parmi eux **NGT** (Naturel Gamma Ray Spectrometry Tool) **NGS** (Naturel Gamma Spectrometry) et le **HNGS** (enlève l'effet de la Baryte) (**Figure III.1**). On peut en effet mesurer tout l'éventail des émissions gammas produites par la formation ou par un choix convenable de fenêtres d'énergie (Potassium : **1360KeV** à **1560KeV**, Uranium : **1660KeV** à **1860KeV**, Thorium : **2410KeV** à **2810KeV**), faire une différenciation entre le rayonnement due au potassium, au thorium ou à l'uranium, on parle dans ce cas de spectrométrie gamma.

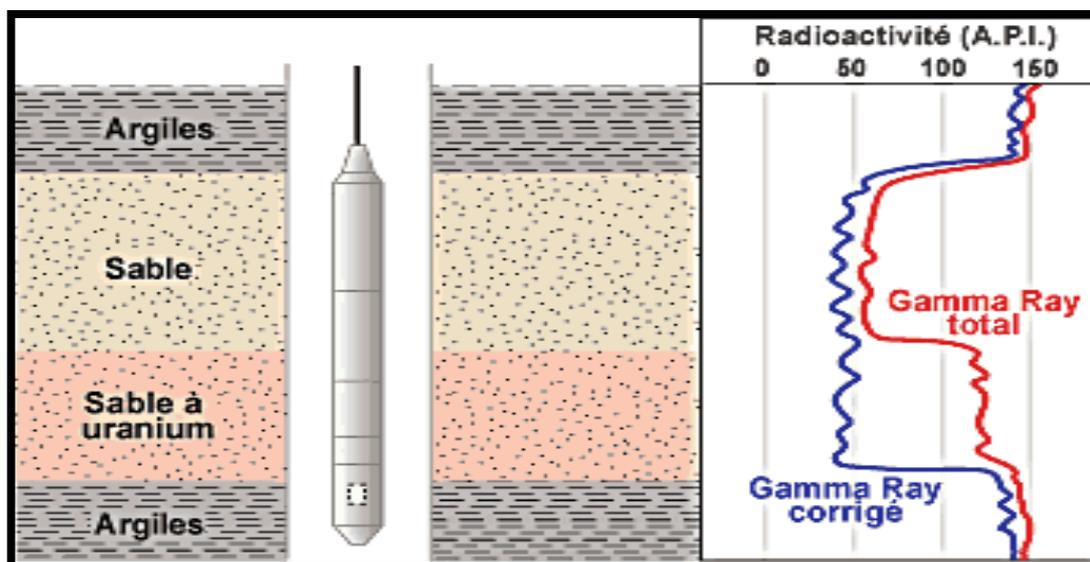


Figure III.1 : Principe de mesure du Gamma Ray (Next training, 2000).

III-4.1.1.b. Les facteurs affectant les diagraphies gamma naturelles

- Vitesse d'enregistrement ;
- Conditions du trou :
 - Influence de la boue ;
 - Influence du tubage ;
 - Influence du ciment.
- Epaisseur des bancs.

III-4.1.1.c. Application des diagraphies gamma naturelles :

- Détermination de la lithologie (argile, sels d'évaporite, minéraux lourds radioactifs) ;
- Etude minéralogique des argiles ;
- Evaluation en contenu d'argile V_{sh} dans les formations gréseuses. ;
- Les corrélations entre sondages et la détection de discordances ;
- Corrélation du trou ouvert et après casing.

III-4.1.2. Diagraphie de densité (Gamma-Gamma) :

C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives (Co^{60} ou Ce^{137}) pour émettre des rayons gamma (γ). Ces derniers entre en collision avec la matière, et trois types d'interaction peuvent se produire, suivant l'énergie du photon incident :

- Effet photo-électrique.
- Effet Compton.
- Production de Paires.

C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique de faible énergie qui intéresse les diagraphies de densité. Le premier permet de mesurer la densité globale de la formation et le second de mesurer le coefficient d'absorption photoélectrique.

L'outil densité (**Figure III.2**) mesure l'intensité du rayonnement (γ) diffusé, cette intensité sera d'autant plus faible que le nombre de collision sera grand c'est-à-dire la densité de la formation sera élevée.

III-4.1.2.a. L'outil :

- **LDT (Litho Density Tool):**

Il permet en plus de l'enregistrement de la densité globale ρ_b (gr/cm^3), de faire une sélection des rayons gamma de faible énergie arrivant à son compteur. Cela permet de mesurer le facteur d'absorption photoélectrique **PEF (barns/e)** qui est donné par la relation suivante :

$$Pef = \left(\frac{Z}{10}\right)^{3.6}$$

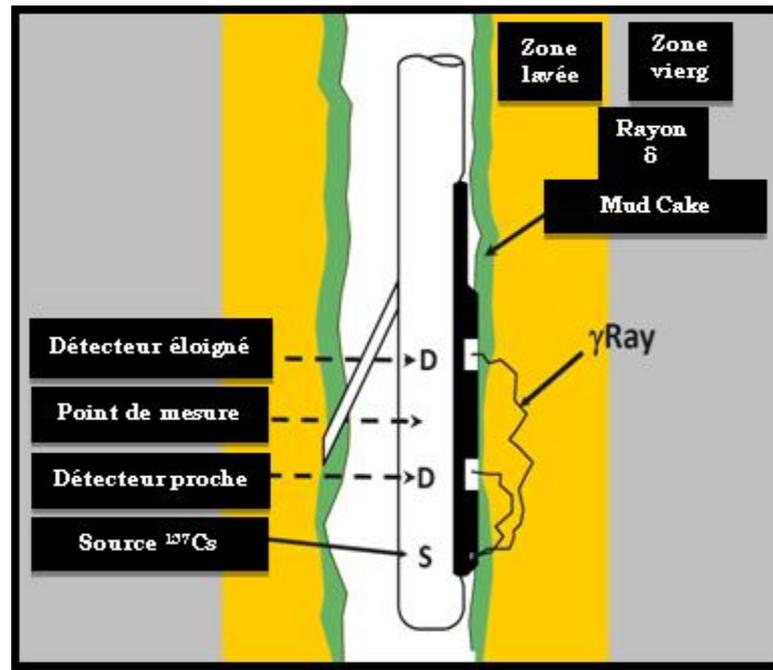


Figure III.2 : Principe de Litho Density Tool LDT (Document IFP, 2014).

III-4.1.2.b. Les facteurs affectant les diagraphies Gamma-Gamma :

- **Argile** : la densité des argiles sèches est en effet assez proche de celle du quartz, de ce fait, elle joue à peu près le même rôle que la matrice ;
- **Eau** : le fluide dans la zone d'investigation de l'outil densité est constitué essentiellement par le filtrat de boue. Or, la densité de ce dernier varie en fonction de la salinité, de la température et de la pression ;
- **Hydrocarbures** : leurs densités est inférieure à celle de l'eau surtout celle du gaz, ce qui fait que la même formation remplie de gaz apparaît beaucoup plus légère donc plus poreuse que celle qui est saturée en eau ;
- **Diamètre du trou** (effet plus important) ;
- **La nature du trou** : dans le cas où les parois ne sont pas lisses, des zones de boue sont présentes entre les parois et l'outil vont affecter les mesures ;
- **La température** ;
- **La pression.**

III-4.1.2.c. Applications des diagraphies Gamma-Gamma :

- Calcul de la porosité ;
- Détermination de la lithologie ;
- Détermination de la zone à gaz (en la combinant aux diagraphies neutrons) ;

- Détection des minéraux lourds ;
- Détermination de la porosité utile en conjonction avec les diagraphies de porosité ;

III-4.1.3. Diagraphies neutron :

C'est aussi une diagraphie nucléaire provoquée. Il s'agit dans ce cas de bombarder la formation par des neutrons rapides avec une très haute énergie (**2 MeV**). Ils vont entrer, de ce fait, en collision inélastique et élastique avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdre progressivement de leur énergie pour atteindre, dans un premier temps, le stade épithermique (**0.4 – 10 eV**) et, dans un second temps, celui des neutrons thermiques (**autour de 0.025 eV**) où ils sont assez rapidement absorbés.

III-4.1.3.a. L'outil :

- **CNL (compensated neutron log):**

Il enregistre les neutrons thermiques. Mais pour diminuer les effets de trou, il comprend deux détecteurs, le rapport des taux de comptage des deux capteurs est directement traduit en indice hydrogène-neutron (porosité neutron) (**Figure III.3**).

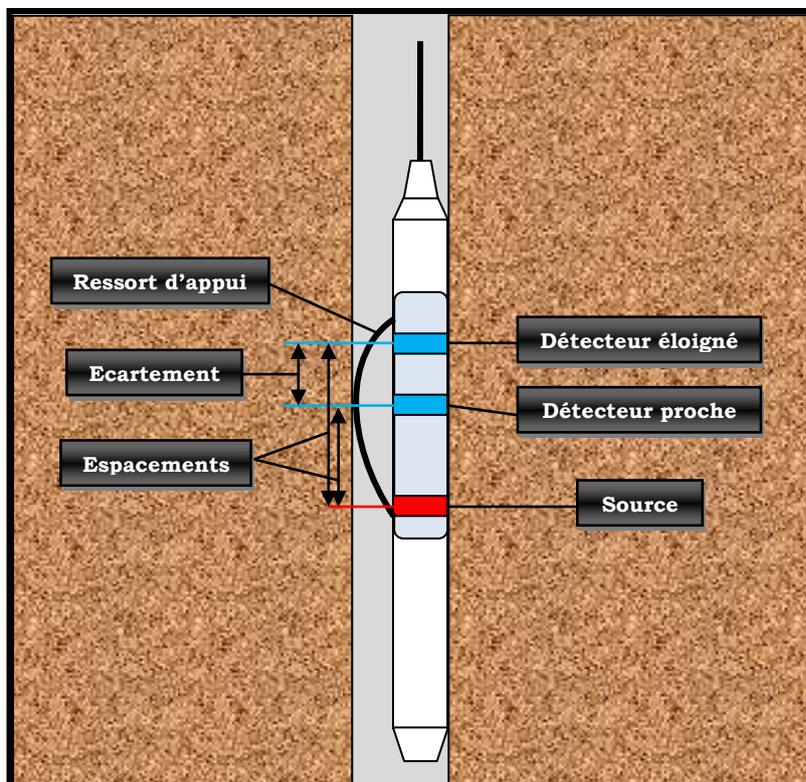


Figure III.3 : Schéma de la sonde CNL (I.Hafrat, Intégration des résultats du dual packer dans l'évaluation des réservoirs compacts, 2014).

III-4.1.3.b. Les facteurs affectant les diagraphies neutrons :

- **Trou de sonde** : Son influence va jouer surtout sur les outils suspendus dans le trou. Elle se conçoit alors facilement puisque le premier milieu que vont traverser les neutrons est justement constitué par le fluide de forage qui entoure l'outil ;

- **La salinité** : plus la salinité de boue est grande (riche en chlore, le chlore étant un grand capteur de neutron) Plus l'indice d'hydrogène augmentera ;

- **La densité de la boue** : plus la boue est lourde par ajout de baryte ou autres produits diminuant le pourcentage d'eau, donc le pourcentage d'hydrogène par unité de volume, ce qui accroît le nombre de neutrons au voisinage du détecteur (diminution de l'indice d'hydrogène apparent) ;

- **Diamètre du trou** : Plus le diamètre est grand plus le volume de la boue entrant dans l'outil est important, et plus les neutrons vont être ralenties par l'hydrogène contenue dans la boue, qu'elle soit à base d'eau ou à huile ;

- **Position de l'outil dans le trou (excentricité)** : Le taux de comptage des neutrons augmente quand l'axe de l'outil s'écarte de l'axe du trou, donc quand l'outil se rapproche des parois du trou ;

- **Présence du mud-cake** : Le mud-cake est riche en atomes d'hydrogène, donc s'il a une forte épaisseur, l'indice d'hydrogène apparent ceci va augmenter ;

- **Présence d'un tubage** : Le fer est un bon absorbeur de neutron, ce qui implique l'augmentation de l'indice d'hydrogène ;

- **Composition de la roche** : c'est à dire les minéraux constituant la matrice ainsi que les fluides éventuellement contenue dans la roche ;

- **La texture de la roche** : va jouer indirectement par son influence sur la perméabilité, donc sur l'invasion et par conséquent sur la nature des fluides présents dans la zone d'investigation de l'outil ;

- **La température** : influe sur le fluide surtout si c'est du gaz, son indice d'hydrogène diminuera sensiblement lorsque la température croît ;

- **La pression** : va intervenir par l'intermédiaire du diamètre d'invasion qui va dépendre de ΔP . Pour le gaz l'indice d'hydrogène augmente fortement avec la pression.

III-4.1.3.c. Application :

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

III-4.2. Diagraphies acoustiques (sonique) :

Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation d'ondes acoustiques dans les formations. La mesure de la vitesse de propagation de ces ondes et de leur atténuation apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des formations traversées. La propagation d'onde acoustique dépend en effet des propriétés élastiques des formations composant le sous-sol.

III-4.2.1. L'outil :

- **BHC: Borehole Compensated Digital Array Acoustic log**

L'outil acoustique (BHC) (**Figure III.4**) présente des données de mesure de la vitesse du son dans les formations traversées par le puits de forage. L'intervalle de temps entre l'arrivée des impulsions acoustiques à des récepteurs finies espacés dans l'instrument est mesurée puis enregistrée en microsecondes par pied (ou microsecondes par mètre).

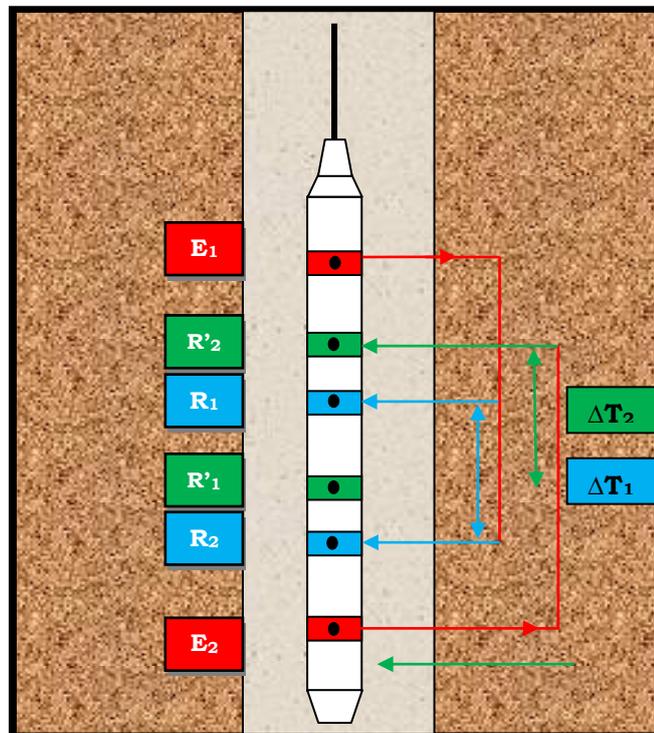


Figure III.4 : Schéma de la sonde BHC (I.Hafrat, Intégration des résultats du dual packer dans l'évaluation des réservoirs compacts, 2014).

III-4.2.2. Les facteurs affectant les diagraphies acoustiques :

- Présence d'air dans les pores ;
- La compaction ;
- Présence d'argile ;
- Présence de fractures et de cavités ;
- Effets de Trou.

III-4.2.3. Applications des diagraphies acoustiques :

- Détermination des propriétés mécaniques de la formation ;
- Analyse des fractures ;
- Etude de la compaction ;
- Détection de discordance ;
- Détermination de l'indice de porosité secondaire ;
- Vérification de la cimentation.

III-4.3. Diagraphies électriques :

Les diagraphies électriques sont des diagraphies différées, qui permettent la mesure de l'un des paramètres physiques de la formation qu'est la résistivité. Cette mesure varie d'une roche à une autre selon sa composition en termes de nature et pourcentage des éléments solides (grains, cristaux, ciments) ainsi que la nature des fluides interstitiels (eau, hydrocarbure). Dans notre cas, l'outil utilisé est l'**AIT** (Array Induction Imager Tool).

III-4.3.1. L'outil :

- **Array Induction Imager Tool (AIT):**

L'**AIT** (**Figure III.5**) est un outil d'induction qui mesure la conductivité de la formation, il est composé de huit (8) dispositifs d'inductions ce qui permet l'enregistrement de cinq (5) courbes de résistivités à des profondeurs d'investigation moyennes : **10"**, **20"**, **30"**, **60"** et **90"**, en fonction des différentes résolutions verticales **1ft**, **2ft** et **4ft**. Dans les meilleures conditions d'utilisation, principalement une invasion modérée, les résistivités R_{AIT90} est équivalente à R_t , alors que R_{AIT10} est proche de R_{XO} .

III-4.3.2. Les facteurs affectant les diagraphies électriques :

- **Influence de la colonne de boue et de la position de la sonde dans le trou :** Si la boue est conductrice, la colonne de boue va influencer la lecture d'autant plus que le diamètre du trou sera grand ;
- **Le pourcentage des fluides dans la roche (porosité) et dans les pores (saturation) :** Si la roche est saturée en hydrocarbure elle sera infiniment résistante, par contre si elle est saturée en eau elle sera conductrice et cette conduction dépendra de la nature et de la quantité des sels dissous.

- **La présence des argiles :** Les argiles diminuent la résistivité de la formation à cause de l'eau contenue dans ces pores.
- **La texture de la roche :** La taille, la forme, l'arrangement, le classement, l'orientation des grains ou des cristaux et le volume du ciment. Tous ces paramètres influencent sur la résistivité.
- **La température :** Plus la température augmente plus la mobilité des ions augmente par ailleurs la dissociation a augmenté, ce qui a pour effet de diminuer la résistivité ou inversement d'augmenter la conductivité.

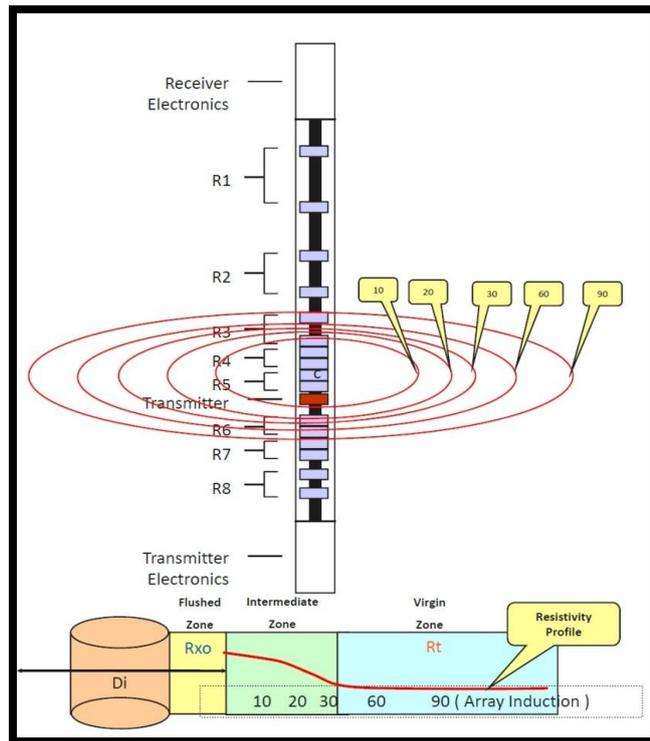


Figure III.5 : Principe de l'outil AIT (document IFP, 2014).

III-4.3.3. Applications des diagraphies électriques :

- L'évaluation de la saturation en fluide des formations ;
- La caractérisation des fluides en place ;
- La détermination de l'épaisseur des bancs ;
- La corrélation entre les puits.

III-4.4. Diagraphies de résonance magnétique nucléaire :

La mesure par résonance magnétique nucléaire est basée sur l'excitation du proton d'hydrogène par deux champs magnétiques externes, un statique et l'autre oscillant. La plupart

des publications NMR décrivent le proton comme un aimant orienter aléatoirement (**Figure III.6**).

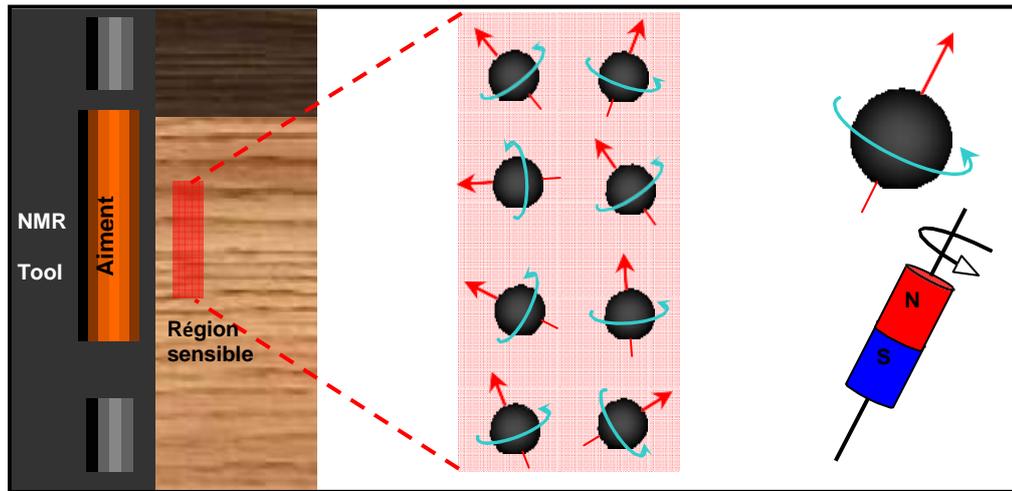


Figure III.6 : La détection des protons dans la région sensible par l'outil NMR ainsi que leurs orientations aléatoires (A. Al-Harbi et al, SPE, 2007).

La séquence de mesure (CPMG) comprend trois étapes principales. La première étape est la création d'un champ magnétique statique qui aligne tous les protons avec l'orientation du champ magnétique, parallèle au plan longitudinal. Ce processus est appelé relaxation longitudinale ou de polarisation. La réponse du proton croît exponentiellement avec une constante de temps connue sous le temps de relaxation longitudinale T_1 (**Figure III.7**).

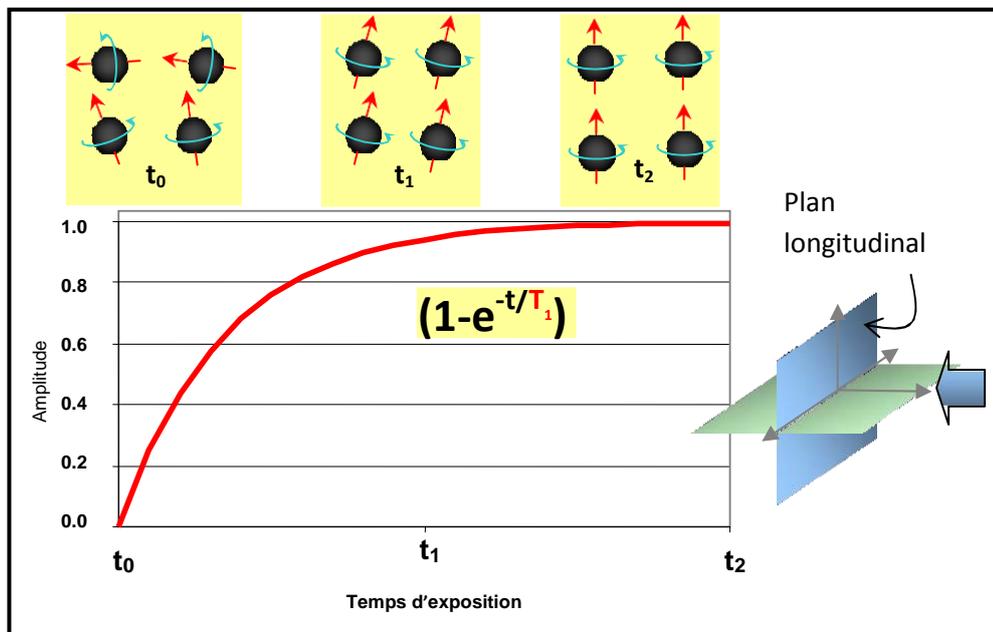


Figure III.7 : L'alignement des protons avec l'orientation du champ magnétique statique à différents phases (" $t=t_0$ " absence du champ statique, " $t=t_1$ " phase d'alignement, " $t=t_2$ " alignement totale) (A. Al-Harbi et al, SPE, 2007).

La deuxième étape consiste à appliquer un champ magnétique oscillant (une onde radiofréquence égale à la fréquence de résonance " Larmor" ou le moment magnétique à la propriété de changer de valeur), qui incline les protons à 90° ($t = t_2$) par rapport à l'orientation original du champ magnétique statique ($t = t_0$) parallèlement au plan transversal (Figure III.8).

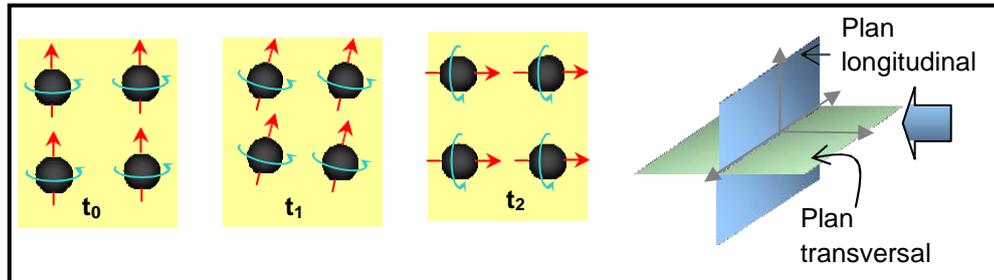


Figure III.8 : L'alignement des protons par l'application d'un champ magnétique oscillant (A. Al-Harbi et al, SPE, 2007).

La troisième étape est la relaxation transversale dans laquelle le champ magnétique oscillant 90° est d'abord mis hors tension, puis on tension à plusieurs reprises à 180° afin d'éliminer le déphasage due au gradient du champ magnétique statique. Pendant ce processus, la réponse du proton décroît exponentiellement avec une constante de temps connue comme étant le temps de relaxation transversale T_2 (Figure III.9).

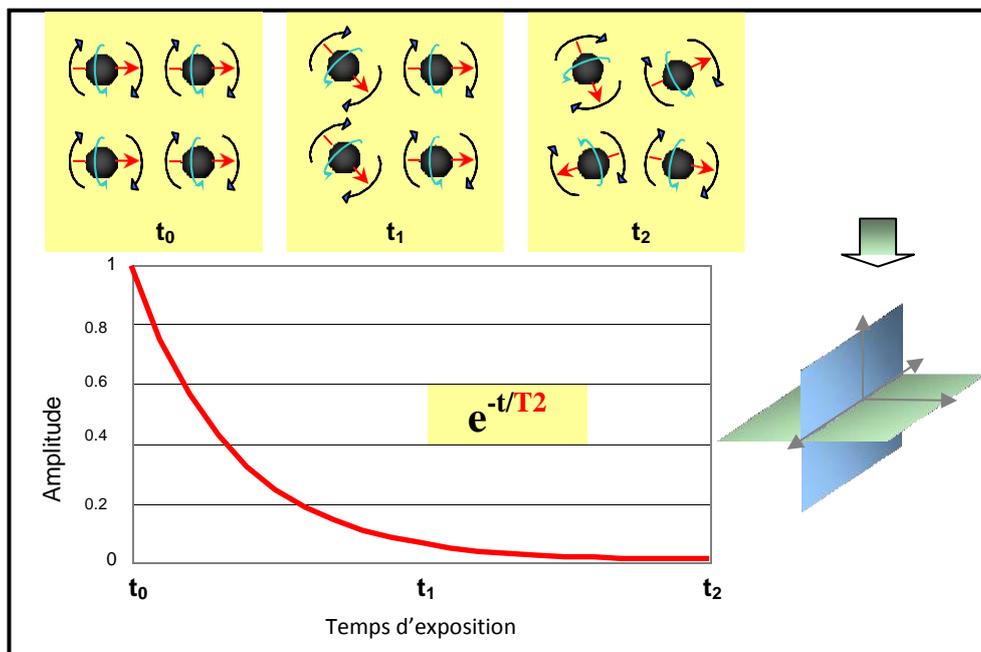


Figure III.9 : La relaxation transversale du proton (A. Al-Harbi et al, SPE, 2007).

Une inversion mathématique est ensuite utilisée pour transformer le signal de relaxation à partir du domaine temporel au domaine T_2 (connu sous le nom de la distribution T_2). La même transformation est effectuée sur le signal T_1 . Le temps de relaxation est directement liée à la taille des pores: plus la taille des pores est grande, plus est la relaxation, et vice versa. A partir de la distribution des temps de relaxation, les volumes d'eau libre (**FFI**) et lié (**BVI**) peuvent être déterminées par l'utilisation de seuil (**cut-off**). Cette approche est basée sur le fait que l'eau dans les pores inférieure à une certaine taille est susceptible d'être pris au piège formant ainsi l'eau liée. Ce seuil correspond à la $T_{2\text{cutoff}}$ dans la distribution T_2 , qui est déterminé en laboratoire à partir des mesures **NMR** sur des échantillons de carotte. Il est fixé vers **33ms** pour les grés et **100ms** pour les carbonates. (**Figure III.10**)

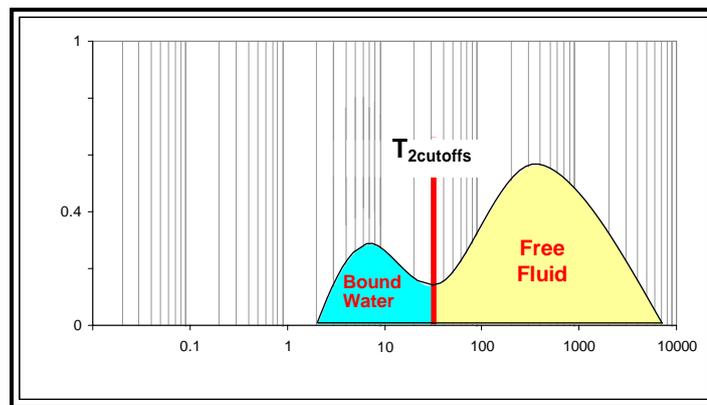


Figure III.10 : La distribution des temps de relaxation T_2 et l'estimation des volumes de fluides libres et liés par l'utilisation du seuil (**cut-off**) (A. Al-Harbi et al, SPE, 2007).

III-4.4.1. L'outil :

- **Combinable Magnetic Resonance Tool (CMR) :**

L'outil **CMR** (**Figure III.11**) basé sur le principe de la résonance magnétique nucléaire est composé d'un patin monté sur le côté de la sonde qui contient deux aimants permanents engendrant un champ magnétique d'environ **0.054 Tesla**, soit à peu près mille fois supérieur au champ magnétique terrestre. Ces aimants sont disposés de telle sorte que le champ magnétique statique converge pour former une zone de force constante à environ un pouce à l'intérieur de la formation. Le patin contient aussi une antenne servant d'émetteur et de récepteur. Une lame de ressort applique fortement le patin contre la paroi du trou, réduisant considérablement l'effet de la boue ainsi qu'une cartouche électronique.

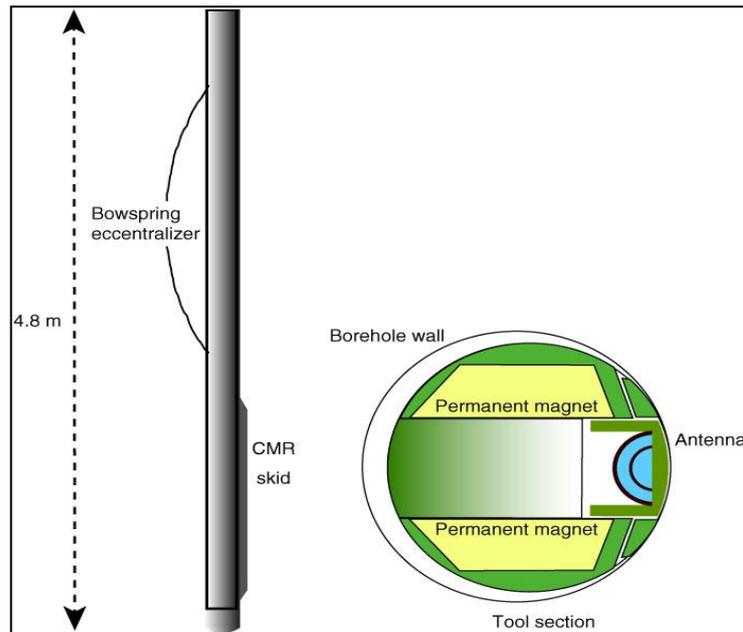


Figure III.11 : Schéma de la sonde CMR de Schlumberger (document Schlumberger, 1997).

III-4.4.2. Application :

- L'estimation d'une porosité indépendante de la lithologie (Figure III.12) ;

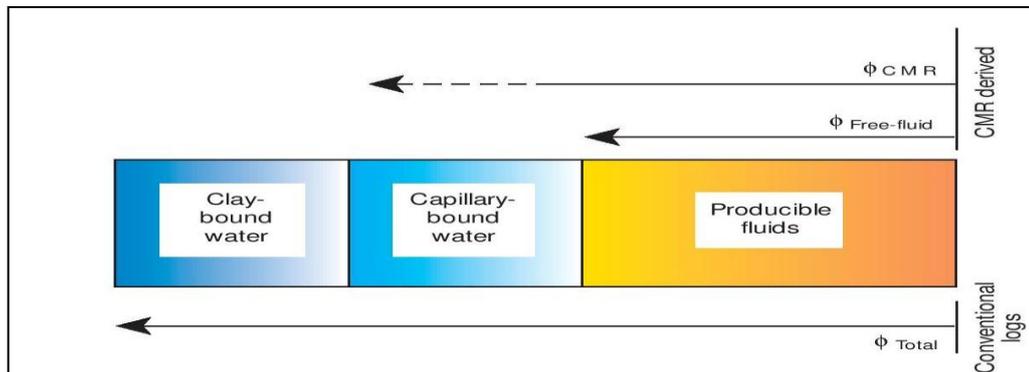


Figure III.12 : Porosité déduite de la résonance magnétique nucléaire (Kenyon et al, 1995).

- La distribution de la taille des pores ;
- Détermination de la perméabilité ;
- Détermination de la viscosité ;
- L'estimation du volume des différents fluides libre et lié présent dans les pores par le calcul de l'air de la distribution des temps de relaxation T_2 ;
- L'estimation de la saturation en eau irréductible ;
- Identification des zones minces productives ;
- Identification des Hydrocarbures ;

III-4.5. Diagraphies auxiliaires :

III-4.5.1. Caliper :

Les dispositifs caliper (**Figure III.13**), font une partie intégrante de la plupart des outils de diagraphie standard, car la mesure de l'axe de forage est un paramètre extrêmement utile pour les corrections d'environnement, l'interprétation quantitative, le calcul du volume de ciment et l'étude géomechanique. Si le trou est circulaire et uniforme, tout les bras du caliper lisent la même valeur. Dans un trou elliptique, le caliper a un seul bras généralement aligné avec l'axe long, et les trois bras du caliper indique un diamètre plus grand que le petit axe, mais inférieure à l'axe long.

Actuellement, une nouvelle génération du caliper a été mise au point qui contient six bras **EMS (Environmental measurement sonde)**. De plus, il mesure la résistivité et la température de la boue. Ces derniers sont utilisés par la suite dans les corrections d'environnement des mesures obtenus par les autres diagraphies.

III-4.5.1.a. Application :

- Mesure du diamètre du trou pour l'estimation du volume de ciment nécessaire afin d'optimiser le coût de cimentation ;
- Reconnaissance des zones poreuses et perméables par la présence du mudcake ;
- Calculer l'épaisseur du mudcake ;
- Localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage du packer d'essai de formation ;
- Correction des mesures de différentes diagraphies de l'effet du trou ou du mudcake en vue d'une interprétation plus précise ;
- L'analyse des contraintes et la stabilité des parois du trou.

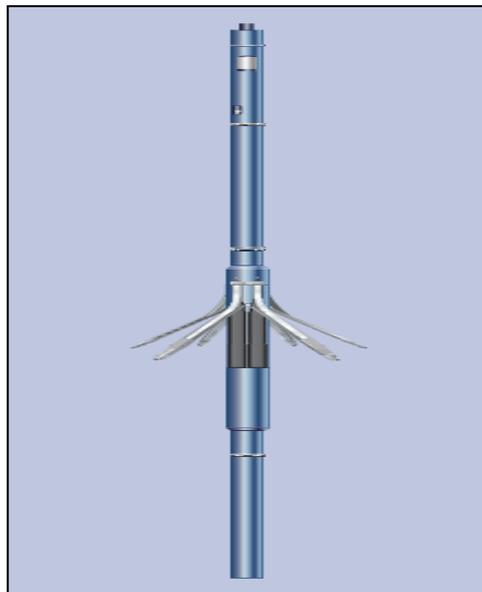


Figure III.13 : Caliper EMS (Schlumberger document, 2002).

III-5. Rayon d'investigation des outils de diagraphie :

Le rayon d'investigation (**Figure III.14**) est une distance qui caractérise la réponse de l'outil en face la formation ou la paroi du forage. Le rayon d'investigation résume la réaction radiale de la mesure dans une ou plusieurs directions. Pour les mesures nucléaires et la résistivité, le rayon d'investigation doit être associé au pourcentage du signal reçu de la formation. La plupart des rayons cités supposent une formation homogène avec certaines propriétés, comme une résistivité donnée ou un fluide contenu. Ces rayons peuvent varier considérablement dans des formations non homogènes et à différentes valeurs des propriétés concernées. Ils doivent être considérés seulement comme un guide qualitatif de la réponse de l'outil. Pour d'autres mesures, le rayon d'investigation est soit bien définie par la physique de l'outil (dans le cas de la résonance magnétique nucléaire) ou bien par les propriétés de formation (dans le cas de l'acoustique et de la propagation électromagnétique).

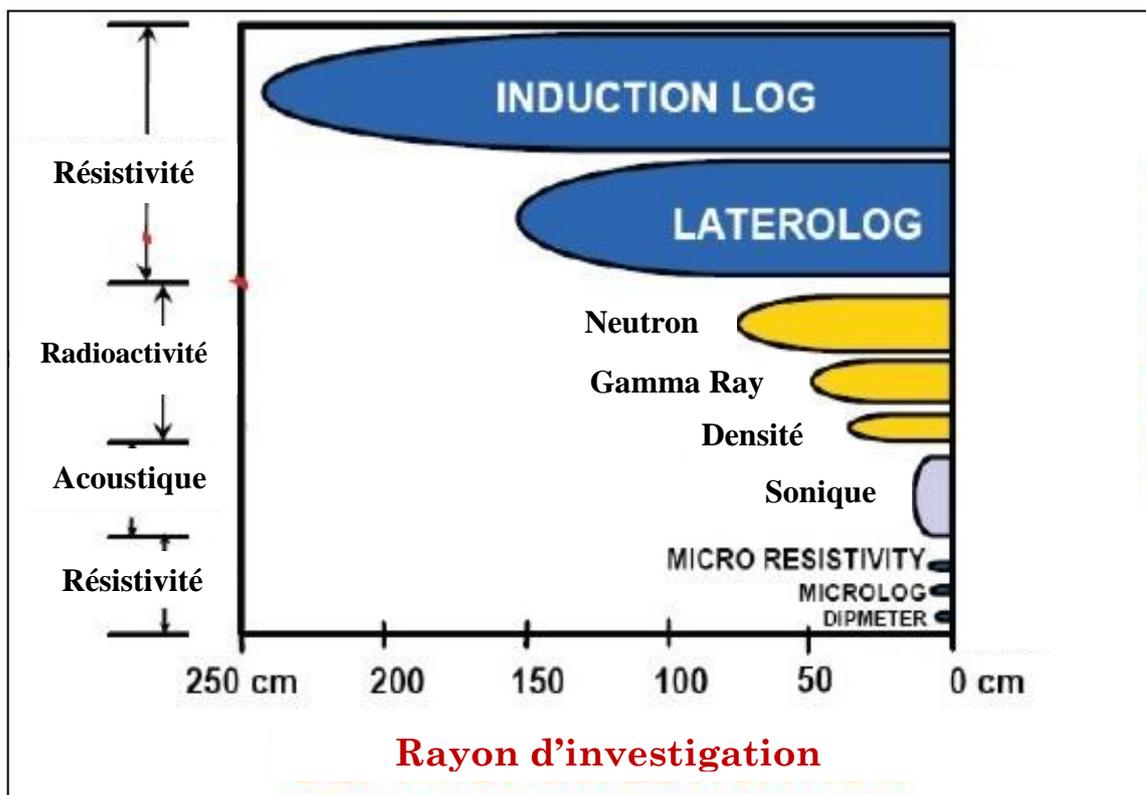


Figure III.14 : Rayon d'investigation des différents outils de diagraphies (spec2000.net).

III-6. Diagraphie de production :

Les outils de diagraphie de production fournissent des informations sur la pression de formation, la mobilité du fluide, le débit. Confirment ainsi la nature de fluide présente dans la formation suggérée par les diagraphies différées enregistrées.

Parmi les dispositifs de production utilisés dans notre cas:

- Le pré test réalisé à l'aide de l'outil **MDT** (Single probe) ;
- Le pré test réalisé à l'aide de l'outil **XPT** ;
- Le test de formation **DST**.

III-6.1. Modular Dynamic Tester (MDT):

Le **MDT** est représenté par un ensemble de modules d'où son nom "Modular", ce qui permet la reconfiguration de l'outil sur le site (wellsite) en fonction des besoins d'acquisition. Il se combine avec l'outil **GR** pour assurer la mise en profondeur.

L'outil **MDT** sert à prendre des mesures de pression de formation, prélever des échantillons, estimer la mobilité et enregistrer les propriétés physiques du fluide in situ à savoir la résistivité et la permittivité pour enfin identifier sa nature. De plus, les pressions mesurées nous permettent de tracer le diagramme pression de formation en fonction de la profondeur afin d'estimer la densité des fluides en place et déterminer le contact entre eux.

III-6.1.1. Principe de l'outil MDT-Single probe :

La mesure pression dans la chambre d'écoulement pour le module single probe est basée sur la diminution de la pression et l'augmentation du volume, tel que quand le piston de la pompe est tiré vers l'arrière, un large volume dans la chambre d'écoulement est créé, engendrant ainsi une diminution de la pression dans cette dernière. Cette différence de pression entraîne le déplacement du fluide de la formation vers la chambre d'écoulement. Encore une fois, la pression augmente (remonté de la pression Buildup) pour se stabiliser à la pression de formation.

MDT-Single Probe est utilisé dans des formations de bonne porosité et perméabilité, selon certaines étapes qu'on peut les énumérer (**Figure III.15**):

- Descente de l'outil dans le puits ;
- Mesure de la pression hydrostatique ;
- Extension du module Single Probe et la mise en place du patin contre la paroi du puits au niveau d'une partie de la formation ;
- Pompage d'une petite quantité de fluide de formation dans la chambre d'écoulement ;

- Rejeter le filtrat de boue dans le trou de forage ;
- Passage du fluide pompé dans la chambre d'échantillonnage.

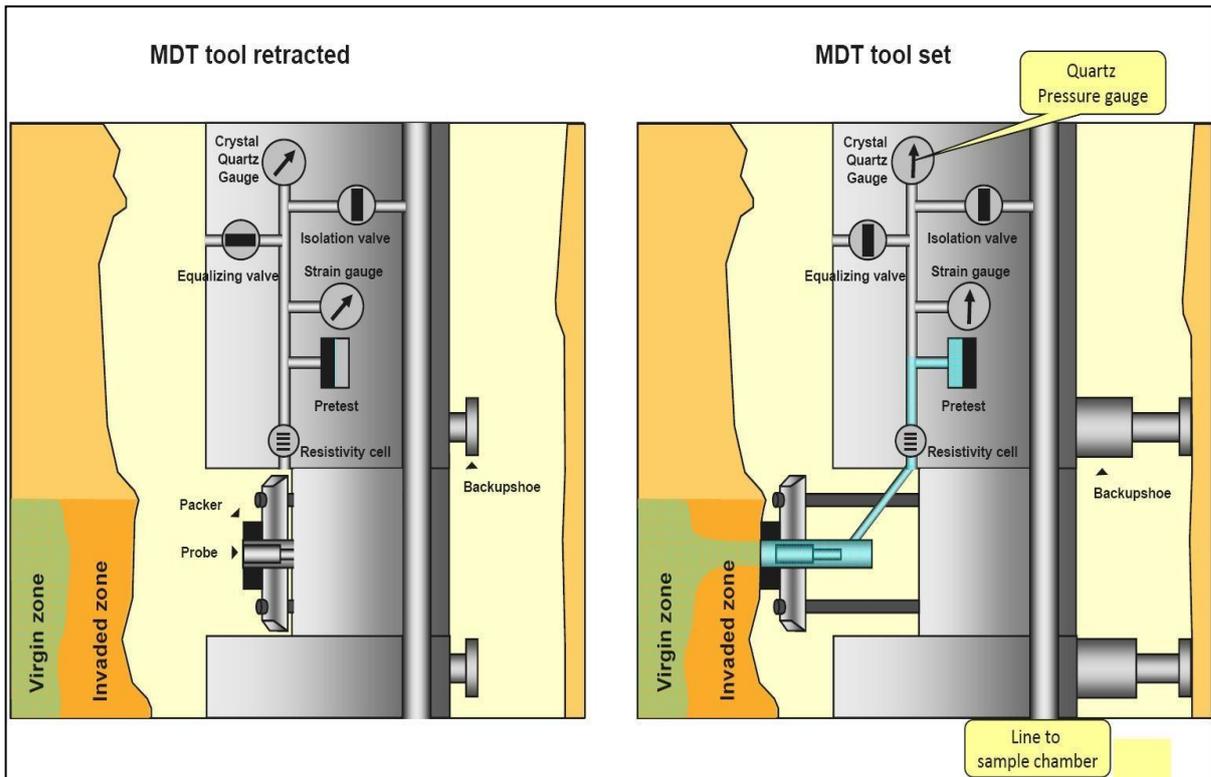


Figure III.15: Schéma du principe de fonctionnement du MDT (Document Schlumberger, 2006).

III-6.1.2. Application :

- Mesurer la pression de formation, la pression hydrostatique ;
- Tracer le gradient de pression en fonction de la profondeur pour déterminer la densité des fluides ainsi que le contact entre eux ;
- Estimation de la mobilité (K/μ);
- Prélever des échantillons des fluides présents dans la formation ;
- Analyse des fluides par son module **LFA** (Live Fluid Analyzer).

III-6.2. L'outil XPT (Xpress Pressure Tool):

Cet outil (**Figure III.16**) est destiné pour les formations compactes et fracturées avec une très faible mobilité ($<0.1\text{mD}$), dont les conditions de fond du trou qui ne dépasse pas **395°F** et **27000 Psi**. Il contient un single probe typique pour ce genre de réservoir. Le principe de mesure de pression en utilisant l'outil **XPT** est le même que celui du **MDT-Single probe**, sauf qu'il ne procède pas à une prise d'échantillons.



Figure III.16 : Principe de l'outil XPT (Document Schlumberger, 2005).

III-6.2.1. Application:

- Mesurer la pression de formation ;
- Mesurer la pression Hydrostatique ;
- Elaboration du gradient de pression en fonction de la profondeur ;
- Mesurer la mobilité (K/μ).

III-6.3. Déroulement de l'opération du pré-test :

L'enregistrement ci-après est fait par le logiciel d'acquisition en surface (Figure III.17):

- La pression enregistrée avant la mise en place de l'outil de pré test est la pression hydrostatique dans le puits ;
- Lors de l'encrage de l'outil (**Single probe**), il en résulte une compression du fluide. Par la suite, le piston de la chambre de pré test est tiré vers l'arrière afin de créer un large volume ce qui provoque une chute de pression appelé écoulement (**Drawdown**) ;
- Après le remplissage de la chambre de pré test, la pression augmente progressivement pour se stabiliser à la pression de formation (**Buildup**) ;
- Une fois la mesure de pression est effectuée, la chambre d'écoulement doit être vidée avant de passer au point de mesure suivant ;
- Le désencrage de l'outil engendre une augmentation brusque de la pression jusqu'à atteindre la pression hydrostatique.

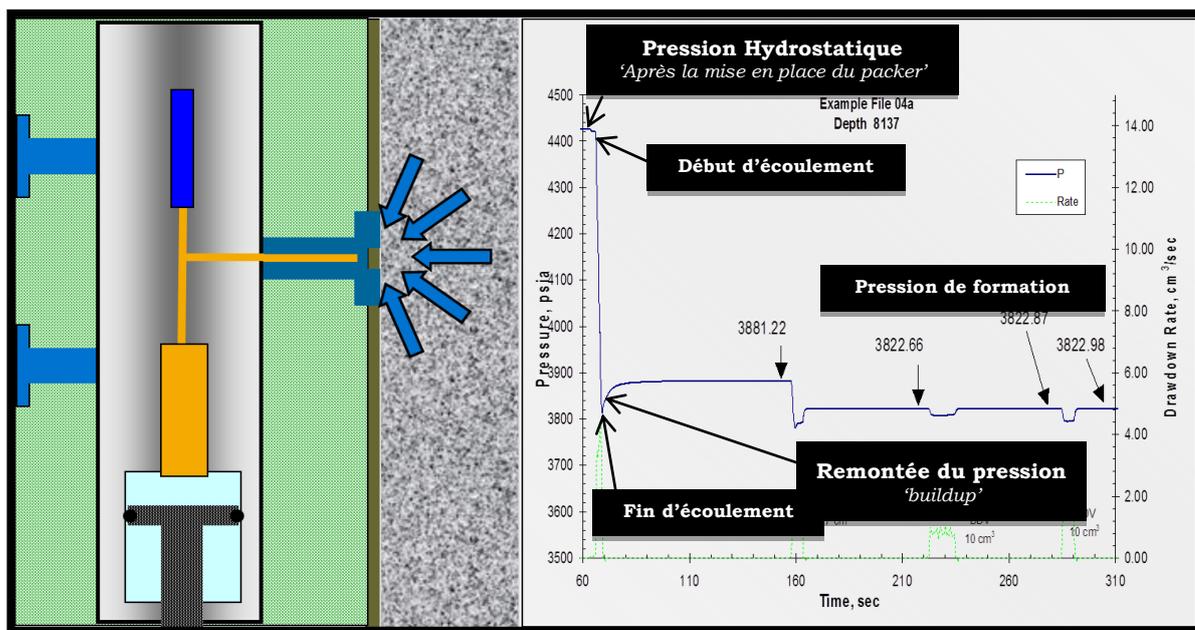


Figure III.17: Plot de pression Vs time (I.Hafrat, Intégration des résultats du dual packer dans l'évaluation des réservoirs compacts, 2014).

III-6.4. Test de formation DST (Drill Stem Test):

Le test de formation est l'une des opérations qui peut nous renseigner clairement sur la présence de fluide ou de gaz dans une formation et qui nous permet d'évaluer le débit, la pression de formation, la perméabilité et l'endommagement, ainsi que d'autres paramètres sur le modèle du réservoir où la sismique et la diagraphie n'ont pas pu le voir. Le test peut être exécuté :

- En cours de forage (ce test de formation est appelé test en Openhole ou Barefoot) ;
- Après tubage (ce test de formation est appelé test en Casedhole).

III-6.4.1. Raisons justifiant un test :

Un test étant une opération délicate et parfois risquée, il doit y avoir une raison suffisante pour le justifier. Les points suivants peuvent être considérés comme justifiant l'exécution d'un test :

- Présence de gaz de formation dans la boue de forage ;
- Présence de taches de fluorescence dans la boue de forage dans le cas de boue à eau ;
- Présence de fluorescence dans les carottes ou les cuttings ;
- Perte de boue de forage dans certains cas venus de fluides ;
- Identification d'un réservoir sur les logs diagraphiques ;
- Mise en évidence des hydrocarbures après l'interprétation des diagraphies ;
- Confirmation des hydrocarbures après prélèvement des échantillons par le **MDT**.

III-6.4.2. Principe des opérations du test (DST) :

Le principe de base des essais du puits consiste à créer une perturbation dans l'état physique des fluides dans le réservoir (**Figure III.18**). Cette perturbation est causée par l'ouverture du puits ou par sa fermeture ou encore par un changement d'un débit à un autre. Les fluides qui sont initialement dans le réservoir dans un état statique, passent à un état transitoire (**A**) pendant l'écoulement puis à un nouvel état transitoire (**B**) pendant la remontée de pression, pour atteindre enfin l'état statique original. L'enregistrement continu et précis des variations de pression et de débit au cours de ces périodes transitoires (**A**) et (**B**) nous permet d'évaluer les paramètres qui contrôlent la performance du réservoir (**WEC 1995**).

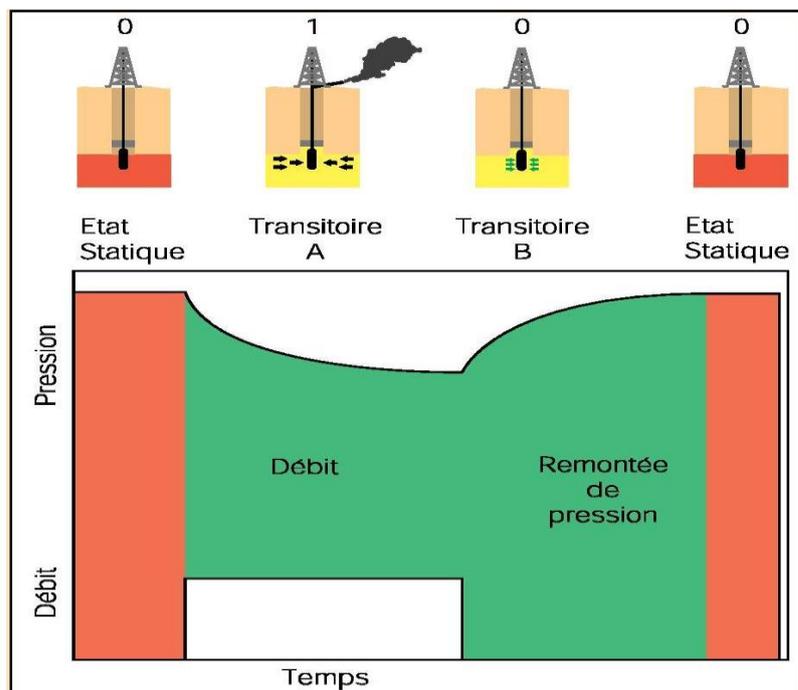


Figure III.18 : Principe de base pour les essais de puits (Well Evaluation Conference, 1995).

III-6.4.3. Déroulement de l'opération du test (DST) :

1- En descendant le train de test, ses différentes parties se trouvent dans la position que voici :

- packer non comprimé ;
- by-pass ouvert pour diminuer la contre-pression sur la formation, engendrée par la descente du train de test ;
- vannes d'ouverture et de circulation inverse fermées ;
- vanne de fermeture (ou vanne de mesure de pression de fond) ouverte.

Ainsi, aucune communication n'est possible entre l'intérieur des tiges et le puits.

Les enregistreurs fonctionneront constamment et enregistreront la pression hydrostatique de la boue à leur côte.

2- Lors de la pose du packer, tout reste comme avant et les enregistreurs enregistrent la pression hydrostatique de la boue plus l'augmentation de la pression produite par l'effet de compression du packer.

3- A l'ouverture du tester :

- Le packer est en place, séparant la zone à tester du reste du puits ;
- Le by-pass est fermé, isolant ces deux zones en coupant la communication entre la zone à tester et le reste du puits ;
- La vanne de fermeture est ouverte ;
- En augmentant la pression annulaire la vanne de tester (d'ouverture) est ouverte, ce qui met la formation à tester à la pression du tampon d'eau, pour permettre aux fluides et gaz de formation de pénétrer dans le train de test et de monter vers la surface ;
- La vanne de circulation inverse est fermée.

A l'ouverture du tester, les enregistreurs enregistrent la pression du tampon d'eau plus la pression du gaz ou des fluides provenant de la formation.

4- Lors de la mesure de la pression de fond toutes les vannes restent dans leur position antérieure, sauf la vanne de tester qui sera fermée par l'application d'une pression dans l'annulaire; le gaz ou les fluides de formation seront emprisonnés dans la partie du train de test située au-dessous de la vanne ce qui permet d'enregistrer l'augmentation de pression (buildup). Si le temps de mesure de la pression de fond de trou est suffisant, la lecture finale de la remontée de pression sera la même que la pression de gisement.

5- Avant la remontée du train de test, il faut égaliser la pression et la remettre à son état initial ou la pression de la boue est supérieure à la pression de formation pour cela la circulation inverse est exécutée.

6- Lors de la remontée du train de test les enregistreurs enregistrent la pression hydrostatique de la boue à leurs côtes respectives.

III-6.4.4. Application :

- Détermine le type et les caractéristiques des fluides de production ;
- Détermine le débit du puits (production) ;
- Détermine les caractéristiques du réservoir à savoir :
 - La perméabilité ;
 - La pression et température de formation ;

- Le Skin S (Facteur d'endommagement) :

- Si $S = 0$; débit normal
- Si $S > 0$; réservoir est endommagé
- Si $S < 0$; réservoir stimulé.

III-7. Conclusion :

Les diagrapies font partie des méthodes qui sont mise en œuvre à l'intérieur d'un forage, auxquelles on a recours à des outils dont les principes physiques (nucléaire, acoustique, électrique, résonance magnétique nucléaire, pression) sont différents l'un de l'autre mais avec un objectif ultime celui d'évaluer et de caractériser les réservoirs en terme de paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation....) ainsi que les réserves mise en place.

Chapitre IV :
Evaluation des réservoirs à partir
des diagraphies

IV-1. Introduction :

L'interprétation des diagraphies a pour but de mettre en évidence la lithologie, la minéralogie et la nature des fluides dans les réservoirs. Dans une première approche nous allons estimer les paramètres pétrophysiques pour les réservoirs TAGI et Siegenien des puits « A » et « B » situés dans le périmètre de Bir Berkine.

IV-2. Présentation des puits :

Les puits « A » et « B » ont été forés verticalement dans le bloc **404b** au niveau du périmètre de Bir Berkine situé sur la bordure occidentale du bassin de Berkine (**Figure IV.1**).

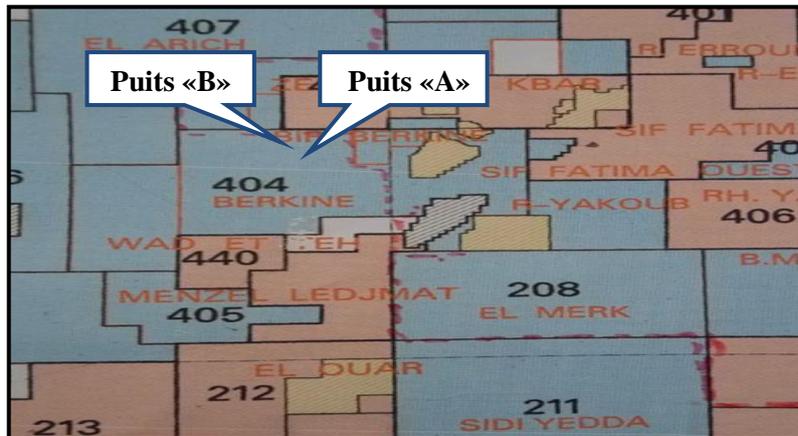


Figure IV.1: Localisation géographique des puits «A» et «B» dans le champ de Bir Berkine (Document Sonatrach).

IV-3. Diagraphies enregistrées :

Les diagraphies qui ont été enregistrées au niveau des puits « A » et « B » sont:

Puits « A »	Puits « B »
Gamma Ray [API]	
sonique [μ s/ft]	
Caliper [inches]	
Pef [Barn/e]	
Résistivité [Ohm/m]	
Densité [g/cc]	
Porosité Neutron [m^3/m^3]	
Modular Dynamic Formation Tester(MDT)	Xpress Pressure Tool (XPT)
Drill Stem Test (DST)	Combinable Magnetic Resonance (CMR)

Tableau IV.1 : Les diagraphies enregistrées au niveau des puits « A » et « B ».

Les diagraphies enregistrées dans les puits sont représentés dans l'annexe (1) et (2).

IV-4. Interprétation qualitative :

IV-4.1. Détermination des zones réservoirs :

En premier lieu, il est nécessaire de localiser les bancs poreux et perméables. Ceci a été fait en s'appuyant sur le log **GR**, en fixant un **V_{Sh cut-off}** à **45%**, on obtient ainsi une limite **GR_{cut-off}** qui sera prise comme référence pour séparer les formations propres des formations argileuses. Le **GR_{cut-off}** est calculé à partir de la relation suivante :

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

Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

	Réservoirs	GR _{min} (API)	GR _{max} (API)	GR _{cut-off} (API)
Puits A	TAGI	30	150	84
	Siegenien	30	150	84
Puits B	TAGI	30	150	84
	Siegenien	15	150	76

Tableau IV.2 : Détermination du GR_{cut-off} des puits « A » et « B ».

IV-4.2. Type de distribution des argiles :

Les paramètres sont déterminés à partir du banc argileux le plus épais, moins cavé et le plus proche du réservoir.

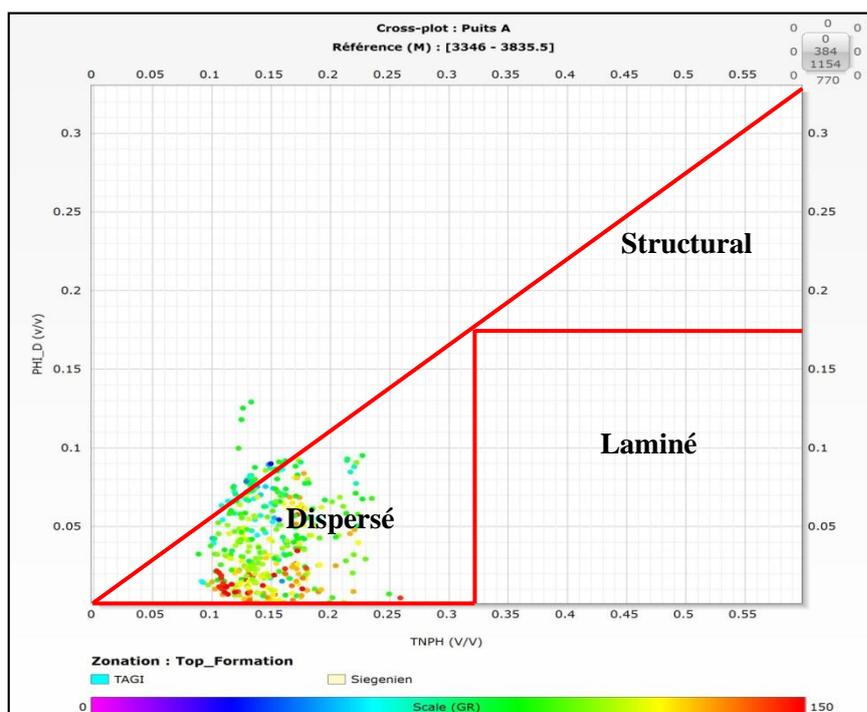


Figure IV.2: Type d'argile à partir du Cross-plot (Porosité Densité – Neutron) du puits «A».

➤ Puits « B » :

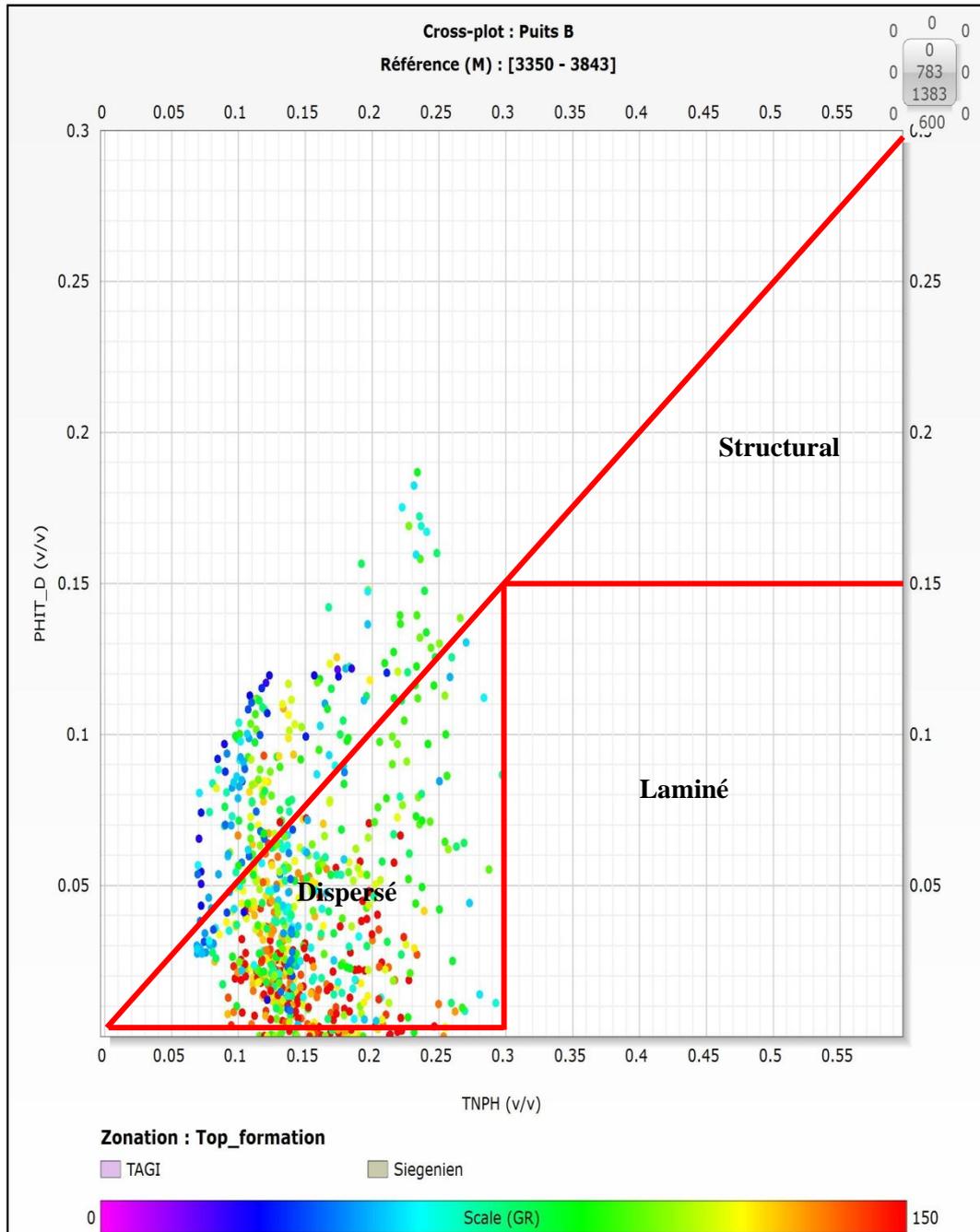


Figure IV.3: Type d'argile à partir du Cross-plot (Porosité Densité – Neutron) du puits «B».

D'après les cross-plots PHI_D – TNPH établis au niveau des deux (02) puits (**Figure IV.2 & IV.3**), nous avons remarqué que le nuage de points est essentiellement réparti dans la zone des argiles «Dispersées ».

IV-4.3. Identification du type de matrice :

➤ Puits « A » :

- Réservoir TAGI :

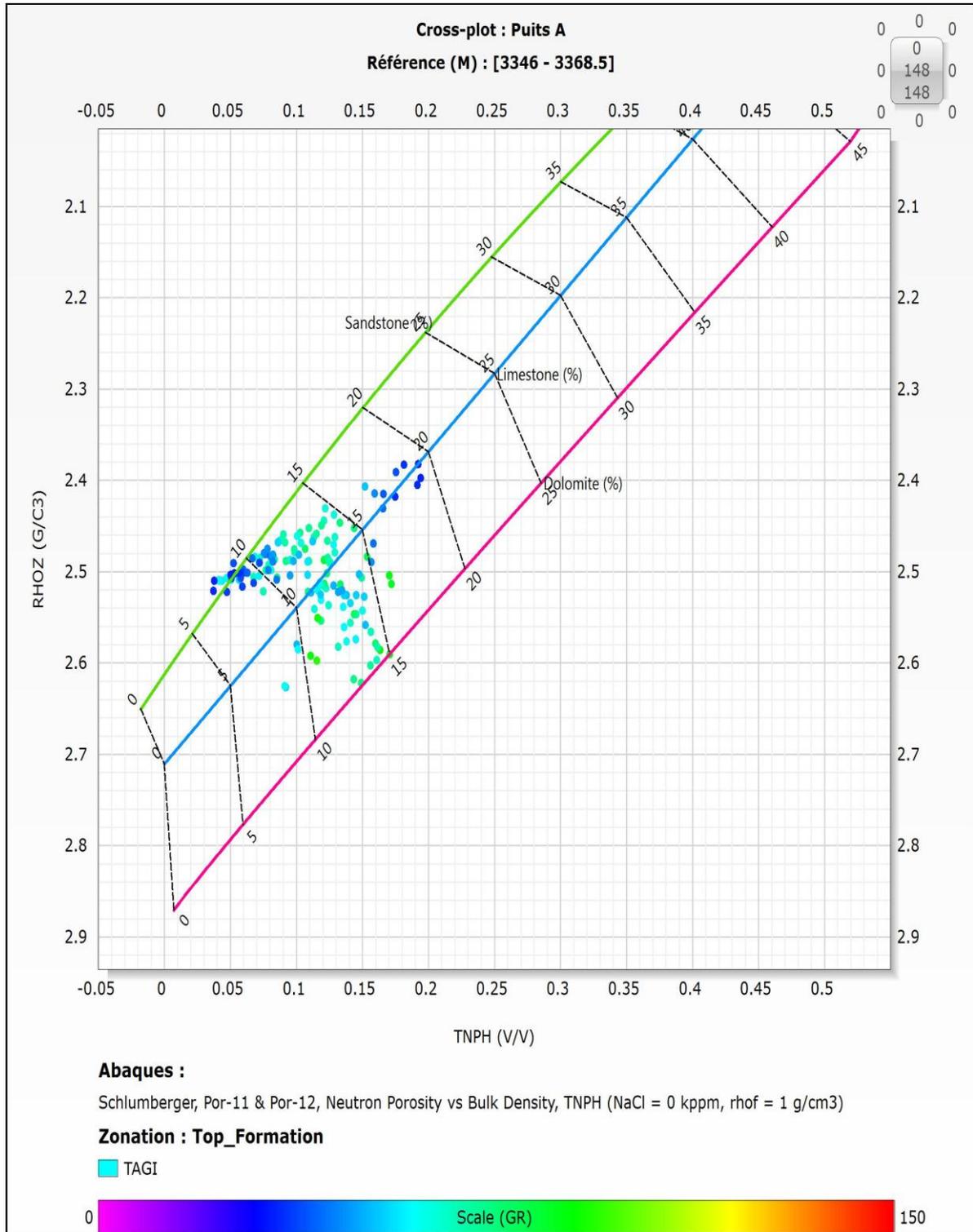


Figure IV.4: Identification de la lithologie à partir du cross-plot Neutron-Densité pour le réservoir TAGI du puits « A ».

- **Réservoir Siegenien :**

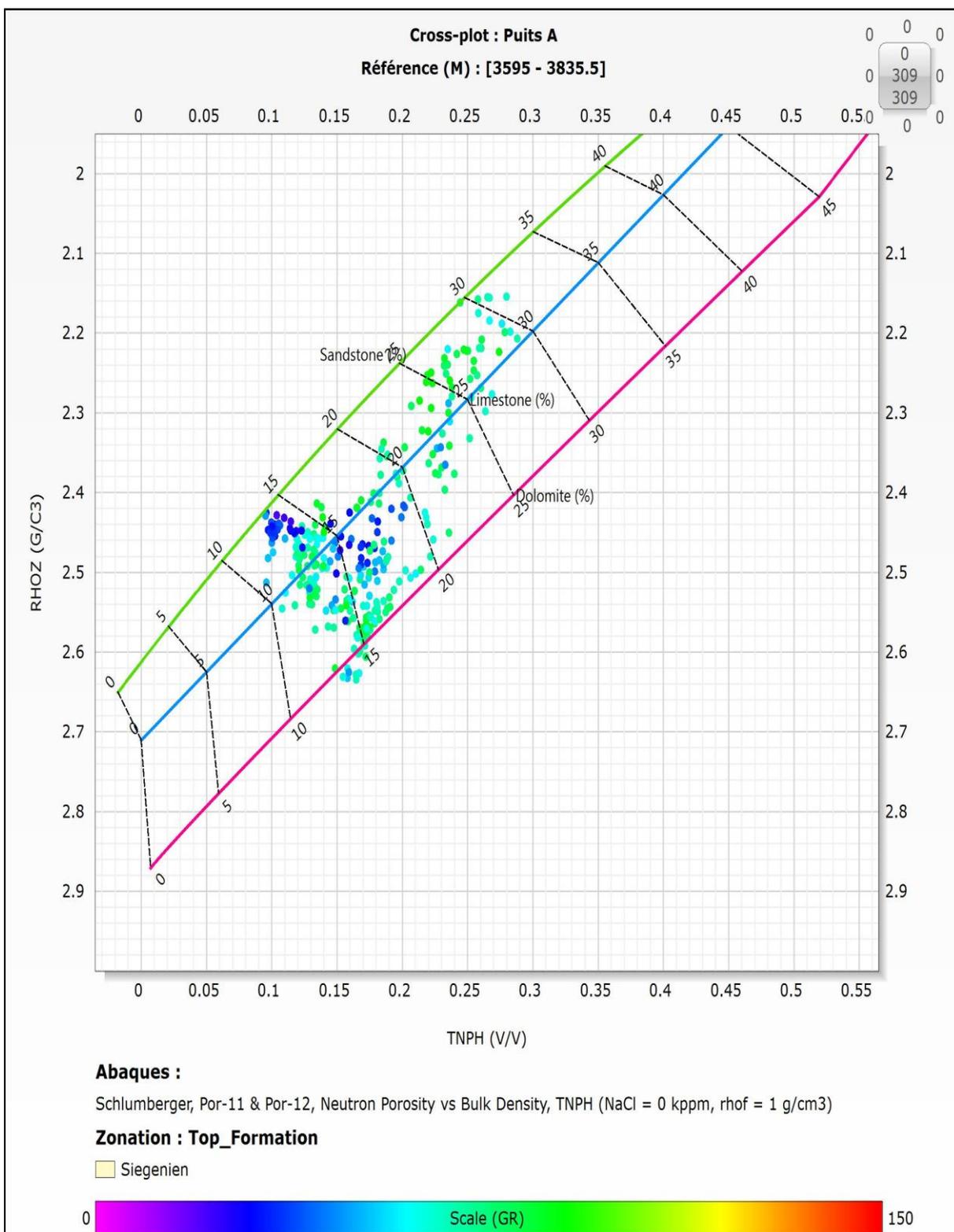


Figure IV.5: Identification de la lithologie à partir du cross-plot Neutron-Densité pour le réservoir Siegenien du puits « A ».

➤ Puits « B » :

- Réservoir TAGI :

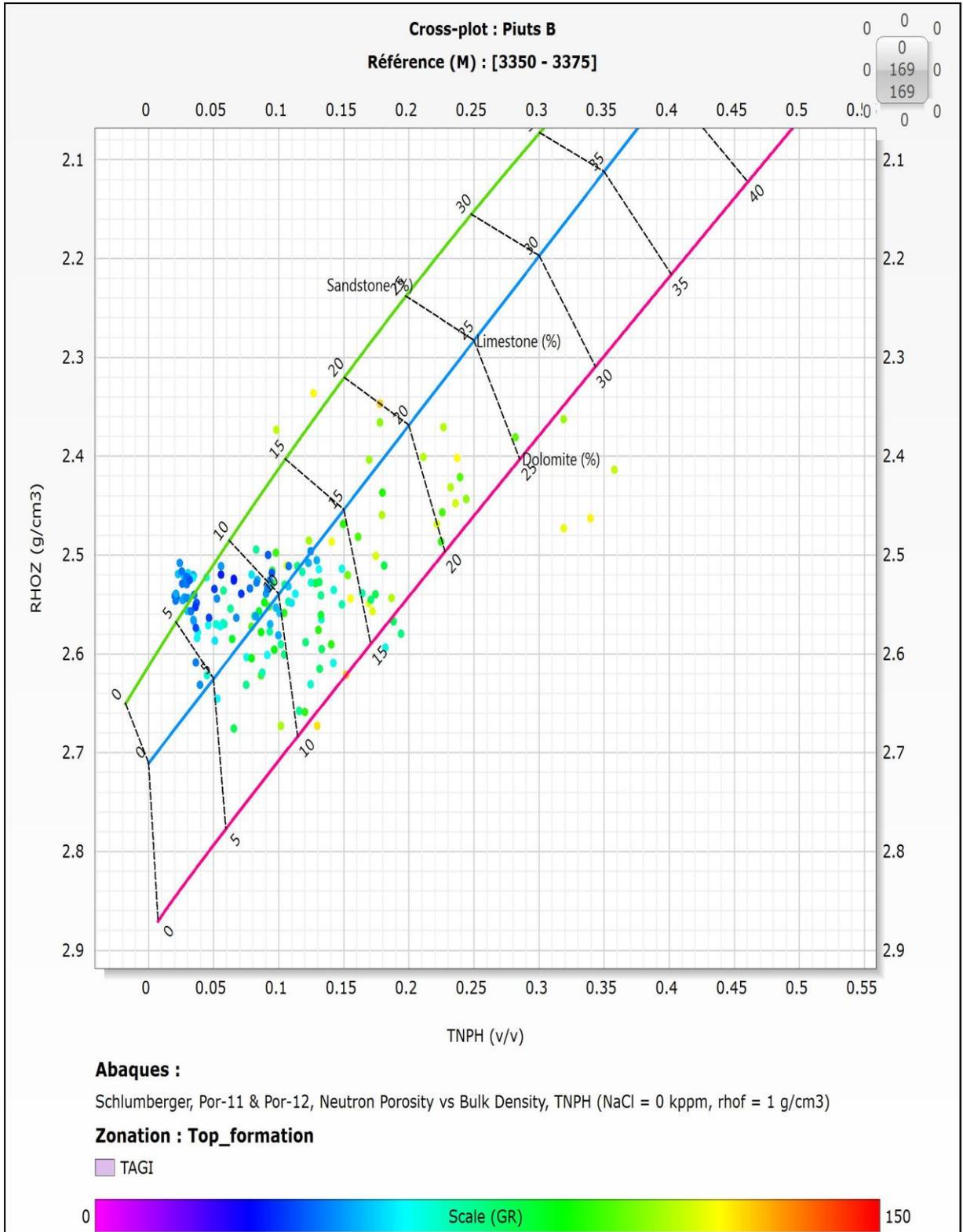


Figure IV.6: Identification de la lithologie à partir du cross-plot Neutron-Densité pour le réservoir TAGI du puits « B ».

- **Réservoir Siegenien :**

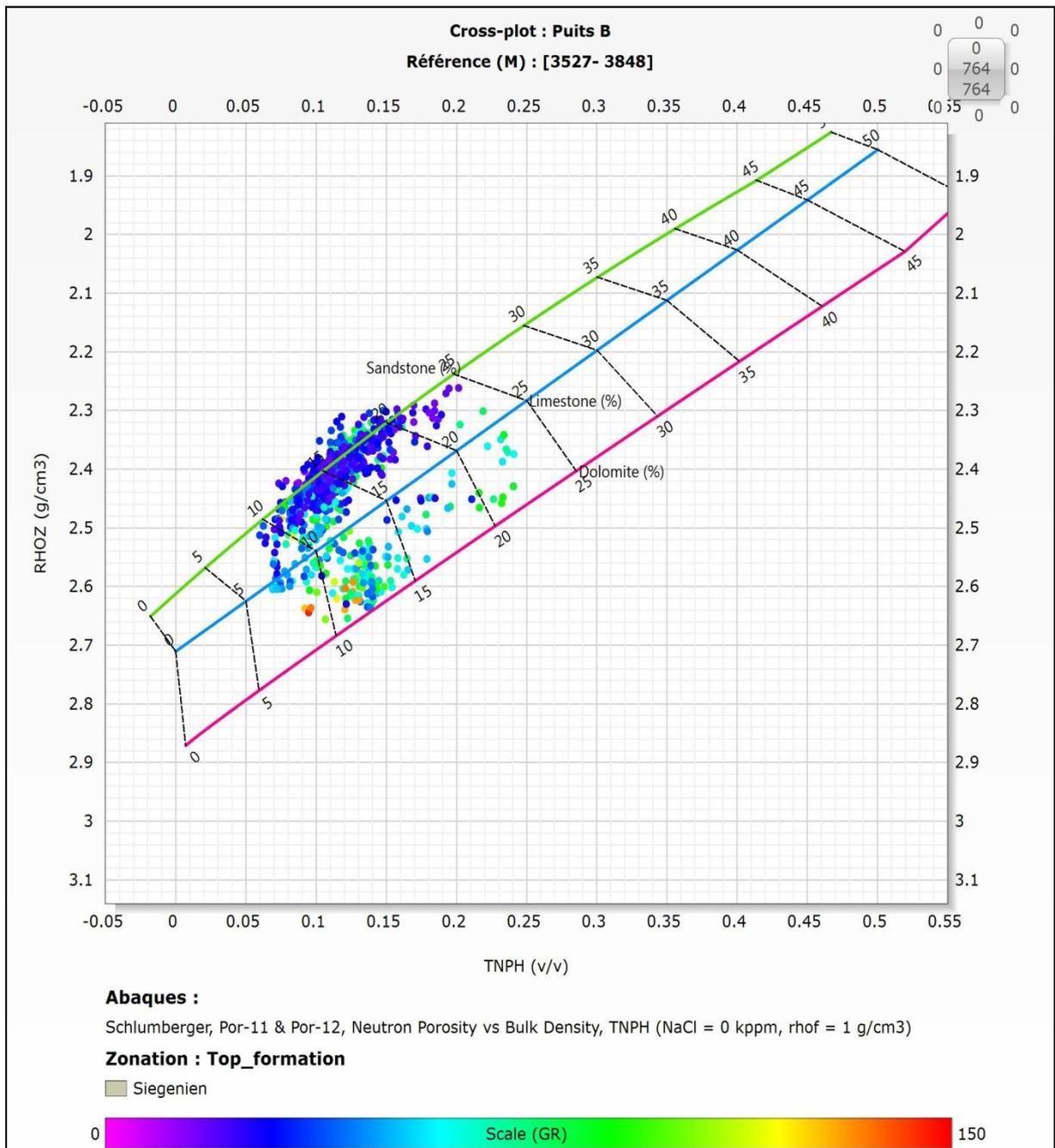


Figure IV.7: Identification de la lithologie à partir du cross-plot Neutron-Densité pour le réservoir Siegenien du puits « B ».

D'après le cross-plot (**NPHI-RHOB**) établis aux niveaux des réservoirs TAGI et Siegenien pour les puits « A » et « B », on remarque que la lithologie de ces réservoirs est composée essentiellement de grés (**Figures IV.4, IV.5, IV.6 et IV.7**).

IV-4.4. Détermination des paramètres matriciels :

Les paramètres matriciels (ρ_{ma} , ΔT_{ma}) sont utiles pour le calcul de la porosité totale. Ils sont déterminés en utilisant un report graphique à partir des données d'une zone propre et aquifère ($V_{Sh} < 10\%$).

Le cross plot (**Cond**, ρ_b) permet de déterminer la densité matricielle ρ_{ma} par l'intersection de la droite de régression passant par le nuage de points à caractère aquifère avec l'axe des abscisses ρ_b ce qui correspond à une conductivité nulle (**Figure IV.8**).

Le cross plot (**Cond**, ΔT) permet de déterminer la valeur du paramètre matriciel ΔT_{ma} en suivant la même procédure que celle du cross plot (**Cond**, ρ_b) (**Figure IV.8**).

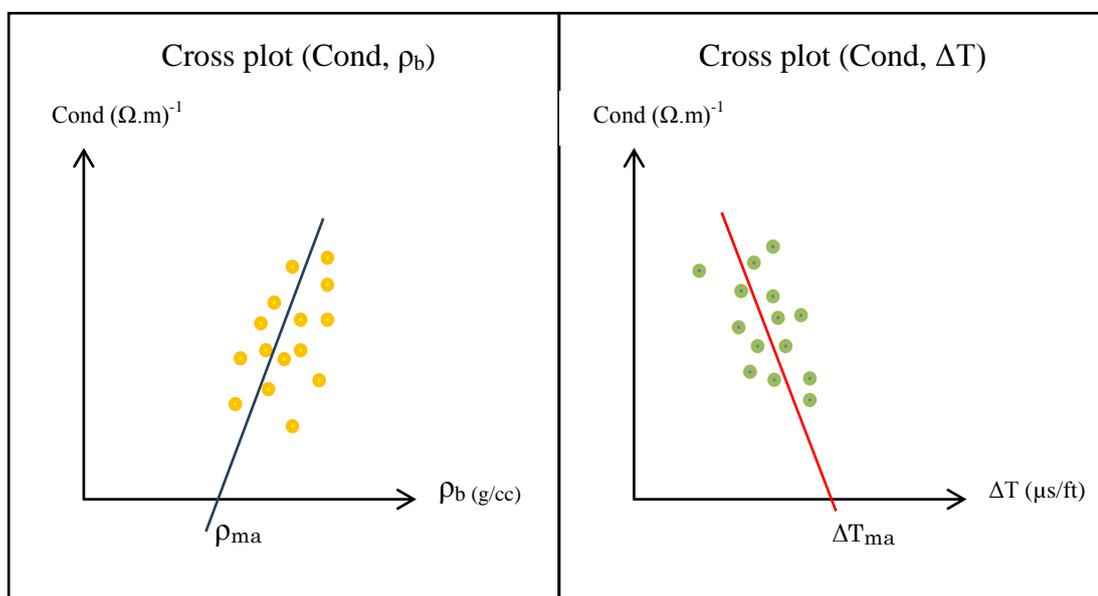


Figure IV.8: Détermination des paramètres matriciels ρ_{ma} & ΔT_{ma} .

Pour notre cas nous n'avons pas utilisé cette méthode vue l'absence des données des puits de références. Pour cela, nous avons pris les paramètres déjà déterminés dans la région d'étude comme suit :

ρ_{ma} (g/cc)	ΔT_{ma} ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
2,65	52

Tableau IV.3: Les paramètres matriciels.

IV-5. Interprétation quantitative :

IV-5.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation « R_w » par la méthode Graphique :

Afin de déterminer la résistivité de l'eau de formation « R_w », on procède par la méthode graphique qui consiste à utiliser l'abaque **GEN-6** de Schlumberger (**Ex GEN-9**).

Sachant que la salinité de l'eau de formation de la région est de l'ordre **300g/l** et une température équivalente à **T=130°C**. Le résultat a donné la valeur suivante:

$$R_w = 0.011 \Omega m$$

Ce résultat est illustré sur la figure suivante (**Figure IV.9**):

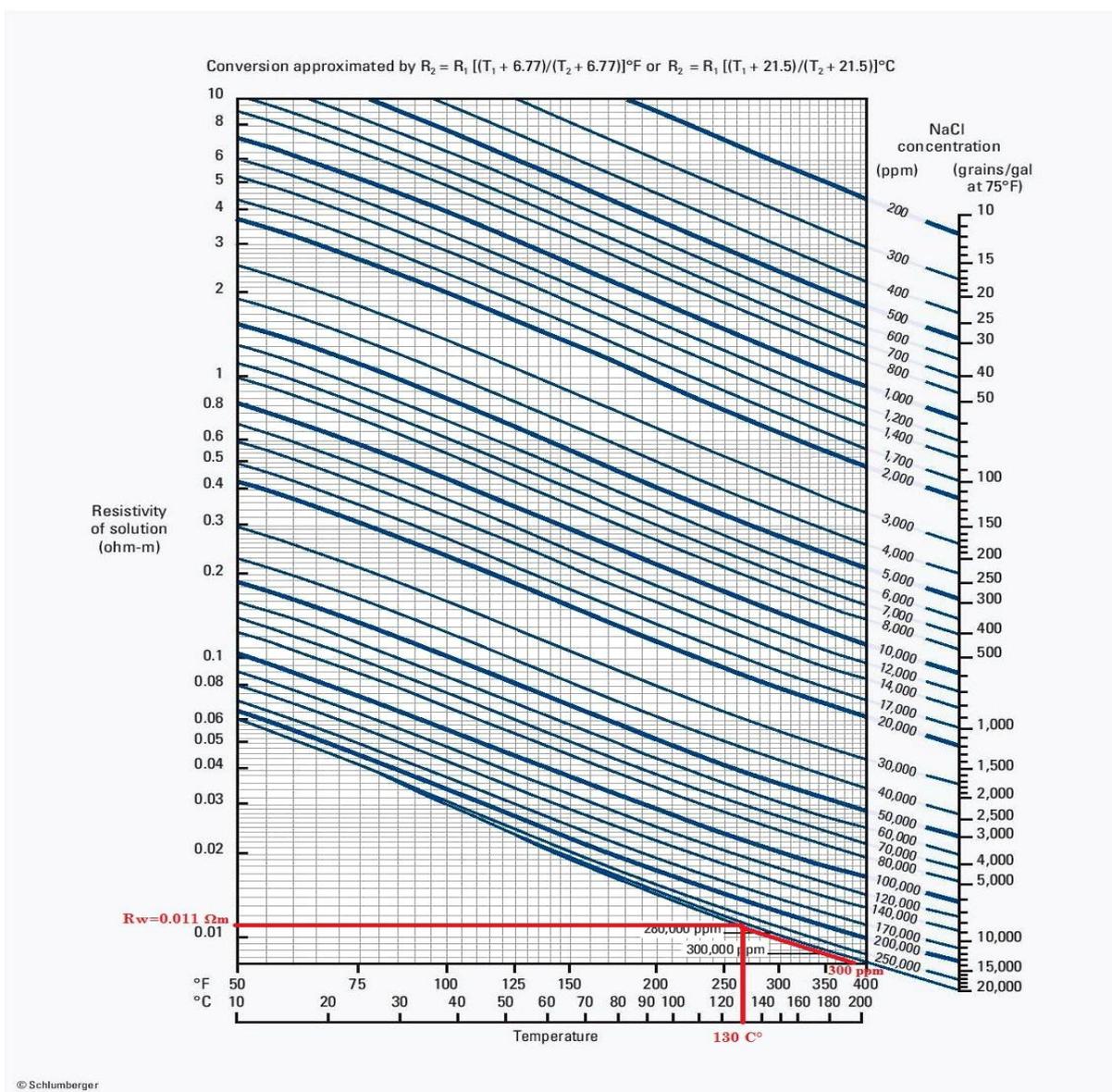


Figure IV.9: Détermination de R_w par la méthode Graphique (Abaque GEN-6).

IV-5.2. Détermination des paramètres d'argile :

Les paramètres d'argile (R_{sh} , Φ_{Nsh} , ρ_{sh} et ΔT_{sh}) sont lus directement sur le log des diagraphies en faisant une lecture des courbes (R_t , Φ_N , ρ_b et ΔT) en face le banc d'argile suffisamment épais, avec moins de cavité et le plus proche de réservoir, car l'argile doit être dans les mêmes conditions de dépôts.

Le tableau ci-dessus montre les lectures des paramètres d'argile :

	Réservoirs	Φ_{Nsh} (%)	ρ_{sh} (g/cc)	ΔT_{sh} ($\mu s/ft$)	R_{sh} ($\Omega \cdot m$)
Puits A	TAGI	20	2,7	77	4.6
	Siegenien	30	2,7	73	4.1
Puits B	TAGI	33	2.7	78.4	9
	Siegenien	20	2.67	66	7

Tableau IV.4: Les paramètres d'argile.

A partir de ces paramètres, on calcule la porosité sonique et la porosité densité des argiles. Ces paramètres sont utilisés par la suite dans le calcul de la porosité effective.

Les résultats sont illustrés dans le tableau suivant :

	Réservoirs	Φ_{Nsh} (%)	Φ_{Dsh} (%)	Φ_{Ssh} (%)
Puits A	TAGI	20	0	18
	Siegenien	30	0	15
Puits B	TAGI	33	0	19
	Siegenien	20	0	10

Tableau IV.5: Les porosités d'argile.

IV-5.3. Détermination du volume d'argile :

Le volume d'argile est calculé par la formule suivante :

$$V_{Sh} = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$$

IV-5.4. Détermination de la porosité :

Les enregistrements que nous avons à notre disposition, nous ont permis de calculer trois porosités pour chaque niveau réservoir, à partir du log sonique, neutron et densité.

IV-5.4.1. Porosité densité Φ_D :

La densité globale de la formation s'écrit :

$$\rho_b = \Phi \cdot \rho_f + (1 - \Phi) \cdot \rho_{ma}$$

De cette équation, on déduit la porosité :

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

La porosité dérivée des outils de densité est corrigée à partir des relations ci-dessous :

$$\Phi_{DC} = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})} - V_{Sh} * \frac{(\rho_{Sh} - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})}$$

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{Sh} * \Phi_{DSh}$$

IV-5.4.2. Porosité sonique Φ_S :

Le temps de parcours global pour une formation poreuse propre s'écrit:

$$\Delta T_b = \Phi_S \cdot \Delta T_f + (1 - \Phi_S) \cdot \Delta T_{ma}$$

De cette équation, on déduit la porosité :

$$\Phi_S = \frac{(\Delta T_b - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})}$$

Alors on obtient la porosité sonique corrigé de l'effet d'argile :

$$\Phi_{Sc} = \frac{(\Delta T_b - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})} - V_{Sh} * \frac{(\Delta T_{Sh} - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})}$$

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{Sh} * \Phi_{SSh}$$

IV-5.4.3. Porosité neutron Φ_N :

C'est la porosité donnée par les outils de neutrons calibrés dans les calcaires, une simple correction de lecture en échelle compatible en grés est indispensable, comme suit :

$$\Phi_{Ngrés} = \Phi_{Ncalcaire} + 3\%$$

Cette valeur de porosité doit être corrigée une 2^{ème} fois de l'effet des argiles à partir de la relation suivante :

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - V_{Sh} * \Phi_{NSh}$$

IV-5.4.4. Porosité utile :

Concernant les valeurs de porosités utiles en face des bancs gréseux non cavés, on a utilisé la formule suivante :

$$\Phi_U = \frac{\Phi_{NC} + \Phi_{DC}}{2}$$

Par contre, en face des formations cavées la valeur de la porosité utile est égale à celle de la porosité sonique corrigée de l'effet d'argile Φ_{SC} , Car l'outil sonique est le moins affecté par la présence des caves.

$$\Phi_U = \Phi_{SC}$$

IV-5.5. Evaluation de la saturation :

Afin de calculer la saturation en eau de formation S_w , la relation de **dual water** (clavier et al 1984) (IFP Publication, A Geoscientist's Guide To Petrophysics, 2007, Edition Technip) est utilisé pour le cas des argiles dispersées comme suit :

$$S_w^n = \frac{R_w * R_{sh}}{R_t * \Phi_t^2 [V_{sh} * R_w + (1 - V_{sh}) * R_{sh}]}$$

La valeur de n est prise **2** de faite que les roches réservoirs en Algérie sont mouillées à l'eau.

IV-6. Présentation des résultats :

Après avoir estimé les paramètres pétrophysiques pour les réservoirs TAGI et Siegenien des puits « **A** » et « **B** », on a déterminé les intervalles des bancs susceptibles d'être des réservoirs à hydrocarbures et ceux qui ne présentent pas un intérêt pétrolier.

Les résultats pour chaque réservoir sont présentés dans ce qui suit:

IV-6.1. Résultat de l'interprétation du puits « **A** » :

- **Réservoir TAGI:**

L'analyse des diagraphies ainsi que les résultats d'évaluation du réservoir TAGI montre que (**Annexe 6**):

- L'intervalle gréseux (**3346m-3362.5m**) au top de ce réservoir présente une porosité moyenne de **9%** et une saturation moyenne en eau de **45%**. Cette partie pourrait être un réservoir à hydrocarbures.

- La partie basale de ce réservoir (**3363m-3368.5m**) présente une porosité moyenne de **12%** et une saturation moyenne en eau de **60%**. Cette zone est un aquifère.

- **Réservoir Siegenien:**

L'analyse des diagraphies ainsi que les résultats d'évaluation du réservoir Siegenien montre que (**Annexe 6**):

- La partie sommitale de ce réservoir (**3595.4m-3676.3m**) présente une porosité moyenne de **14%** et une saturation moyenne en eau de **28%**. Cette zone réservoir peut présenter un intérêt pétrolier.
- La partie basale de ce réservoir (**3690m-3835.5m**) présente une porosité moyenne de **12%** et une saturation moyenne en eau de **81%**. Cette zone est un aquifère.

IV-6.2. Résultat de l'interprétation du puits « B »:

- **Réservoir TAGI:**

L'analyse des diagraphies ainsi que les résultats d'évaluation du réservoir TAGI montre que (**Annexe 7**):

- La partie sommitale de ce réservoir (**3351.8m-3360.6m**) est compacte dont la porosité moyenne ne dépasse pas les **3%**.
- La partie basale de ce réservoir (**3365.8m-3375.6m**) présente une porosité moyenne de **8%** et une saturation moyenne en eau de **80%**. Cette zone est un aquifère.

- **Réservoir Siegenien:**

L'analyse des diagraphies ainsi que les résultats d'évaluation du réservoir Siegenien montre que (**Annexe 7**):

- La partie sommitale de ce réservoir (**3528.6m-3626.6m**) présente une porosité moyenne de **15%** et une saturation moyenne en eau de **32%**. Cette zone réservoir peut présenter un intérêt pétrolier.
- La partie basale de ce réservoir (**3757m-3796.5**) présente une porosité moyenne de **13%** et une saturation moyenne en eau de **79%**. Cette zone est un aquifère.

IV-6.3. Synthèse des résultats :

	Réservoir	Intervalle (m)	Φ_{Moy} (%)	S_{wMoy} (%)	Fluides	Obs
Puits «A»	TAGI	3346 – 3362.5	9	45	HC	-
		3363 – 3368.5	12	60	Eau	-
	Siegenien	3595.4 – 3676.3	14	28	HC	-
		3690 – 3835.5	12	81	Eau	-
Puits «B»	TAGI	3351.8 – 3360.6	3	-	-	CP
		3365.8 – 3375.6	10	80	Eau	-
	Siegenien	3528.6 – 3626.6	15	32	HC	-
		3757 – 3796.5	13	79	Eau	-

Tableau IV.6: Résultats d’interprétation des puits « A » et « B ».

IV-6.4. Intégration des résultats des outils de pression :

Pour confirmer cette interprétation, un pré-test de formation est réalisé au niveau du réservoir Siegenien avec l’outil **MDT (Modular Dynamic Formation Tester)** pour le puits « A », et avec l’outil **XPT (Xpress Pressure Tool)** pour le puits « B ».

- **Puits « A » :**

Au total dix-neufs (**19**) points ont été proposés pour le pré-test **MDT** dans le cadre de mesure de la pression au niveau du réservoir Siegenien, afin de pouvoir tracer les gradients de pression et estimer la densité des fluides représentée par chaque gradient. On peut résumer les résultats de pré-test dans ce qui suit:

- Quinze (**15**) points "**Good test**" ont été enregistrés au niveau du réservoir Siegenien avec une bonne mobilité.
- Quatre (**04**) points "**Supercharged**" ont été enregistrés avec une faible mobilité. Ces points n’ont pas été pris lors du tracé du gradient.

Chapitre IV : Evaluation des réservoirs à partir des diagraphies

L'ensemble des résultats est représentée dans le tableau suivant :

Profondeur MD (m)	Pression (psi)	Mobilité	Obs
3597	5769,5	Bonne	Good test
3597,1	5773,7	Bonne	Good test
3598,58	5781	Faible	Supercharged
3618,2	5789,5	Bonne	Good test
3624,2	5800,1	Bonne	Good test
3663	5832	Bonne	Good test
3667	5836,8	Bonne	Good test
3669,5	5840	Bonne	Good test
3675	5842,6	Bonne	Good test
3700	5875,65	Bonne	Good test
3714,3	5896	Bonne	Good test
3739,3	5950,5	Bonne	Good test
3745,7	5963,2	Bonne	Good test
3805,7	6060	Bonne	Good test
3811,4	6063,6	Bonne	Good test
3821	6063,51	Faible	Supercharged
3824,3	6049,5	Faible	Supercharged
3830	6056	Faible	Supercharged
3834	6102	Bonne	Good test

Tableau IV.7: Résultats de pré-test avec l'outil **MDT** pour le puits « **A** ».

- **Puits « B » :**

Au total vingt-deux (**22**) points ont été réalisés pour le pré-test **XPT** au niveau du réservoir Siegenien dans le cadre de mesure de la pression, afin de pouvoir tracer les gradients de pression et estimer la densité des fluides représentée par chaque gradient. On peut résumer les résultats de pré-test dans ce qui suit:

- Dix-sept (**17**) points "**Good test**" ont été enregistrés au niveau du réservoir Siegenien avec une bonne mobilité.
- deux (**02**) points "**Supercharged**" ont été enregistrés avec une faible mobilité. Ces points n'ont pas été pris lors du tracé du gradient.
- Trois (**03**) points "**Dry test**" qui ne seront pas représentés sur le diagramme de pression-profondeur.

Chapitre IV : Evaluation des réservoirs à partir des diagraphies

L'ensemble des résultats est représentée dans le tableau suivant :

Profondeur MD(m)	Pression (psi)	Mobilité	Obs
3529,46	5715,58	Bonne	Good test
3538,48	5722,49	Bonne	Good test
3551,73	5736,28	Bonne	Good test
3554,43	5737,68	Bonne	Good test
3560	5745,17	Bonne	Good test
3588,2	5769,92	Bonne	Good test
3595,22	5775,88	Bonne	Good test
3596,97	5777,61	Bonne	Good test
3614,59	-	-	Dry test
3618,5	5803,82	Bonne	Good test
3621,48	5940,42	Faible	Supercharged
3625,52	-	-	Dry test
3720,98	6113,19	Faible	Supercharged
3731,99	-	-	Dry test
3751	5919,73	Bonne	Good test
3756,97	5925,45	Bonne	Good test
3771,97	5950,47	Bonne	Good test
3777	5959,34	Bonne	Good test
3783,99	5970,39	Bonne	Good test
3786,01	5973,82	Bonne	Good test
3802,46	6001,72	Bonne	Good test

Tableau IV.8: Résultats de pré-test avec l'outil XPT pour le puits « B ».

- **Puits « A » :**

IV-6.4.1. Représentation de Diagramme de pression en fonction de la profondeur pour le puits « A » :

Les quinze (15) points Good test réalisés ont permis de tracer le diagramme de pression en fonction de la profondeur représenté ci-dessous :

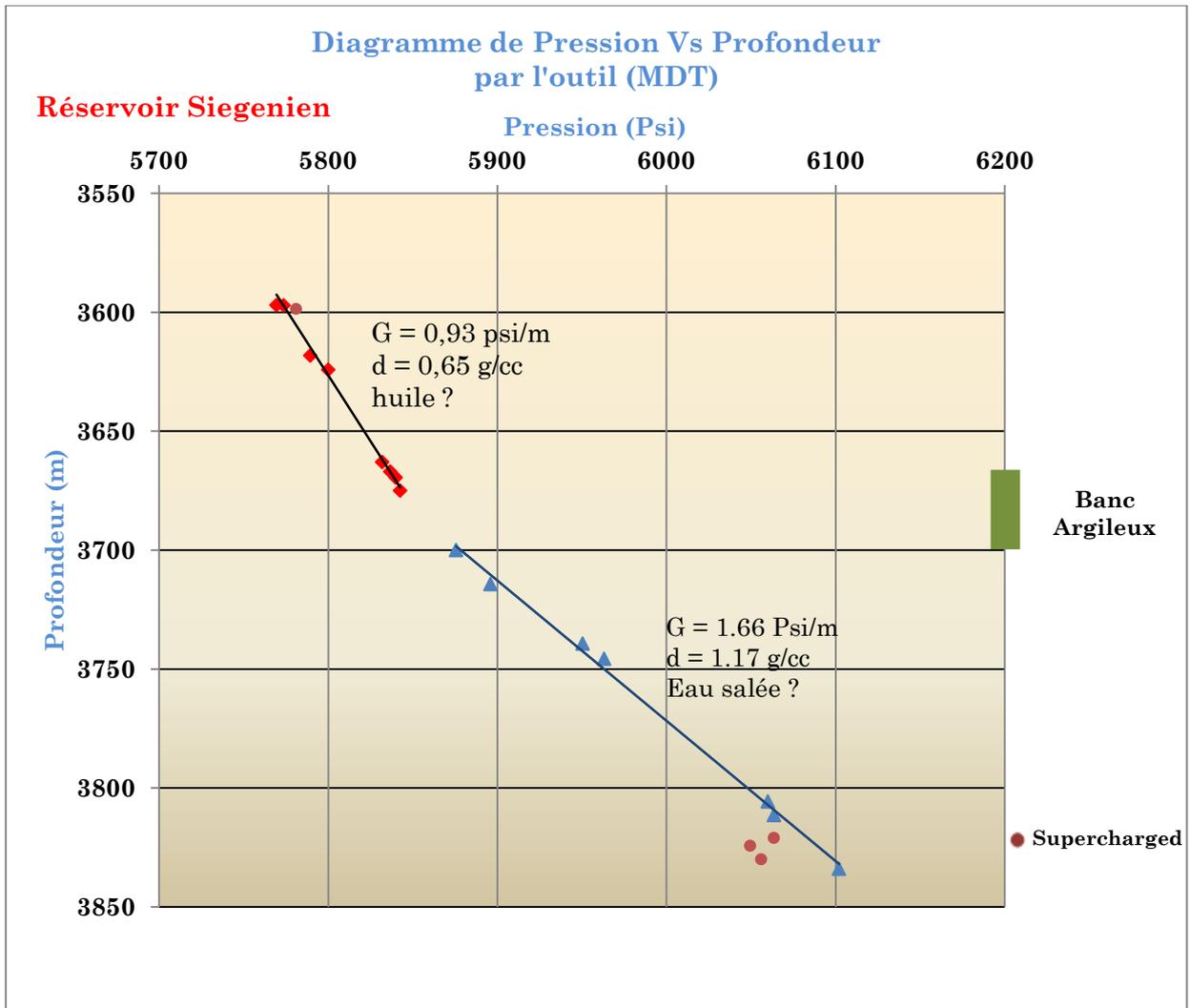


Figure IV.10 : Diagramme de la pression en fonction de la profondeur pour le puits « A ».

IV-6.4.2. Interprétation de diagramme de pression Vs profondeur pour le réservoir Siegenien du puits « A » :

- les huit (8) points de mesure de pression "Good test" enregistrés au niveau de ce réservoir, dans l'intervalle (3595 – 3675m) donnent un gradient de **0.93 Psi/m** qui correspond à une densité à l'huile de **0.65 g/cc** confirmant ainsi l'interprétation des diagraphies.
- les sept (7) points de mesure de pression "Good test" enregistrés au niveau du même réservoir, dans l'intervalle (3700 – 3834m), donnent un gradient de **1,66 Psi/m** qui correspond à une densité d'eau salée de **1,17g/cc** confirmant ainsi l'interprétation des diagraphies.

IV-6.4.3. Synthèse des résultats :

D'après l'évaluation des diagraphies et l'interprétation des résultats de mesure de pression par l'outil MDT, le banc réservoir (3595 – 3675m) peut contenir une accumulation

d'hydrocarbure, cela est confirmé par une densité à l'huile ($d=0.65 \text{ g/cc}$). Par contre le banc réservoir (3700 – 3834m) est aquifère, cela est confirmé aussi par une densité à eau salée ($d=1.17 \text{ g/cc}$).

Ces deux bancs réservoirs sont séparés par un banc d'argile (3677 – 3690m), de ce fait le contact entre les deux fluides est inexistant. En revanche, on a pu estimer la limite inférieure d'huile **ODT (Oil Down To)** à la profondeur **3677m** et la limite supérieure d'eau **WUT (Water Up To)** à la profondeur **3690m**.

- Puits « B » :

IV-6.4.4. Représentation de Diagramme de pression en fonction de la profondeur pour le puits « B » :

Les dix-sept (17) points Good test réalisé ont permis de tracer le diagramme de pression en fonction de la profondeur représenté ci-dessous :

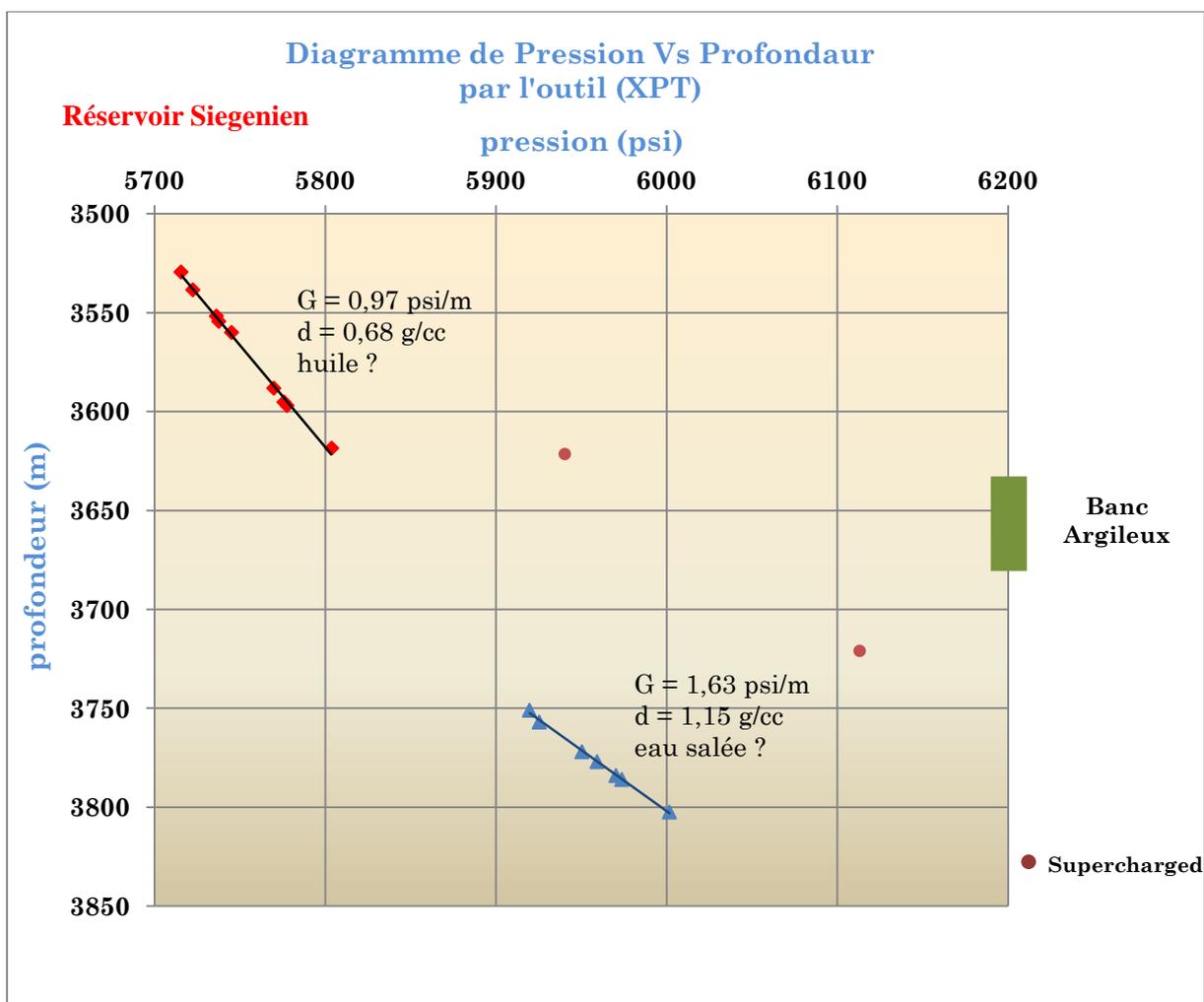


Figure IV.11 : Diagramme de la pression en fonction de la profondeur pour le puits « B ».

IV-6.4.5. Interprétation de diagramme de pression Vs profondeur pour le réservoir Siegenien du puits « B » :

- Les neuf (9) points de mesure de pression "Good test" enregistrés au niveau de ce réservoir, dans l'intervalle (3529,5 – 3618,5m) donnent un gradient de **0.97 Psi/m** qui correspond à une densité à l'huile de **0.68 g/cc** confirmant ainsi l'interprétation des diagraphies.
- Les huit (8) points de mesure de pression "Good test" enregistrés au niveau du même réservoir, dans l'intervalle (3751 – 3796.5m), donnent un gradient de **1,63 Psi/m** qui correspond à une densité d'eau salée de **1,15 g/cc** confirmant ainsi l'interprétation des diagraphies.

IV-6.4.6. Synthèse des résultats :

D'après l'évaluation des diagraphies et l'interprétation des résultats de mesure de pression par l'outil **XPT**, le banc réservoir (3528.6 – 3626,6m) peut contenir une accumulation d'hydrocarbure, cela est confirmé par une densité à l'huile (**d=0.68 g/cc**). Par contre le banc réservoir (3657.5 – 3796.5m) est aquifère, cela est confirmé aussi par une densité à eau salée (**d=1.15g/cc**).

Ces deux bancs réservoirs sont séparés par un banc d'argile (3626.6 – 3656.5m), de ce fait le contact entre les deux fluides est inexistant. En revanche, on a pu estimer la limite inférieure d'huile **ODT (Oil Down To)** à la profondeur **3626.6m** et la limite supérieure d'eau **WUT (Water Up To)** à la profondeur **3656.5m**.

IV-6.4.7. Résultats du test DST pour le puits « A » :

Des tests de formation **DST** ont été effectués en face du réservoir « **Siegenien** » pour le puits « **A** », afin de mesurer la pression de formation et identifier la nature des fluides in-situ ainsi que leurs débits.

Deux tests en trou tubé (cased hole) ont été effectués respectivement dans les intervalles (3662.5m – 3676m) pour le **DST-1 (Figure IV.12)** et (3595.5m – 3625m) pour le **DST-2 (Figure IV.13)**.

• DST-1 :

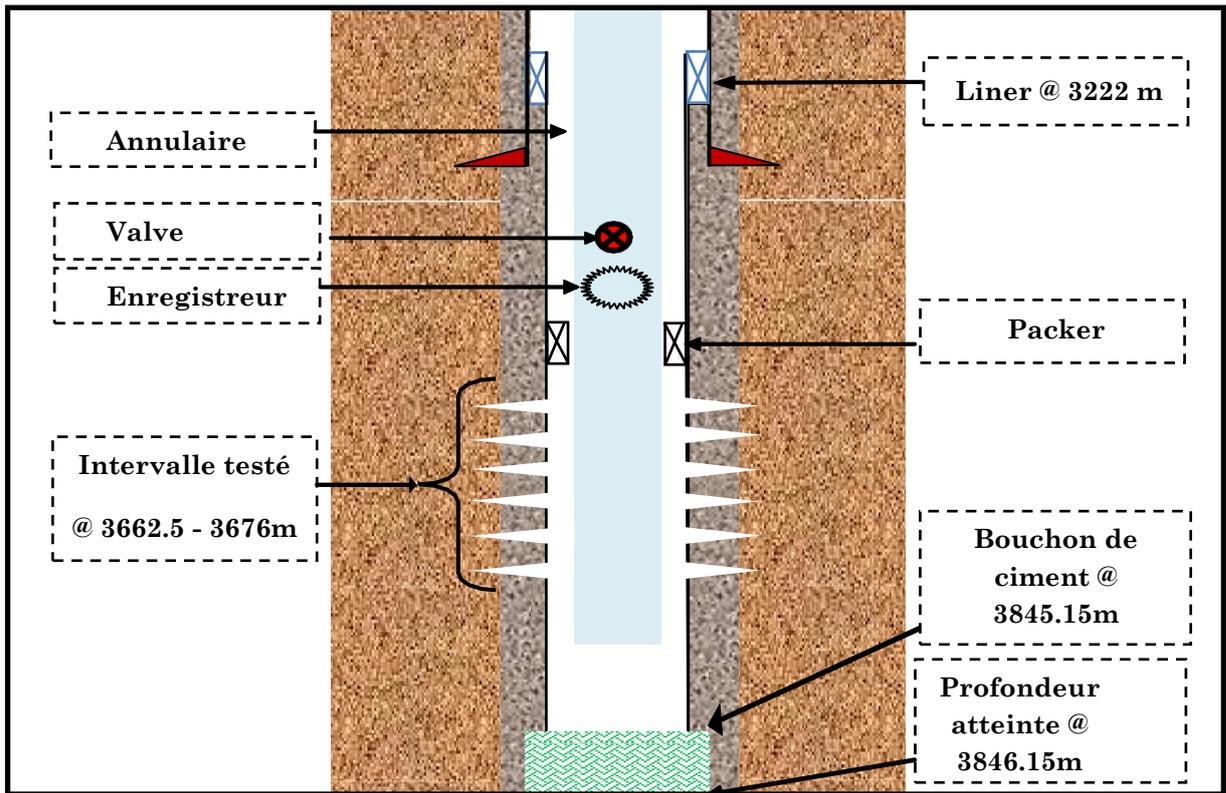


Figure IV.12: schémas représentatif du test DST-1 en cased hole pour le puits « A ».

• DST-2 :

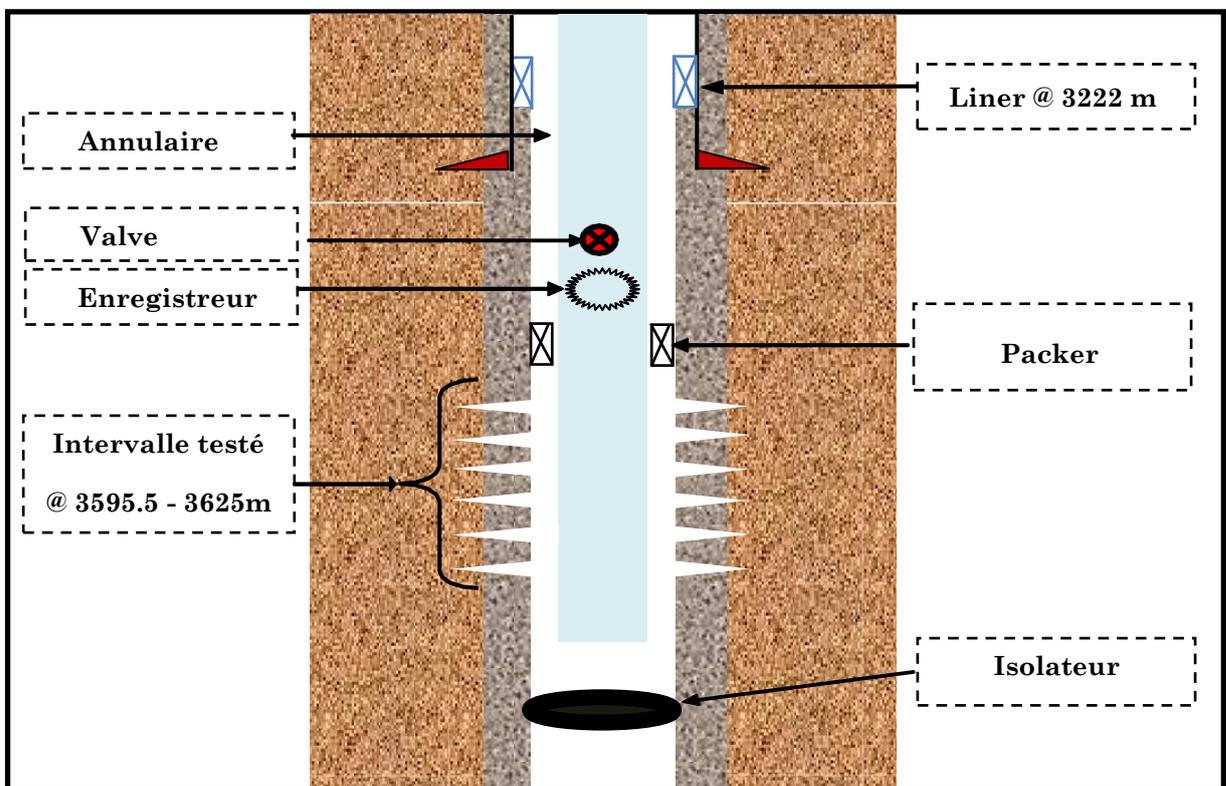


Figure IV.13: schémas représentatif du test DST-2 en cased hole pour le puits « A ».

Chapitre IV : Evaluation des réservoirs à partir des digraphies

Les résultats du test sont présentés dans le tableau suivant :

	intervalle	P_g	P_{fd}	Q_h (m ³ /h)	P_t	Duse
DST-1	3662.5 – 3676m	370.77	296.66	16.92	86	12.7
DST-2	3595.5 – 3625m	373.01	56.73	1.33	12.68	12.7

Tableau IV.9: Résultat du test **DST** pour le puits « **A** ».

A la fin de l'opération du test **DST** en cased hole, il s'est avéré que le réservoir Siegenien du puits « **A** » est productif d'huile dans les intervalles perforer (**3595.5 –3625m**) et (**3662.5-3676m**), avec des débits de **1.33 m³/h** pour le (**DST-2**) et de **16.92m³/h** pour le (**DST-1**).

IV-7. Conclusion :

L'interprétation des digraphies conventionnelles réalisée au niveau du réservoir TAGI pour les deux puits montre qu'il ne présente pas un intérêt pétrolier vue son caractère compacte dans le puits « **B** », et sa porosité moyenne en dessous de la porosité cut-off ($\Phi_{cut-off} = 10\%$) dans le puits « **A** ».

A la suite de l'interprétation des digraphies conventionnelles et les mesures de pressions effectuées au niveau du réservoir Siegenien dans la région de Bir Berkine, une analyse générale s'impose:

- L'analyse des résultats, montre que l'interprétation classique et par les mesures de pressions sont complémentaires du moment où elles contribuent à l'évaluation et la caractérisation des réservoirs. Cependant certains résultats des digraphies conventionnelles ont été confirmés par les outils de pression et d'autres informations ont été apportées.
- Les deux puits d'étude présentent des caractéristiques pétrophysiques moyennes favorisants, ainsi, des accumulations d'hydrocarbures.

Chapitre V :

Estimation de la perméabilité

V-1. Introduction :

La perméabilité est une des propriétés fondamentales pour les réservoirs d'hydrocarbures, qui définit la vitesse à laquelle ils peuvent être récupérés. Une roche réservoir doit avoir la capacité de permettre aux fluides de circuler à travers ses pores connectés. La plupart des paramètres utilisés pour définir l'économie d'un projet de développement sont, plus ou moins directement liés à la perméabilité du réservoir. Cette dernière dépend du type d'argile et du ciment entre les grains ainsi que de sa porosité utile qui est également liée à la taille, la forme et la distribution des grains, le degré de consolidation et de cimentation. L'estimation de la perméabilité est une tâche complexe suite à l'influence des différents paramètres à l'intérieur du réservoir, de ce fait plusieurs méthodes ont été proposées au cours du développement de l'industrie pétrolière, parmi ces méthodes on cite les modèles empiriques celles de Timur (1968), Tixier, Coates & Dumanoir (1974), Coates (1981) qui sont basées sur la corrélation entre la porosité, la saturation en eau irréductible et la perméabilité qui reflète la rugosité de la surface des pores, d'autres modèles ont été élaborés suite aux développements des techniques de résonance magnétique nucléaire (SDR et Timur-Coates), ainsi que les mesures de pression et les tests de formation qui permettent eux aussi d'avoir une estimation représentative. De nos jours des nouvelles approches prennent de l'ampleur telle que la régression linéaire multiple qui permet de générer une équation prédictive pour chaque zone d'étude.

Les modèles empiriques, les techniques de résonance magnétique nucléaire, les mesures de pression, les tests de formation et la régression linéaire simple et multiple sont appliquées aux données de diagraphies enregistrées dans la région d'étude. Pour le puits « A » les résultats obtenus seront comparés avec la perméabilité carotte par contre celles du puits « B », elles seront comparées avec la perméabilité de la résonance magnétique nucléaire vue l'absence des données de carottes.

V-2. Mesure de la perméabilité carotte :

La mesure de la perméabilité sur les échantillons des roches (Figure V.1) (généralement de dimension 1*1 pouce) est effectuée à l'aide d'un perméamètre dans lesquels sont soumis à un gradient de pression ΔP avec l'injection d'un fluide (air, mercure) dont le débit Q et la viscosité μ sont connues, cela permet à l'aide de la loi de darcy d'obtenir la perméabilité.

$$K = \frac{Q\mu L}{S \Delta P}$$

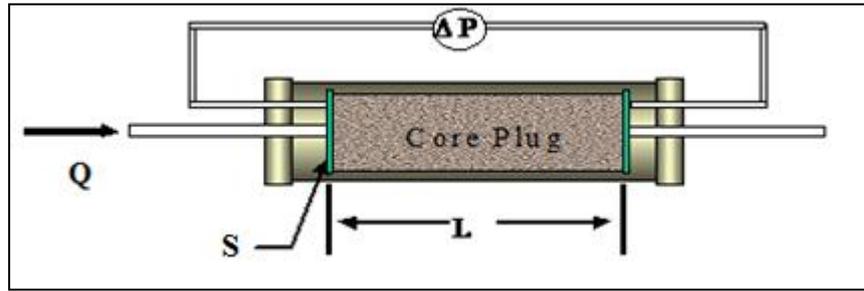


Figure V.1 : Mesure de la perméabilité à partir d'un échantillon de carotte.

La perméabilité carotte est souvent considérée comme une perméabilité standard non réelle à cause des différents facteurs qui l'affecte, parmi ces facteurs en citera :

- L'altération des carottes à cause de la perte de pression de confinement lors de l'extraction ;
- La sélection des endroits de prélèvements des échantillons qui nécessite un choix selon la lithologie ;
- L'interaction entre les fluides et les échantillons durant les processus de lavage et de mesure ;
- Les mesures faites sous condition de laboratoire (Pression, Température).

V-2.1. Evaluation de la qualité des réservoirs à partir de la porosité et la perméabilité carotte:

Dans le but de connaître les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs, trois carottes ont été prises au niveau du puits « A », une de **21.5m** pour le réservoir TAGI et deux carottes de **34.75m** et **12m** au niveau du Siegenien.

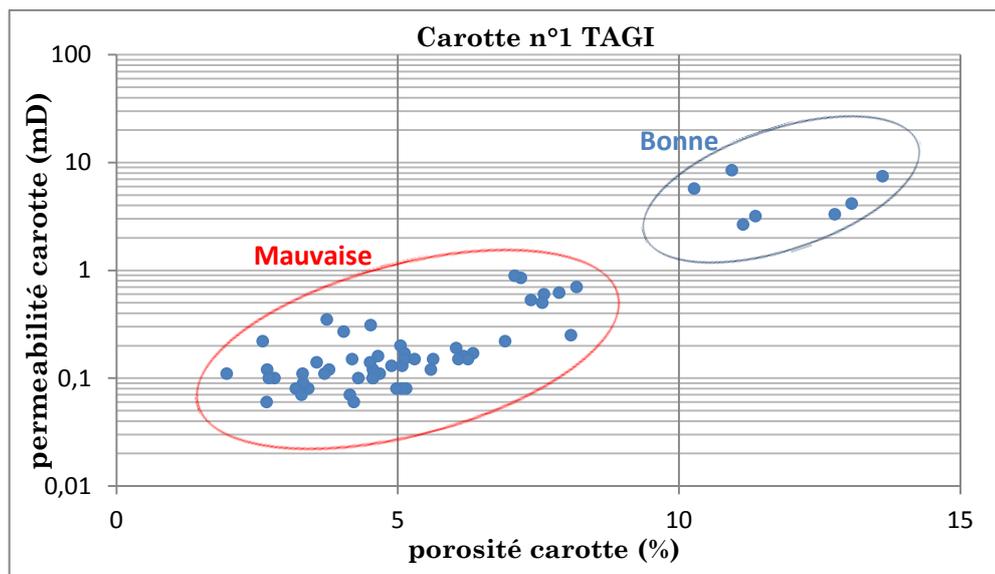


Figure V.2 : Cross plot perméabilité et porosité carotte n°1 pour le réservoir TAGI puits «A».

La carotte n°1 prise dans le réservoir TAGI à l'intervalle (3347.86 – 3369.36m) (Figure V.2) présente dans sa majorité des faibles caractéristiques pétrophysiques dans laquelle la porosité ne dépasse pas les 10 % et la perméabilité 1 mD sauf dans sa partie basale aux intervalles (3361.3 – 3362.6m) et (3367 – 3368.6m) qui présentent des porosités comprises entre 10% et 15%, et une perméabilité entre 2 et 9 mD. Sachant que la porosité cut-off ($\Phi_{cut-off}$) dans le TAGI de Berkine est de l'ordre de 10%, en plus l'interprétation des diagraphies montre que l'intervalle (3367 – 3368.6m) est aquifère et seulement l'intervalle (3361.3 – 3362.6m) peut contenir des hydrocarbures. De ce fait on peut conclure que le réservoir TAGI ne présente pas assez d'intérêt pétrolier du fait que hormis (1.3m) de Net pay à hydrocarbure et qu'on ne peut pas le compléter.

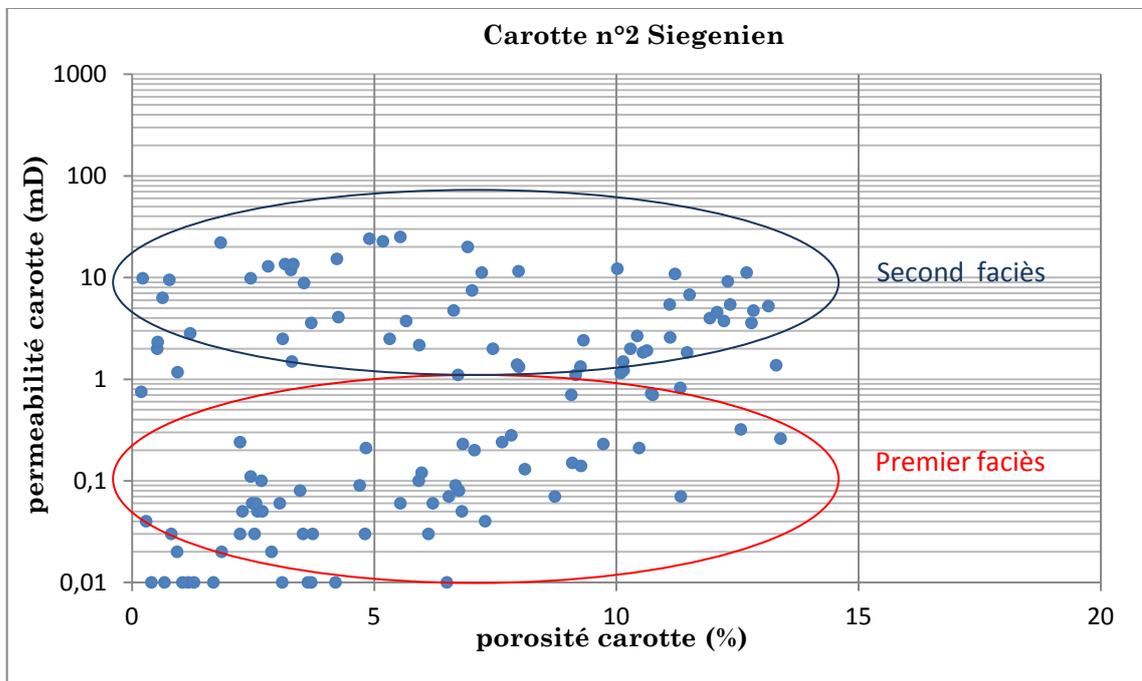


Figure V.3 : Cross plot perméabilité et porosité carotte n°2 pour le réservoir Siegenien.

La carotte n°2 prise dans le réservoir Siegenien à l'intervalle (3595 – 3629.75m) (Figure V.3) présente des caractéristiques pétrophysiques moyennes, en effet on remarque l'existence de deux faciès, le premier présente des porosités qui varient entre 0% et 15% indépendamment de la perméabilité qui est très faible et ne dépasse pas le 1mD, dans le second faciès la porosité varie entre 0% et 15% avec une perméabilité allant de 1 mD jusqu'à 25 mD. Ces caractéristiques pétrophysiques de bonne porosité et d'une perméabilité moyenne à bonne vont participer à la production des hydrocarbures.

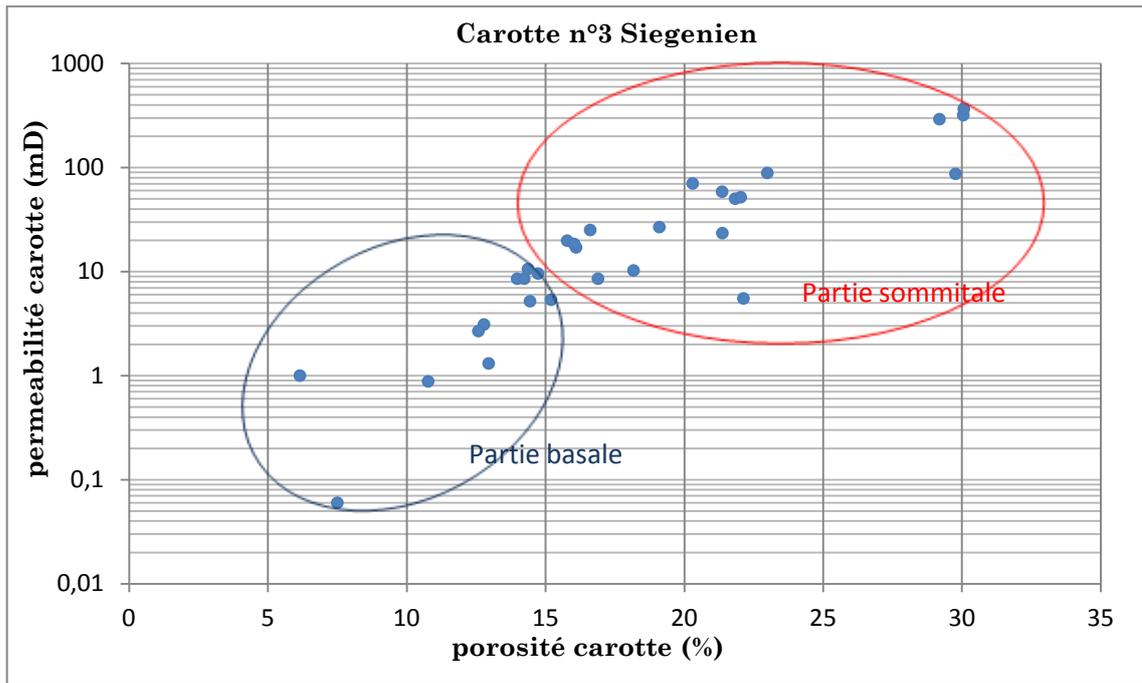


Figure V.4 : Cross plot perméabilité et porosité carotte n°3 pour le réservoir Siegenien.

La carotte n°3 prise dans le réservoir Siegenien à l'intervalle (3662.89 – 3674.89m) (Figure V.4) présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques, avec une porosité qui varie entre 10% et 30%, et une perméabilité entre 1 mD et 200 mD, les meilleures porosités et perméabilités se trouvent dans la partie sommitale, dans la partie basale les caractéristiques diminuent. Cet intervalle va participer amplement à la production.

V-3. Estimation de la perméabilité à partir des modèles empiriques :

La corrélation entre la perméabilité, la porosité et la saturation en eau irréductible est la base des modèles empiriques, Willye et Rose (1950) ont développé une relation générale de la forme suivante :

$$K^{1/2} = \frac{c \cdot \Phi^a}{s_{wirr}^b}$$

Où a, b et c sont les paramètres du modèle déterminés statistiquement. Sur la base de cette expression générale et la corrélation avec les données de carottes d'autres relations ont été proposées parmi eux on citera les suivantes :

- Timur (1968):

L'équation de Timur est obtenue à partir des mesures au laboratoire menées sur 155 échantillons de grès de trois champs pétroliers d'Amérique du nord (Côte du Golf, Californie et Colorado). Le choix de la formule adéquate de quatorze (14) relations est basé à la fois sur le plus haut coefficient de corrélation et sur le plus petit écart-type ce qui correspond à l'équation suivante :

$$K = 0.136 \frac{\Phi^{4.4}}{s_{wirr}^2}$$

- Tixier :

Tixier a élaboré un modèle pour l'estimation de la perméabilité donnée par la relation suivante :

$$K^{1/2} = 250 \frac{\Phi^3}{s_{wirr}}$$

- Coates et Dumanoir (1974) :

La formule de la perméabilité proposée par Coates et Dumanoir est :

$$K^{1/2} = \frac{300}{w^4} \cdot \frac{\Phi^w}{s_{wirr}^w}$$

w est un paramètre de texture relative au facteur de cimentation (m) et au exposant de saturation (n) dans l'équation de Archie : $w = m = n$.

- Coates (1981) :

Coates à proposé la formule suivante pour la détermination de la perméabilité :

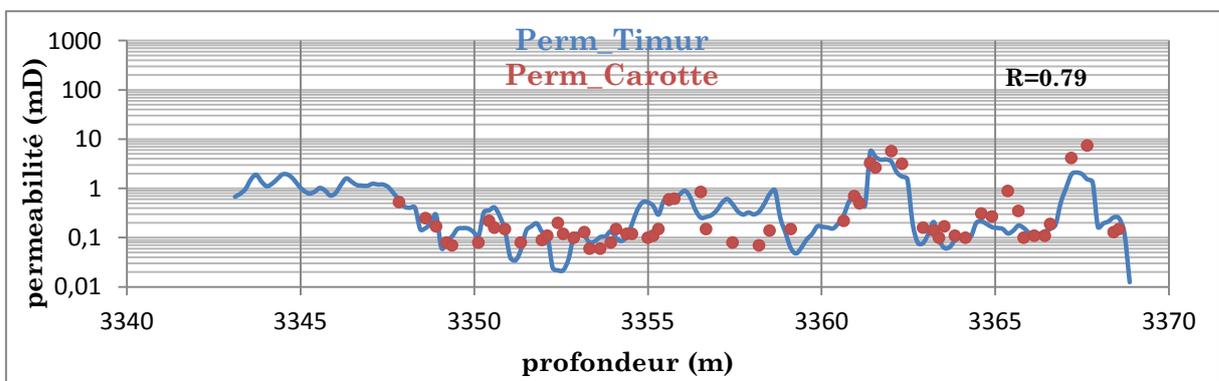
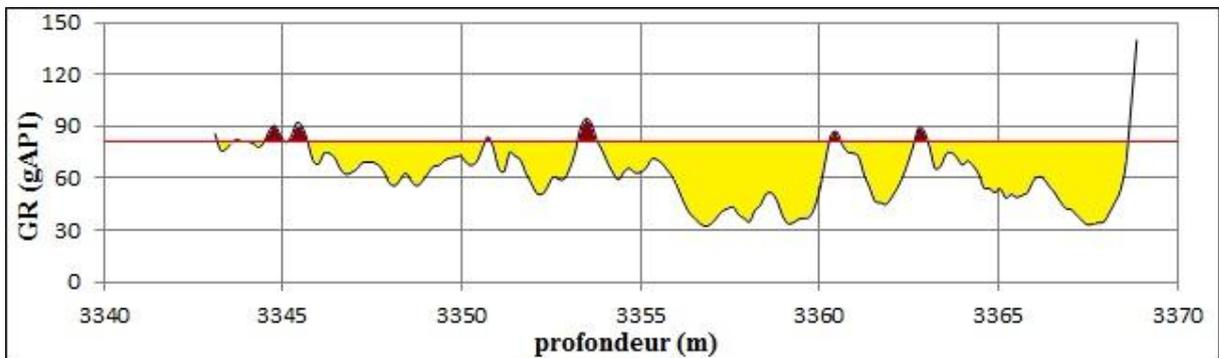
$$K^{1/2} = 70 \cdot \frac{\Phi^2 \cdot (1 - s_{wirr})}{s_{wirr}}$$

V-3.1. Application des modèles empiriques pour le puits « A » :

Afin d'estimer la perméabilité par les formules empiriques cités précédemment la porosité effective ainsi que la saturation en eau irréductible doivent être déterminés, ces deux (2) paramètres pétrophysiques sont calculés à partir des données de diagraphies.

La porosité effective représente la moyenne de la porosité neutron et densité corrigé de l'effet des argiles, D'autre part la saturation en eau (S_w) calculé par la formule de dual water représente une saturation en eau irréductible (S_{wirr}), ceci peut être justifié par le fait que les tests de formation (DST) déjà réalisés dans la région ont confirmé que l'eau qui se trouve dans les niveaux producteurs d'hydrocarbures est irréductible. De ce fait, il nous est possible d'estimer la perméabilité pour les réservoirs TAGI et Siegenien puits « A » à l'aide des modèles empiriques (Timur, Tixier, Coates & Dumanoir, Coates) qui sont représentés dans les figures V.5 & V.6 en fonction de la profondeur et la perméabilité carotte ainsi que les niveaux réservoirs (en jaune) illustrés par le log de radioactivité naturel (GR).

- Réservoir TAGI :



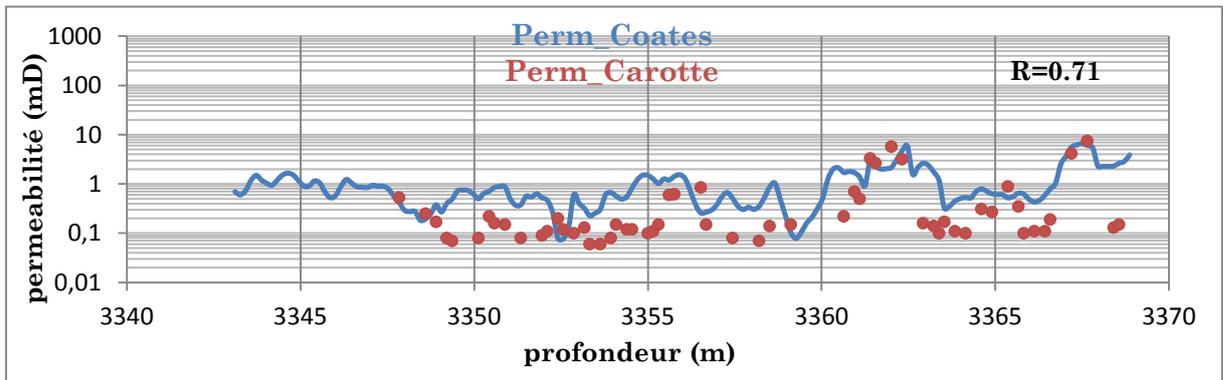
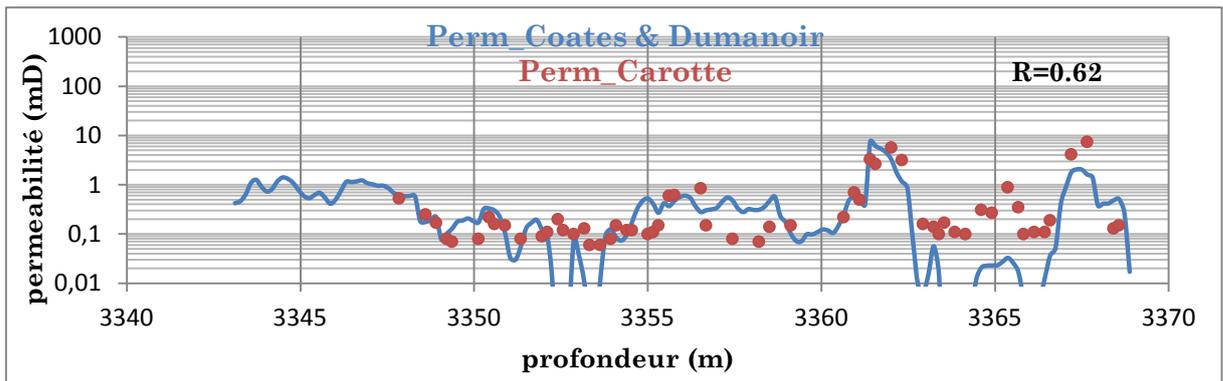
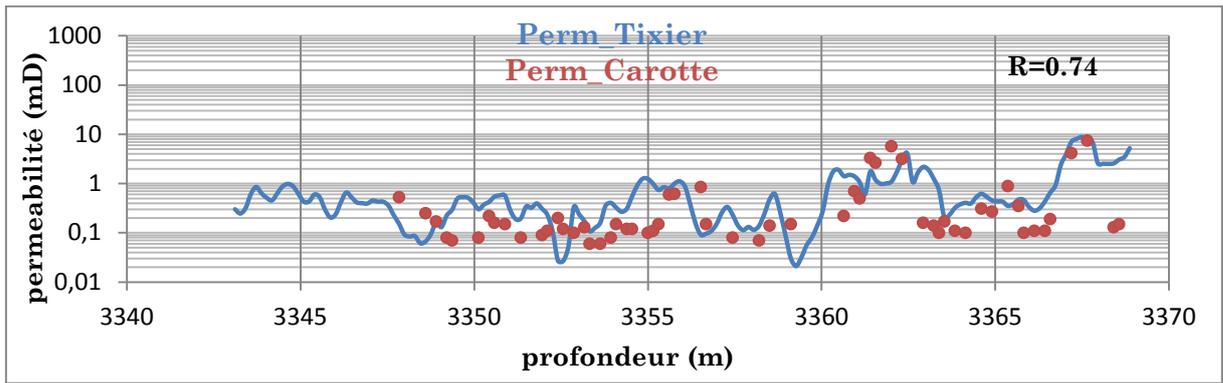
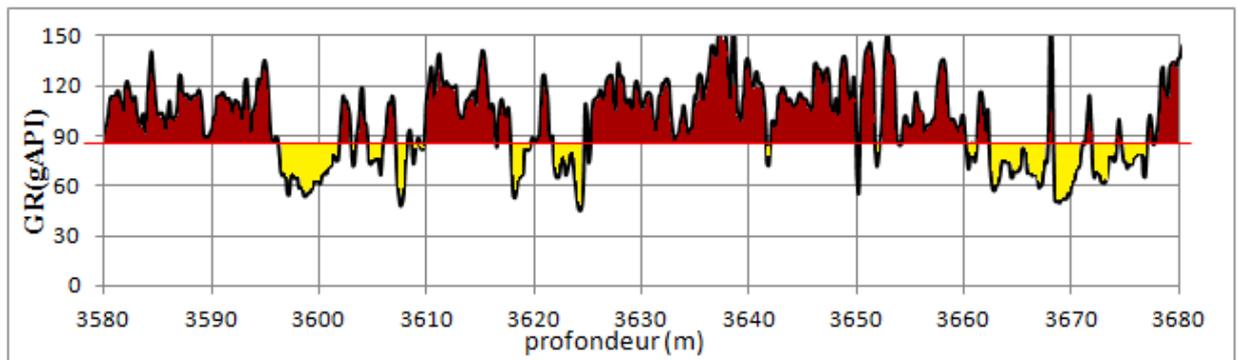


Figure V.5 : Perméabilité carotte et perméabilité estimée par les modèles empiriques pour le réservoir TAGI du puits « A ».

- Réservoir Siegenien :



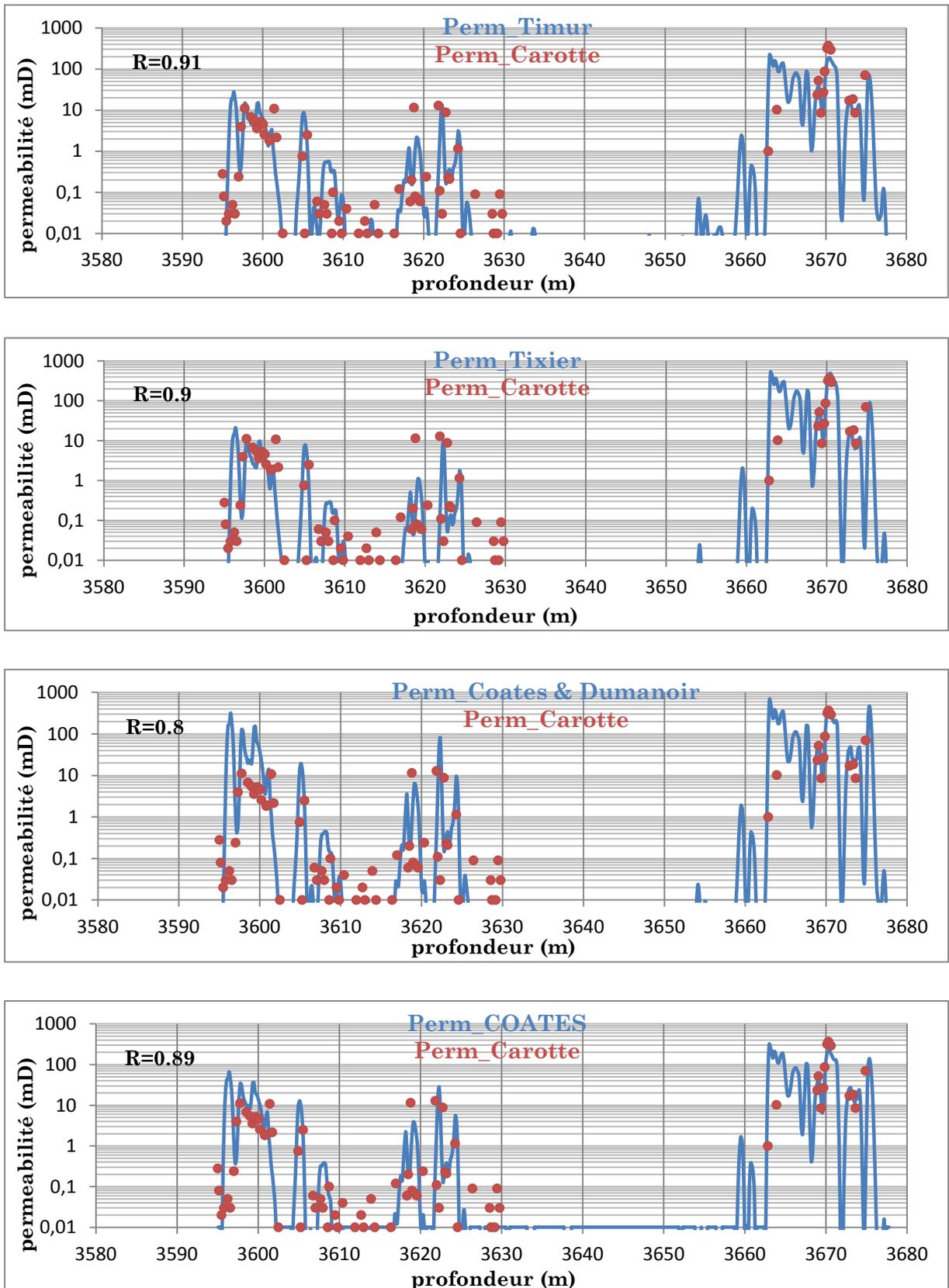


Figure V.6 : Perméabilité carotte et perméabilité estimée par les modèles empiriques pour le réservoir Siegenien du puits « A ».

Le cross plot perméabilité estimée Vs perméabilité réelle présente une méthode visuelle pour vérifier l'exactitude de l'estimation, plus l'ensemble des points s'approche de la bissectrice et plus l'estimation est exacte, par conséquent toutes les méthodes utilisées seront représentés dans le but ultime de donner une appréciation sur l'exactitude avant de procéder à l'évaluation statistique.

Les Figure suivante présente les Cross-Plots de la perméabilité carotte et perméabilité estimée par les méthodes empiriques pour les réservoirs TAGI et Siegenien du puits « A » :

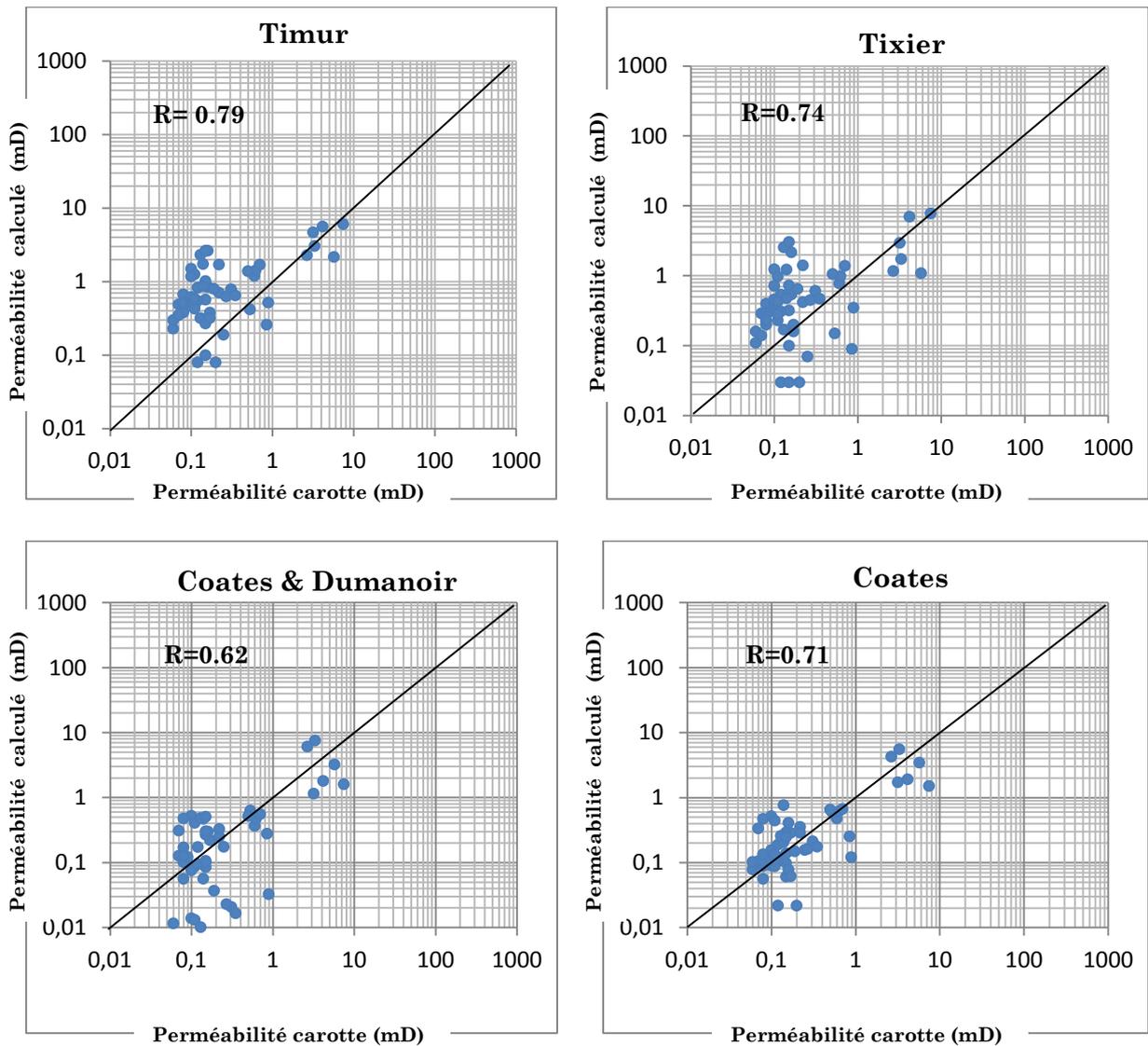


Figure V.7 : Cross-Plot perméabilité carotte et perméabilité estimée par les méthodes empiriques pour le réservoir TAGI du puits « A ».

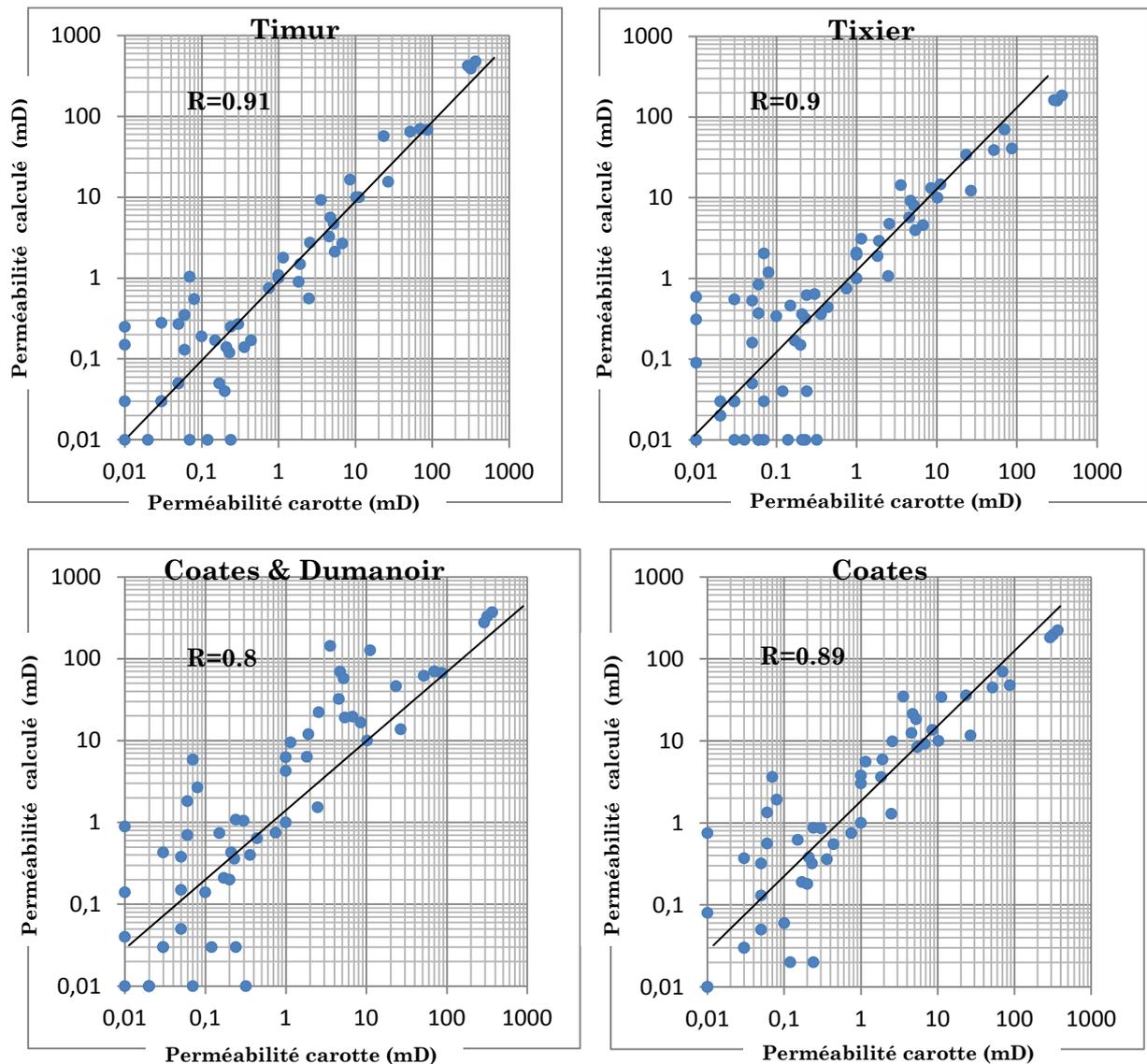


Figure V.8 : Cross-Plot perméabilité carotte et perméabilité estimée par les méthodes empiriques pour le réservoir Siegenien du puits « A ».

Après l'estimation des perméabilités, la question qui se pose maintenant est **laquelle de ces formules s'approche le mieux de la perméabilité réel c'est à dire celle des carottes ?**

Pour faire la comparaison entre la permeabilité estimé à partir des formules empiriques et la permeabilité carotte, il est nécessaire de calculer le coefficient de corrélation entre la permeabilité carotte et chaqu'une des parmeabilités estimées.

Le coefficient de corrélation est un coefficient statistique permettant de mettre en évidence, une liaison entre deux types de séries de données statistiques, c'est à dire qu'il nous donne le degré de rapprochement entre deux courbes.

Le coefficient de corrélation est égal au rapport de leur covariance et du produit non nul de leurs écarts types. Il est compris entre **1** et **-1** et on considère généralement que si sa valeur

absolue est supérieure à **0.9** il y a une liaison forte entre les deux séries. Si la valeur est proche de **1**, les séries évoluent dans le même sens, en d'autre terme les deux courbes sont superposés, si elle est proche de **- 1**, elles évoluent en sens opposé.

Le coefficient de corrélation entre la perméabilité carotte et la perméabilité estimée pour les quatre formules empiriques est donné dans le tableau ci-dessous :

	Timur	Tixier	Coates & Dumanoir	Coates
TAGI	0,79	0,74	0,62	0,71
Siegenien	0,91	0,9	0.8	0,89

Tableau V.1 : Coefficient de corrélation entre la perméabilité carotte et estimée par les formules empiriques pour les réservoirs TAGI et Siegenien du puits « A ».

Les courbes et les Cross-Plots de la perméabilité estimée et carotte pour le réservoir TAGI (**Figure V.5 & V.7**) montrent qu'elle est surestimée par toutes les méthodes empiriques mais la meilleure semble être celle de Timur avec un coefficient de corrélation (**R**) de **0,79**. Par contre la perméabilité estimée dans le réservoir Siegenien (**Figure V.6 & V.8**) est très proche de la perméabilité carotte, à l'exception de la formule de Coates & Dumanoir avec un coefficient de corrélation (**R**) de **0.8**, les autres méthodes donnent toutes un bon coefficient de corrélation, la meilleur est celle de Timur avec une valeur de **0.91**.

Les perméabilités estimées par les formules empiriques sont directement liés à la porosité effective (Φ_e) et la saturation en eau irréductible (S_{wirr}) qui eux même sont déduites de l'interprétation des diagraphies. De ce fait la méthode de l'interprétation utilisé pour le calcul de ces deux paramètres influence également sur l'estimation.

La saturation en eau irréductible (S_{wirr}) ne peut être déterminée que dans les zones à hydrocarbures, c'est pour cela que la perméabilité des modèles empiriques n'est calculée que dans ces zones, en d'autre terme elle n'est pas valable dans les zones de transition et les zones aquifères.

V-4. Estimation de la perméabilité à partir de la résonance magnétique nucléaire (NMR):

L'estimation de la perméabilité par les méthodes citées précédemment est influencée par la réponse des outils qui dépendent de la lithologie pour cela les données de la résonance magnétique nucléaire sont exploitées afin d'obtenir une meilleur estimation qui dépend juste de la taille des pores ainsi que le type de fluide présent. Les diagraphies **NMR** ne fournissent

pas une mesure directe de la perméabilité; plutôt, une estimation calculée à partir de la porosité, le temps de relaxation T_2 et l'indice de fluide libre en utilisant des modèles basés sur une combinaison de relations empiriques et théoriques. Plusieurs modèles ont été développés, et deux sont d'usage courant:

- Le modèle Schlumberger-Doll-Research (**SDR**): été développée à partir des mesures **NMR** et celles de perméabilité aux fluides réalisées sur des centaines d'échantillons de carottes saturées en eau faites en laboratoire, cette formule utilise la moyenne géométrique de la distribution T_2 et la porosité pour le calcul de la perméabilité.

$$K_{SDR} = 4 \cdot \Phi^4 \cdot (T_{2gm})^2$$

- Le modèle de fluide libre (**Timur et Coates**): L'équation de Timur-Coates utilise une valeur de $T_{2\text{ cut-off}}$ qui divise la distribution de T_2 en fluide mobile (**FFI**) et en fluide lié (**BVI**), une constante **C** déduite à partir de la calibration par carotte, ainsi que la porosité effective (Φ).

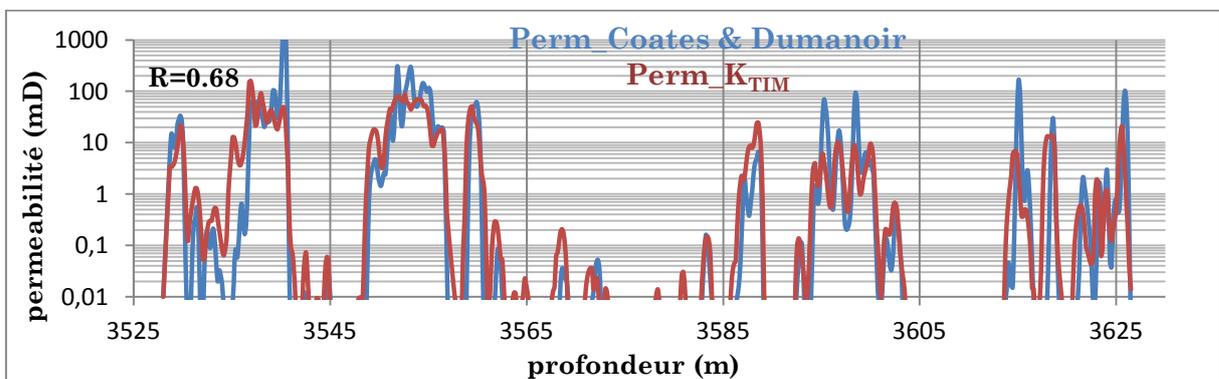
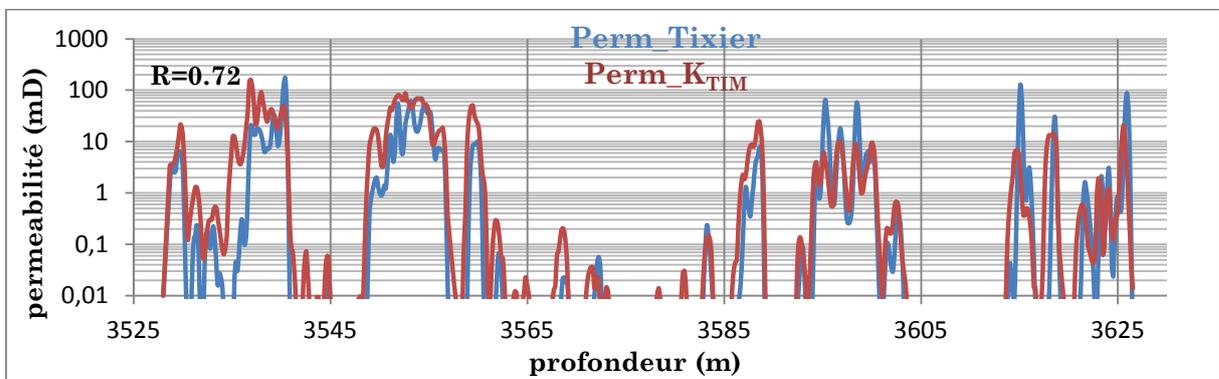
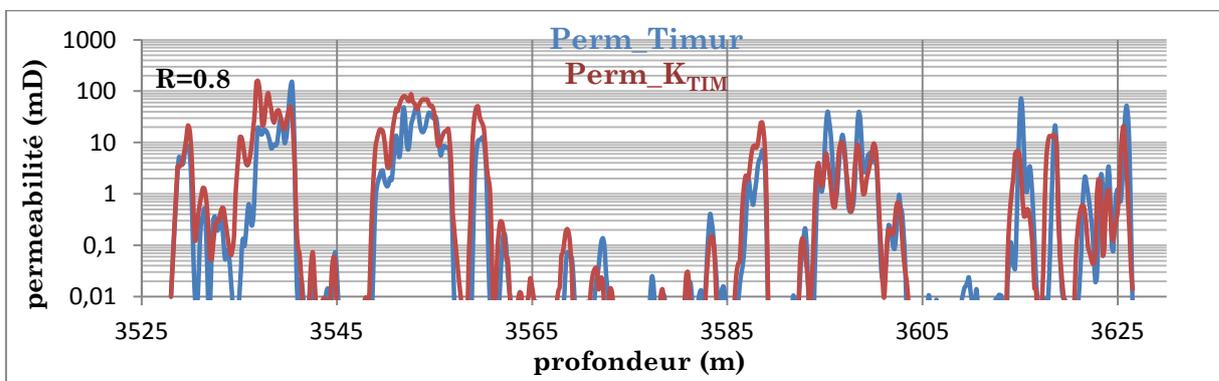
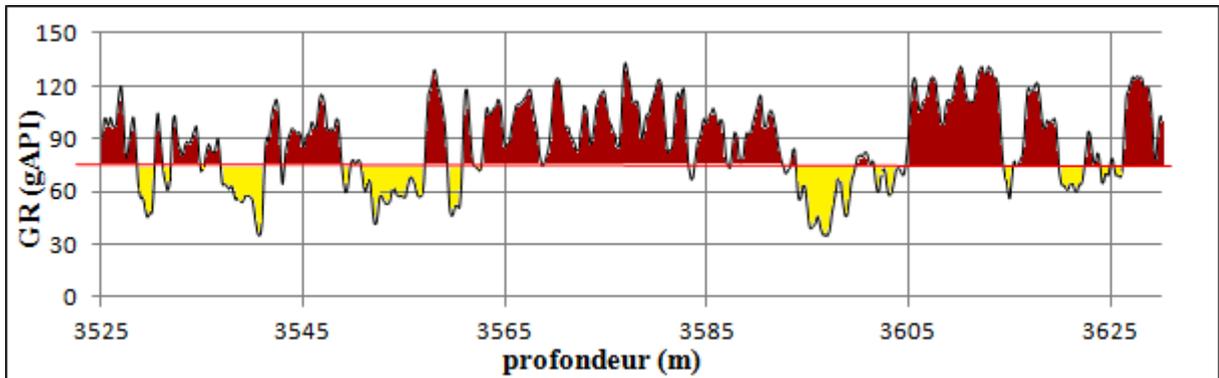
$$K_{TIM} = \left(\frac{100}{C} \cdot \Phi\right)^4 \cdot \left(\frac{FFI}{BVI}\right)^2$$

Le modèle de fluide libre peut être appliqué à des réservoirs saturés en eau et saturés en hydrocarbures par contre le modèle **SDR** est appliquée à des réservoirs saturés en eau par ce que la moyenne géométrique de la distribution T_2 est influencée par la réponse de la phase non mouillante "Hydrocarbure".

V-4.1. Estimation de la perméabilité à partir de la NMR et les modèles empiriques pour le puits « B » :

De nos jours la perméabilité estimée à partir de la résonance magnétique nucléaire **NMR** est considéré comme une perméabilité de référence qui reflète celle du réservoir indépendamment de la lithologie à condition que la corrélation avec les carottes soient établis. Dans la région d'étude la corrélation été établis en estimant la constante **C** égale à **12** et un $T_{2\text{cut-off}}$ égale à **33ms**, de ce fait la perméabilité du modèle de fluide libre (**Timur et Coates**) pour le réservoir Siegenien puits « B » sera prise comme une référence de comparaison pour la perméabilité estimée à partir des modèles empiriques "Timur, Tixier, Coates & Dumanoir, Coates" qui seront représentées dans les figures suivantes ainsi que les niveaux réservoirs (**en jaune**) illustrés par le log de radioactivité naturel (**GR**), le réservoir TAGI du puits « B » ne

présente pas un intérêt pétrolier vue son caractère compacte cela est confirmé par les données du CMR (l'annexe 5).



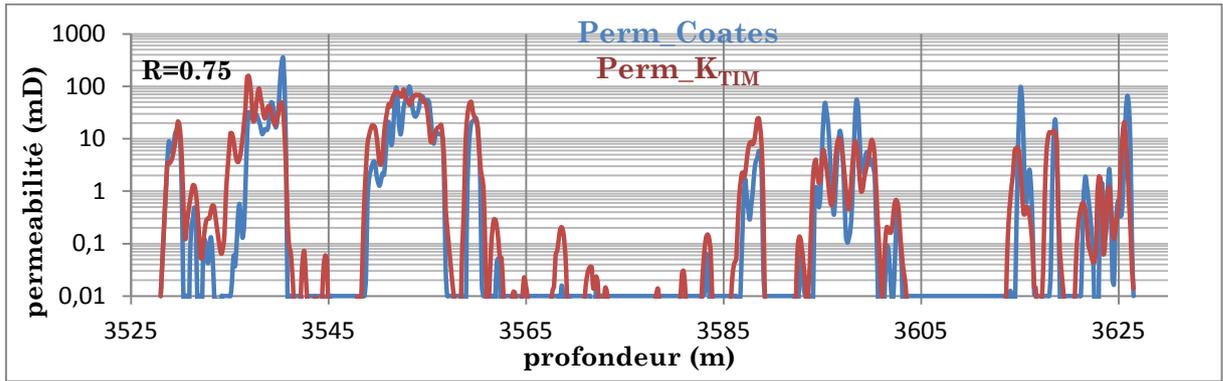


Figure V.9 : Perméabilité K_{TIM} et perméabilité estimée par les modèles empiriques pour le réservoir Siegenien du puits « B ».

La Figure V.10 représente les Cross-Plots de la perméabilité résonance magnétique nucléaire (K_{TIM}) et perméabilité estimée par chaque méthode pour le réservoir Siegenien du puits « B » :

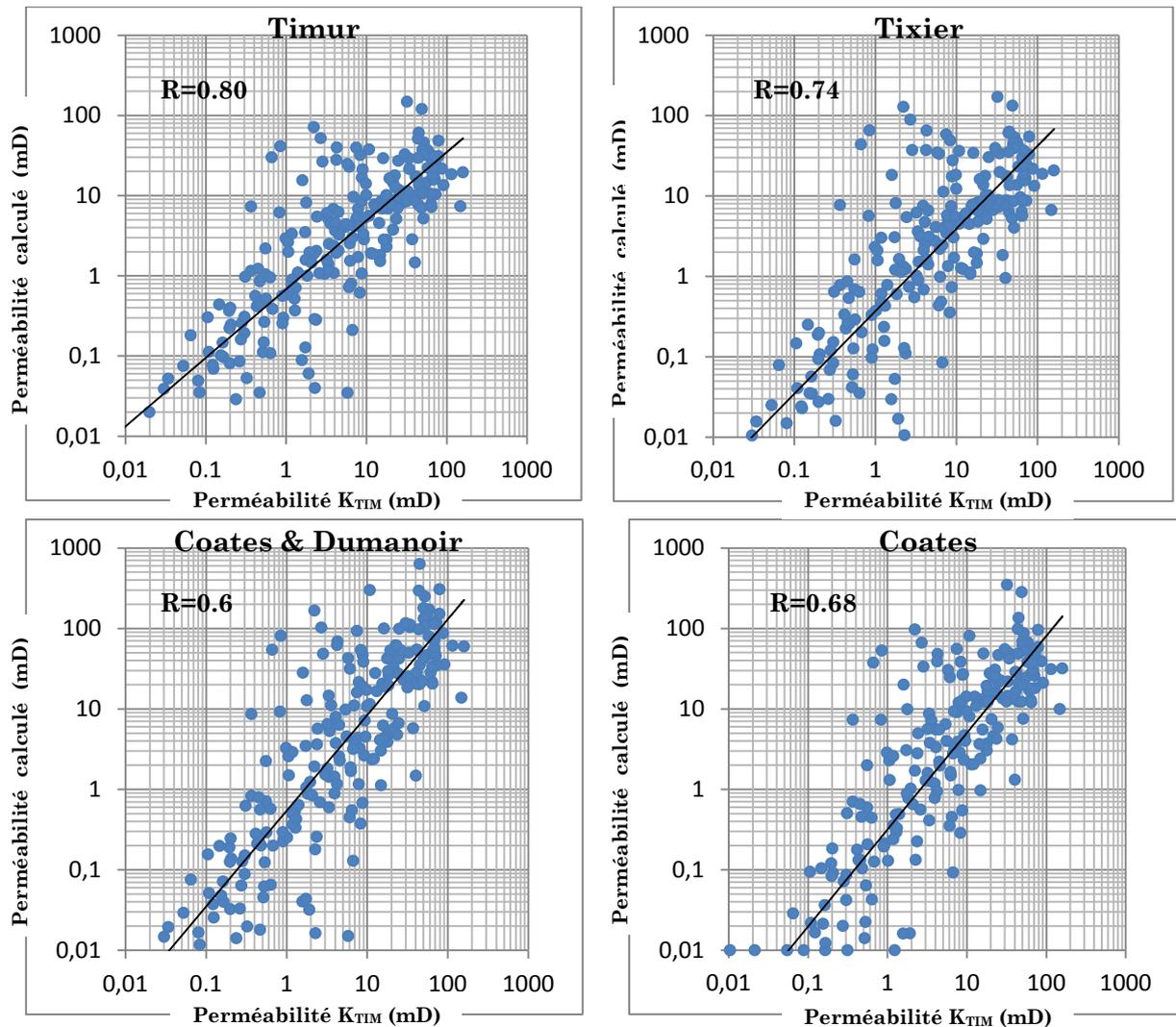


Figure V.10 : Cross-Plot perméabilité (K_{TIM}) et perméabilité estimée par les modèles empiriques pour le réservoir Siegenien du puits « B ».

La figure suivante présente les perméabilités estimées à partir de la résonance magnétique nucléaire (K_{TIM}) et (K_{SDR}) pour le réservoir Siegenien du puits « B » :

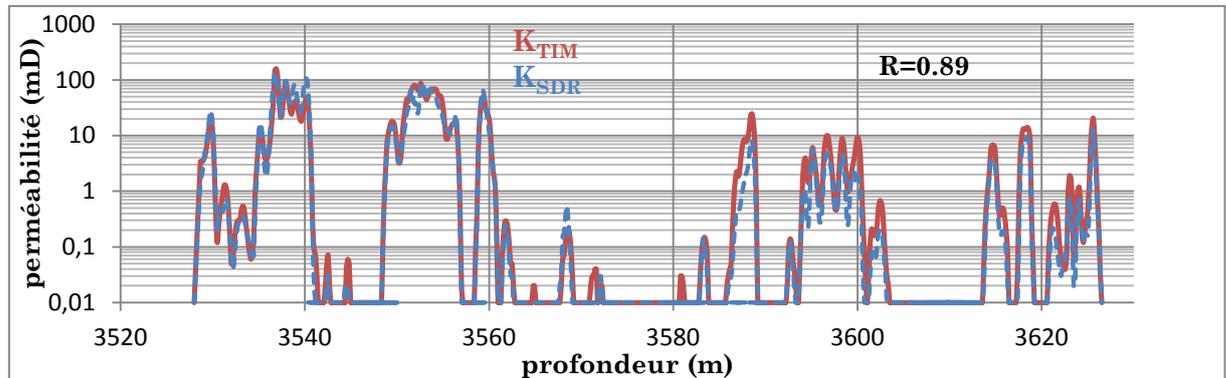


Figure V.11 : Les perméabilités (K_{TIM}) et (K_{SDR}) pour le réservoir Siegenien du puits « B ».

Une fois les perméabilités sont estimées à partir de la résonance magnétique nucléaire (NMR) et les formules empiriques "Timur, Tixier, Coates et Dumanoir, Coates" pour le réservoir Siegenien du puits « B », **on doit vérifier laquelle de ces formules s'approche le mieux de la perméabilité (K_{TIM}) calculé à partir des données de l'outil CMR ?**

Pour faire la comparaison entre les perméabilités estimées à partir des formules empiriques et la perméabilité (K_{TIM}), on procède de la même façon que le puits « A » c'est à dire par le calcul du coefficient de corrélation (R) entre la perméabilité (K_{TIM}) et chacune des perméabilités obtenues à partir des formules empiriques.

Le coefficient de corrélation (R) entre les perméabilités (K_{TIM}) et la perméabilité estimée par les quatre formules empiriques est donné dans le tableau ci-dessous :

	TIMUR	TIXIER	COATES & DUMANOIR	COATES
K_{TIM}	0,8	0,74	0,6	0,68

Tableau V.2 : Coefficient de corrélation entre la perméabilité (K_{TIM}) et estimée par les modèles empiriques pour du puits « B ».

En faisant une comparaison entre les perméabilités estimées et celle du NMR (K_{TIM}) (Figure V.9 & V.10) pour le réservoir Siegenien, on peut voir clairement que nos perméabilités s'approche de la perméabilité K_{TIM} , nous remarquons aussi que la perméabilité est sous-estimée dans la partie sommitale du réservoir par toutes les méthodes empiriques, la meilleure semble être celle de Timur avec un coefficient de corrélation (R) égale à **0,8**.

Les perméabilités estimées par la résonance magnétique nucléaire (K_{TIM}) et (K_{SDR}) (Figure V.11) sont proches l'une de l'autre mais on remarque que dans la plupart du réservoir la K_{SDR} est sous-estimer par rapport à la K_{TIM} ceci peut être justifié comme suit : La K_{SDR} basée sur la moyenne géométrique de la relaxation (T_{2gm}) est influencée par la présence de l'huile dans les pores à cause de sa propre relaxation indépendante de la relaxation surfacique, ainsi la T_{2gm} est faussée et les perméabilités estimées par ce modèle deviennent imprécises et non valides. Cela justifie le faite de prendre la K_{TIM} comme une référence de comparaison.

V-5. Estimation de la perméabilité à partir des outils de pression :

Les outils de pression sont les plus employés pour obtenir des informations sur la pression du réservoir, la capacité d'écoulement et par conséquent la perméabilité peut être calculée. La procédure peut être répétée à différents niveaux de profondeur de ce fait les profils de pression et de perméabilité seront représentés tous au long des réservoirs. Lors de test, les fluides de formation s'écoulent dans la chambre de pré-test d'une façon permanente, en même temps les pressions sont enregistrées, cette phase est appelée test d'écoulement "drawdown" (Figure V.12). En utilisant le débit d'écoulement (q), la viscosité du fluide (μ), le facteur d'écoulement qui dépend de l'outil utilisé (C) « pour les outils standard de Schlumberger ($C = 5560$) mais pour les outils à grand diamètre ou d'action rapide ($C = 2395$) », ainsi que la pression de remplissage (ΔP), la perméabilité d'écoulement "drawdown" peut être donnée par la relation suivante :

$$K_d = C \cdot \frac{q \cdot \mu}{\Delta P}$$

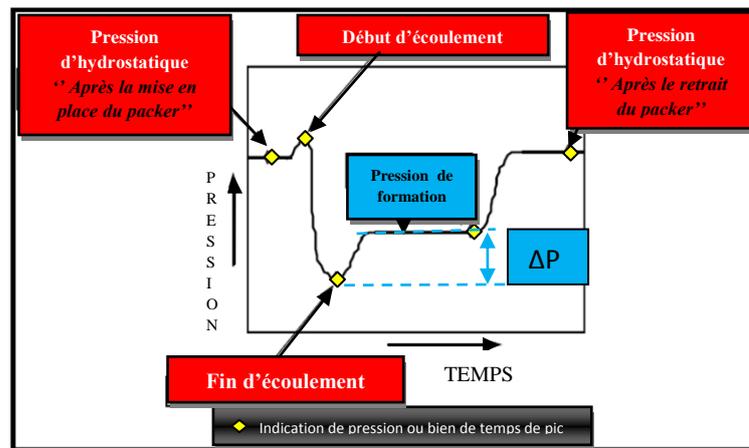


Figure V.12 : Enregistrement de la pression d'écoulement en fonction du temps réel (I.Hafrat, Intégration des résultats du dual packer dans l'évaluation des réservoirs compacts, 2014).

Au cours du prélèvement un faible volume de fluide est réellement déplacé, de ce fait la perméabilité estimée peut être affecté par le filtrat de boue de la zone envahie. D'autres facteurs peuvent aussi affecter cette estimation tels que :

- la présence de l'endommagement (**skin**) dans la région proche de la sonde causé par :
 - Le réglage mécanique de la sonde ;
 - Les micro-fractures causées par le stress extrêmement élevé de la sonde ;
 - La migration des particules de boue dans la formation ;
 - Le déplacement de particules fines du mudcake ou de formation vers la sonde ;
 - La précision liée à la valeur de viscosité.

V-5.1. Estimation de la perméabilité à partir des outils de pression pour les puits « A » et « B » :

La perméabilité à partir des outils de pression (K_d) est calculée pour les deux (2) puits « A » et « B » dans le but de les comparer avec celle déjà obtenue par les méthodes empiriques. Cette perméabilité (K_d) est estimée à partir de la mobilité drawdown et la viscosité du fluide (μ) qui égale à **0.6 cp** dans la région d'étude. La perméabilité (K_d) est obtenue par la relation suivante:

$$\text{Perméabilité} = \text{mobilité} * \text{viscosité}$$

V-5.1.1. Estimation de la perméabilité pour le puits « A » :

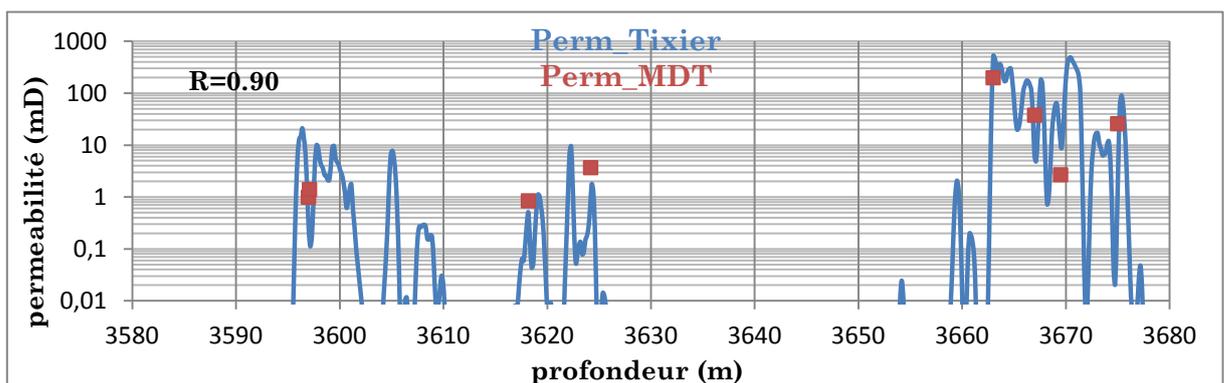
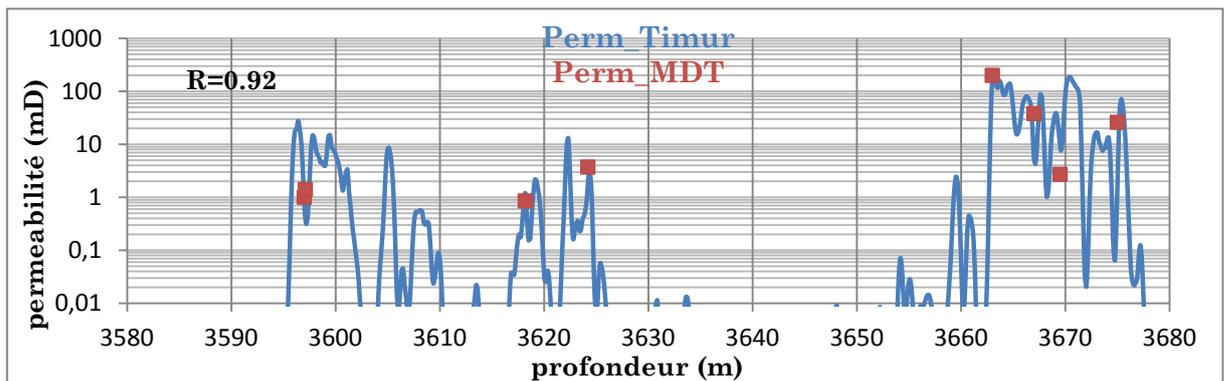
La perméabilité (K_d) est estimée dans quinze points (15) pour le réservoir Siegenien seul huit points (8) de perméabilité à l'huile seront comparés avec les modèles empiriques. Le tableau suivant représente la perméabilité déduite de la mobilité drawdown des mesures de pression pour le puits «A» :

Profondeur (m)	Mobilité (mD/cp)	Perméabilité (mD)
3597	1,67	1
3597,1	2,33	1,4
3618,2	1,42	0,85
3624,2	6,17	3,7
3663	333,4	200
3667	63,33	38
3669,5	4,50	2,7

3675	43,33	26
3700	3,34	2
3714,3	1,72	1,03
3739,3	7,15	4,29
3745,7	0,25	0,15
3805,7	4,6	2,76
3811,4	1,95	1,17
3834	17,32	10,4

Tableau V.3 : Mobilité et perméabilité MDT en fonction de la profondeur pour le réservoir Siegenien du puits «A».

Les figures suivantes représentent la perméabilité MDT et celle des modèles empiriques en fonction de la profondeur pour le puits « A » réservoir Siegenien :



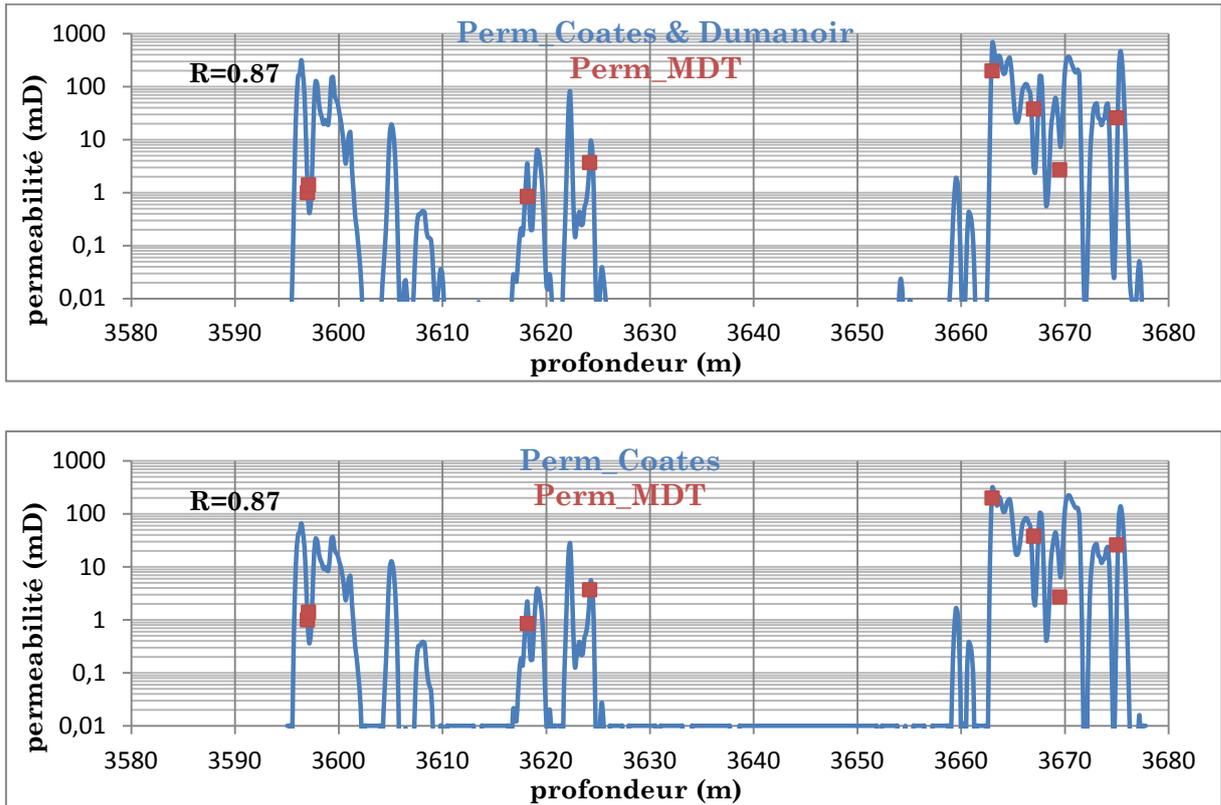


Figure V.13 : Perméabilité MDT et perméabilité des méthodes empiriques pour le réservoir Siegenien du puits « A ».

V-5.1.2. Estimation de la perméabilité pour le puits « B » :

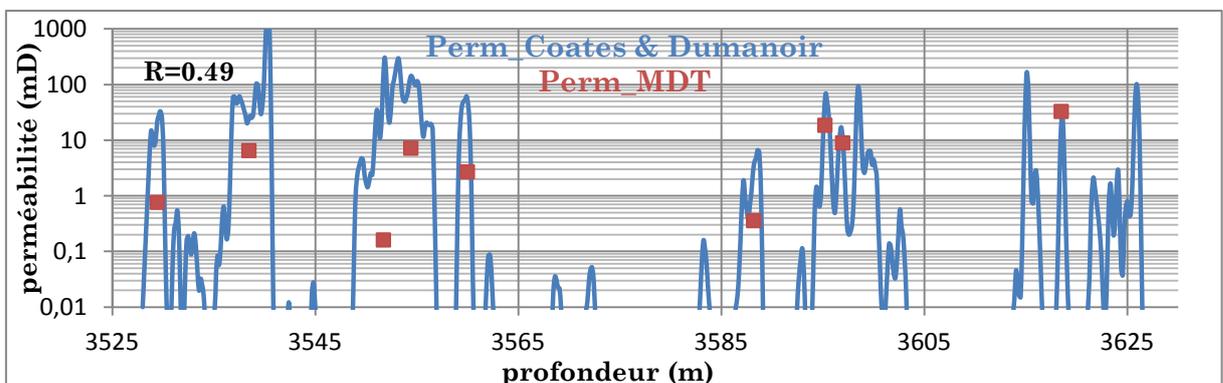
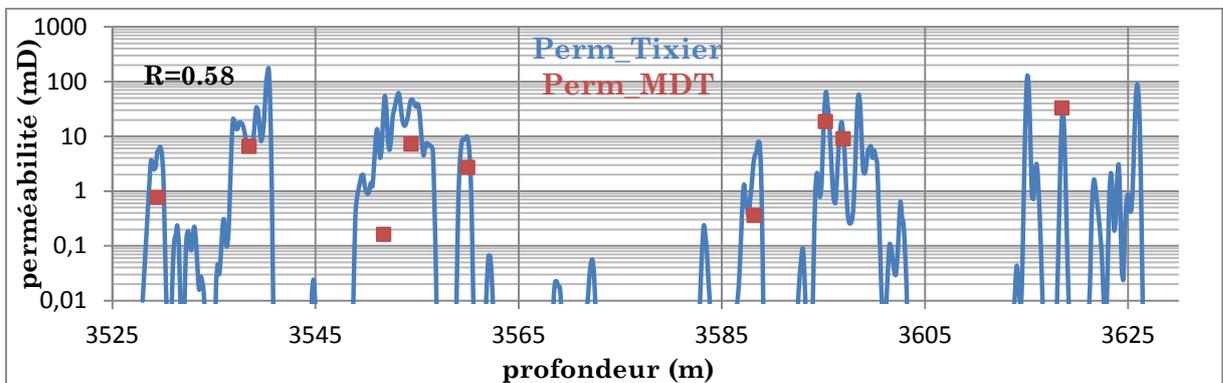
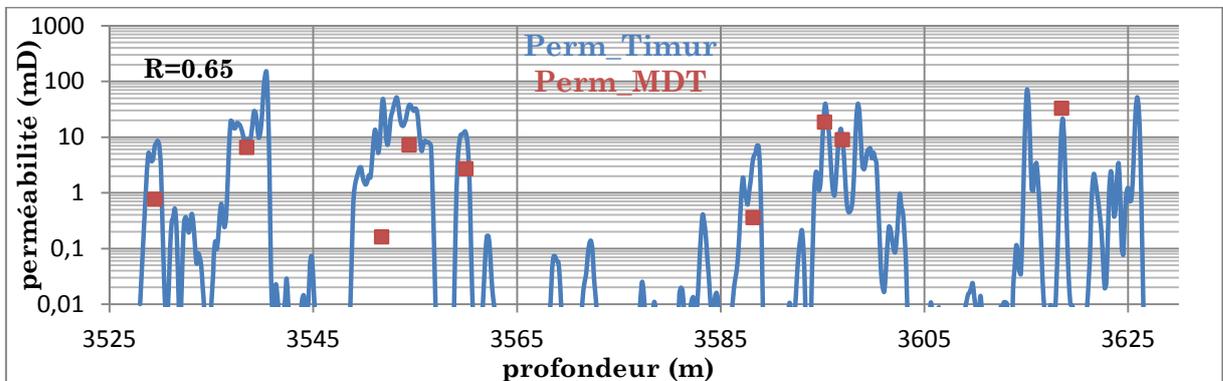
La perméabilité (K_d) est estimée dans dix huit points (18) pour le réservoir Siegenien seul neuf points (9) de perméabilité à l’huile seront comparés avec les modèles empiriques. Le tableau suivant représente la perméabilité déduite de la mobilité drawdown des mesures de pression pour le puits «B» :

Profondeur (m)	Mobilité (mD/cp)	Perméabilité (mD)
3529,46	1,28	0,768
3538,48	10,92	6,552
3551,73	0,27	0,162
3554,43	12,04	7,224
3560	4,52	2,712
3588,2	0,6	0,36
3595,22	31,07	18,642
3596,97	15,02	9,012
3618,5	55,15	33,09
3720,98	0,07	0,042
3751	0,07	0,042

3756,97	48,93	29,358
3771,97	1066,44	639,864
3777	27,01	16,206
3783,99	62,47	37,482
3786,01	33,04	19,824
3802,46	6,39	3,834
3818,44	24,57	14,742

Tableau V.4 : Mobilité et perméabilité MDT en fonction de la profondeur pour le réservoir Siegenien du puits «B».

Les figures suivantes représentent la perméabilité MDT et celle des modèles empiriques en fonction de la profondeur pour le puits « B » réservoir Siegenien :



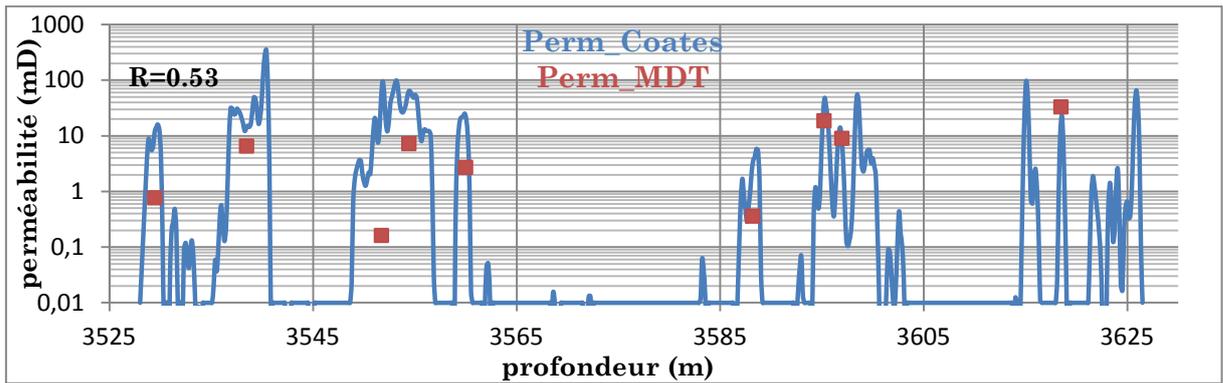


Figure V.14 : Perméabilité MDT et perméabilité des méthodes empiriques pour le réservoir Siegenien du puits «B ».

Les figures suivantes représentent la perméabilité MDT et celle de la résonance magnétique (K_{TIM}) et (K_{SDR}) en fonction de la profondeur pour le puits « B » réservoir Siegenien :

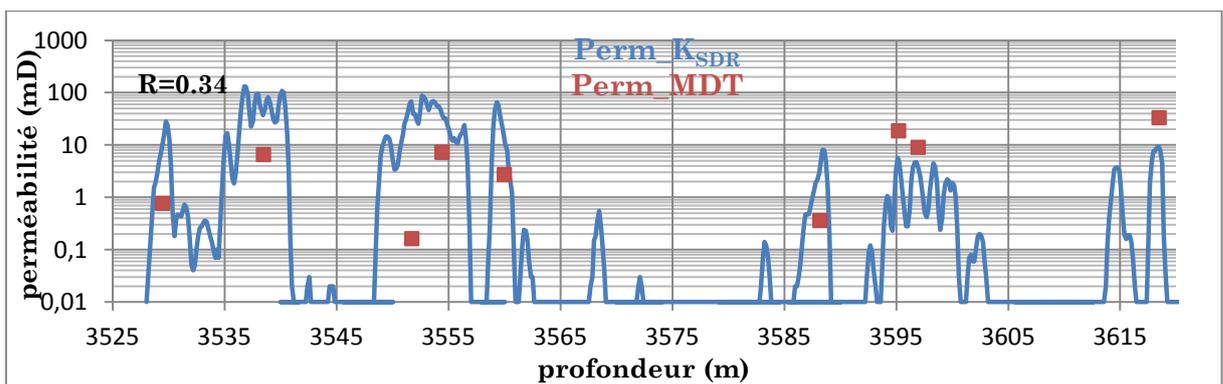
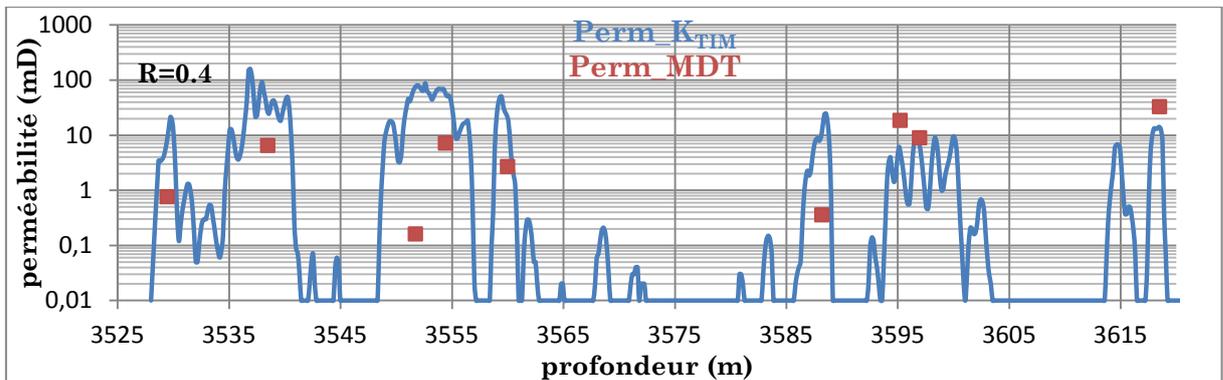


Figure V.15 : Perméabilité MDT et perméabilités (K_{TIM}) et (K_{SDR}) pour le réservoir Siegenien « puits B ».

Parmi les perméabilités des modèles empiriques celle calculée par l'équation de Timur est la plus proche de perméabilité d'écoulement du MDT pour le puits « A » et « B » ceci confirme le résultat déjà obtenue. Concernant la perméabilité de la résonance magnétique

(\mathbf{K}_{TDM} , \mathbf{K}_{SDR}) et la perméabilité d'écoulement elle présente la même tendance avec une certaine différence.

Actuellement la perméabilité d'écoulement (\mathbf{K}_d) est considérée comme une perméabilité de référence lorsque les données de carotte et de la résonance magnétique nucléaire sont indisponibles vu son apport son efficient, cela n'est atteint que suite au développement des outils de pression qui permet maintenant de prendre des mesures les moins influencées par le filtrat de boue.

V-6. Estimation de la perméabilité par la régression linéaire :

Les données de perméabilité et de porosité carotte ainsi que les diagraphies sont souvent exploitées par des méthodes statistiques afin de déduire une relation qui permettra d'estimer la perméabilité dans les réservoirs. De ce fait nous allons procéder par la régression linéaire simple et multiple dans le but de trouver des relations qui seront applicables dans la région d'études et d'évaluer leurs efficacités. Parmi les méthodes de régression linéaire qui existent, la méthode du gradient descendant sera exploitée afin de déterminer les coefficients de régression.

L'algorithme du gradient descendant ou de plus forte pente est un algorithme d'optimisation destiné à minimiser l'erreur entre les valeurs prédites et réelles, cet algorithme procède par méthode itérative dont le déplacement est effectué dans la direction opposée au gradient, de manière à converger vers le minimum. L'objectif est de donner une fonction prédictive de la variable dépendante (la perméabilité) en fonction des variables indépendantes (les diagraphies, données de carottes...), cette fonction prend la forme suivante :

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2 \dots \mathbf{x}_n) = \theta_0 + \theta_1 \mathbf{x}_1 + \theta_2 \mathbf{x}_2 + \dots + \theta_n \mathbf{x}_n$$

avec :

$\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_n$: sont les variables indépendantes choisi pour modéliser la perméabilité.

$\theta_0, \theta_1, \dots, \theta_n$: sont les poids "coefficients de régression" donnés a chaque variable indépendante par l'algorithme du gradient descendant.

Pour arriver au modèle le plus fiable possible on doit minimiser l'écart entre la prévision du modèle $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ et la valeur réelle \mathbf{D}_J , cette erreur quadratique est présentée sous une forme d'une équation mathématique appelée fonction coût $\mathbf{J}(\theta)$:

$$J(\theta_0, \theta_1, \dots, \theta_n) = \frac{1}{2m} \sum_{j=1}^m (h(x_1^j, x_2^j, \dots, x_n^j) - D_j)^2$$

Afin de minimiser la fonction coût, les coefficients de régression (θ) doivent correspondre à la valeur minimale de $J(\theta)$, et pour cela la valeur de chaque θ sera initialisé ou bien supposé égale à zéro (0), puis calculer :

$$\theta_i = \theta_i - \alpha \frac{\delta}{\delta \theta_i} J(\theta_0, \dots, \theta_i, \dots, \theta_n)$$

Où le α représente un coefficient appelé le taux d'apprentissage qui a comme rôle de déterminer la vitesse d'apprentissage, il doit être choisi selon les spécificités des données utilisées.

Cette opération est répétée avec les nouvelles valeurs et pour chaque θ jusqu'à ce que la fonction coût $J(\theta)$ converge vers un minimum.

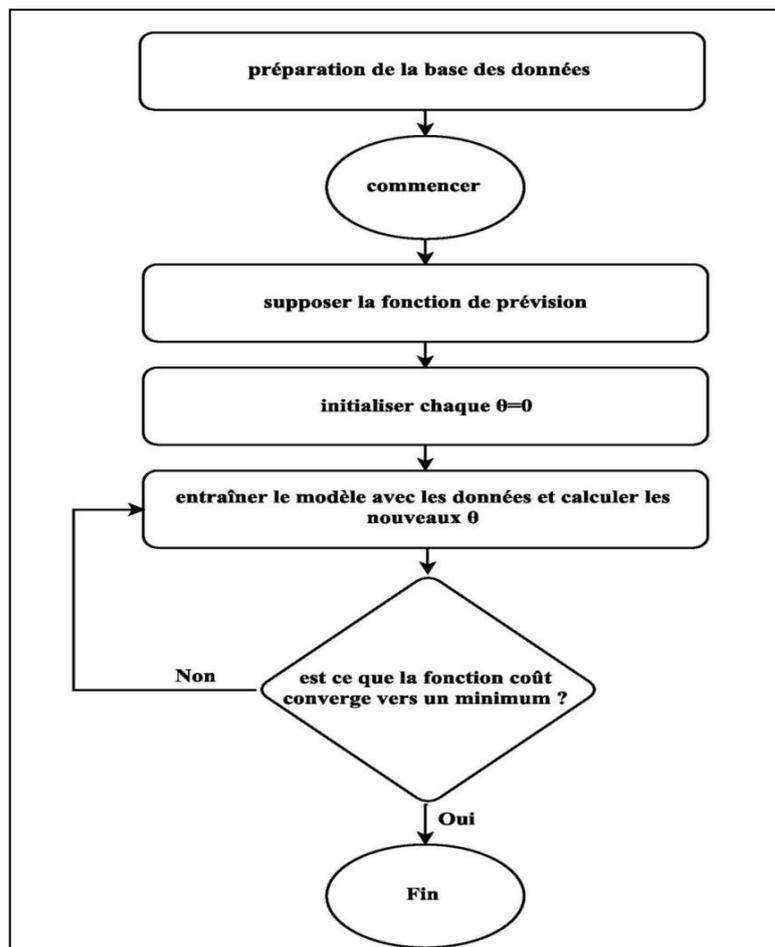


Figure V.16 : Organigramme de l'algorithme du gradient descendant (élaboré par nos soins).

La méthode du gradient descendant est établie à la base des cours Machine learning du professeur Andrew Ng l'université de Stanford USA [en ligne] (**Pannexe 8**).

V-6.1. Estimation de la perméabilité par la régression linéaire simple (relation porosité-perméabilité) :

Un certain nombre d'études ont montré une relation linéaire entre le logarithme de la perméabilité et la porosité linéaire. La régression linéaire simple est largement utilisée comme une méthode statistique pour chercher la relation entre la perméabilité et la porosité carotte. Ce modèle de régression prend la perméabilité carotte (K) comme une variable dépendante et la porosité carotte comme une variable indépendante, de ce fait l'équation prend la forme générale suivante :

$$\text{Log (K)} = \theta_0 + \theta_1 \Phi$$

θ_0 et θ_1 sont les constantes déterminées par la régression linéaire. Une telle relation peut permettre d'estimer la perméabilité sur des intervalles où seule la porosité des diagraphies est disponible. Parfois, les tendances de $k-\Phi$ peuvent être cachées lorsque les roches avec des propriétés différentes sont regroupées. Dans ce cas, il est préférable d'isoler les échantillons de carottes qui ont des propriétés de roches similaires, en dehors de la porosité, ensuite la relation $k-\Phi$ peut être facilement observée.

V-6.1.1. Application de la régression linéaire simple :

Dans cette partie nous allons appliquer une régression linéaire simple par la méthode du gradient descendant sur quarante quatre (44) échantillons du puits « A » réservoir Siegenien, dans le but de déterminer les coefficients de régression θ_0 et θ_1 , on obtient alors :

$$\theta_0 = -3.460545, \theta_1 = 33.34873$$

$$\text{Log (K)} = -3.460545 + 33.34873 * \Phi$$

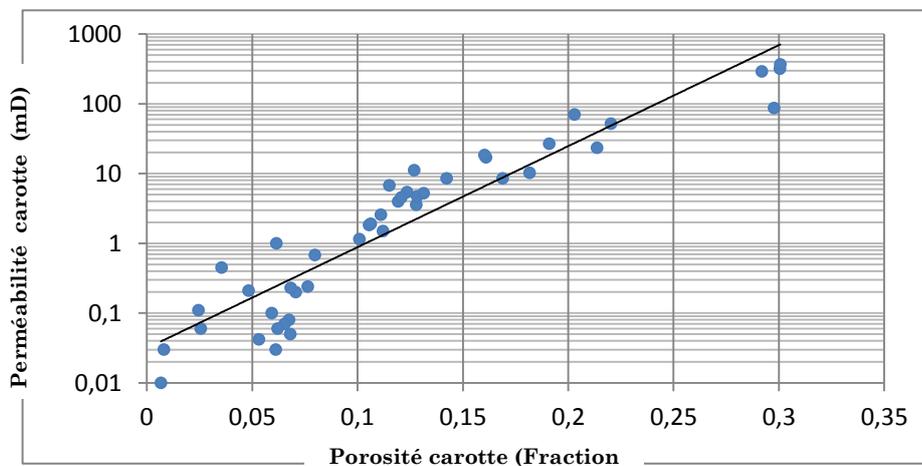


Figure V.17 : Cross plot perméabilité-porosité carotte pour le réservoir Siegenien puits « A ».

En utilisant la porosité effective déduite des diagraphies (**neutron-densité**) ainsi que les coefficients de régression θ_0 et θ_1 , Nous allons utilisés la relation **k- Φ** pour estimer la perméabilité dans le puits (**B**) et la comparer avec **K_{TIM}**, les figures suivantes représente les résultats obtenus :

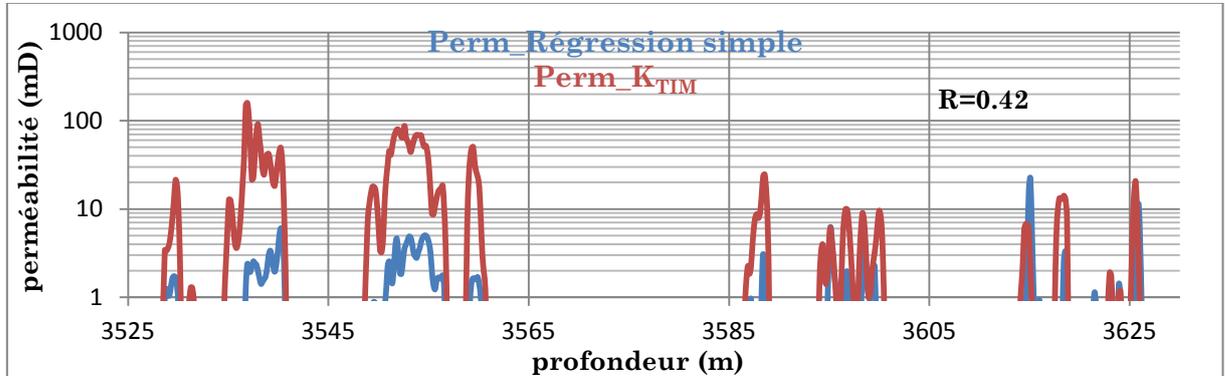


Figure V.18 : Perméabilité calculée par régression linéaire et **K_{TIM}** pour le réservoir Siegenien puits « **B** ».

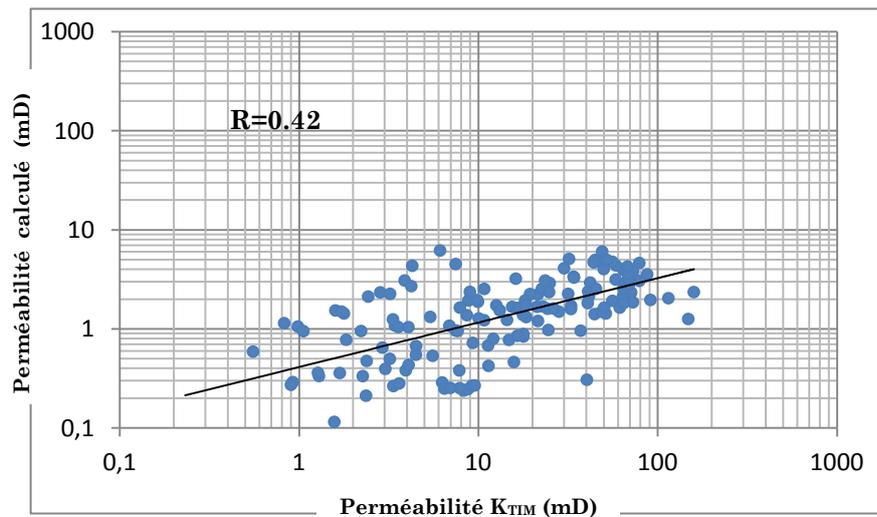


Figure V.19 : Cross plot perméabilité **K_{TIM}** et perméabilité calculée par régression linéaire simple pour le réservoir Siegenien puits « **B** ».

La perméabilité calculée à partir du résultat de la régression linéaire simple présente un coefficient de corrélation (**R**) égale à **0.42** par rapport à la perméabilité de la résonance magnétique nucléaire, de ce fait cette méthode n'est assez pratique dans l'estimation, ceci ne peut être justifié que par les différents paramètres de la roche qui influence également sur la perméabilité et qui ne sont pas pris en compte par la relation perméabilité-porosité.

V-6.2. Estimation de la perméabilité par la régression linéaire multiple :

La régression linéaire multiple est une extension de l'analyse par régression qui intègre d'autres variables indépendantes dans l'équation prédictive. Dans cette étude, la variable dépendante est le logarithme de la perméabilité, car la perméabilité semble être une fonction logarithmique et les variables indépendantes sont les logs des puits ainsi que leurs interprétations. Wendt et Sakurai dans leurs articles « Permeability prediction from well logs using multiple regression » ont établi une procédure générale pour la prédiction de la perméabilité par régression linéaire multiple dont la préparation de la base des données fut la tâche la plus importante tel que le choix des valeurs représentatives des logs qu'ils soient de bonne qualité et corriger de tous effets qui affectent la mesure et la mise en profondeur des logs avec les carottes. Ils ont également souligné les lacunes de l'utilisation de cette technique. Lorsque la méthode de régression est utilisée pour la prédiction, la distribution des valeurs prédites est plus étroite que celle de l'ensemble de données d'origine. La sélection des variables indépendantes pour la fonction prédictive est jusqu'à nos jours un sujet de débat, chaque auteur choisit une combinaison des variables qu'il estime la mieux adéquate à son réservoir, de ce fait plusieurs combinaisons seront testées et la meilleure sera choisie sur la base de plus haut coefficient de corrélation. Dans la première partie nous allons générer une équation de la perméabilité valable pour notre région à partir de l'équation générale de Wyllie et Rose, par la suite l'estimation de la perméabilité sera calculée par la méthode de l'unité d'écoulement hydraulique (**Hydraulic Flow Units "HFU"**) basée sur l'indicateur de la zone d'écoulement (**Flow Zone Indicator "FZI"**) et l'indice de la qualité de roche (**Rock Quality Index "RQI"**), cette méthode présente le plus haut coefficient de corrélation et le plus petit écart type parmi les six (6) combinaisons utilisées (**voir l'annexe 9**). De ce fait les différents paramètres utilisés dans cette méthode ainsi que la procédure suivie pour son application seront définis comme suit :

L'unité d'écoulement hydraulique (**HFU**) est une approche pour la classification des types de roches et la prédiction des propriétés d'écoulement, elle est considérée comme un outil d'intégration pour la description pétrophysiques du réservoir. Le HFU est aussi une section de réservoir qui possède des paramètres pétrophysiques cohérentes et des caractéristiques hydrauliques ainsi que des caractères d'écoulement du fluide similaires.

HFU est une fonction de l'indicateur de la zone d'écoulement (**FZI**) qui dépend également l'indice de la qualité de roche (**RQI**) et la porosité effective (Φ_e). L'indice de la qualité de roche (**RQI**) est le paramètre défini pour caractériser la qualité de la roche sur la base de la

relation entre la perméabilité (\mathbf{K}) et la porosité (Φ) qui n'est pas une relation directe et proportionnelle (linéaire). Dans un milieu poreux, la qualité des roches réservoirs est basée sur l'équation :

$$\mathbf{RQI} = 0.0314 \sqrt{\frac{\mathbf{K}}{\Phi}}$$

L'indicateur de la zone d'écoulement (\mathbf{FZI}) est lié à l'unité d'écoulement dans la roche qui indique avec quelle efficacité et quantité l'huile peut être récupérée. Le \mathbf{FZI} peut être donné par la relation suivante :

$$\mathbf{FZI} = \frac{\mathbf{RQI}}{\Phi_e}$$

L'indice de la porosité normalisé (Φ_z) est le suivant :

$$\Phi_z = \frac{\Phi_e}{1 - \Phi_e}$$

Afin de réaliser cette approche nous citons les étapes nécessaires pour le calcul de chaque paramètre :

- Pour une première étape le \mathbf{RQI} sera calculé à partir des perméabilités et porosités carotte pour quarante quatre (44) échantillons du puits « A » réservoir Siegenien.
- Le \mathbf{FZI} est calculé à partir du \mathbf{RQI} déjà estimé dans l'étape précédente ainsi que la porosité effective (Φ_e)
- Les valeurs des logs seront prises à la même profondeur que les carottes.
- La normalisation des valeurs des logs de telle sorte qu'ils se situent entre zéro et un et deviendront adimensionnel (grandeur sans dimension) par l'équation suivante :

$$\mathbf{N} \delta = \frac{\delta - \delta_{\min}}{\delta_{\max} - \delta_{\min}}$$

Où δ est la valeur du log, δ_{\min} est la valeur minimale lue sur le log, δ_{\max} représente la valeur maximale du log, $\mathbf{N} \delta$ est la valeur du log δ normalisé.

- Une analyse de régression linéaire multiple est alors réalisée pour développer un modèle mathématique pour prédire explicitement le \mathbf{FZI} en utilisant les logs normalisés. l'équation suivante montre le modèle final :

$$\mathbf{FZI} = \theta_0 + \theta_1 \mathbf{NDT} + \theta_2 \mathbf{NGR} + \theta_3 \mathbf{NR}_t + \theta_4 \mathbf{NR}_{hob} + \theta_5 \mathbf{NPef} + \theta_6 \mathbf{NPhi} + \theta_7 \mathbf{NS}_w + \theta_8 \mathbf{NV}_{sh}$$

Où **NDT** est le sonique normalisé, **NGR** gamma ray normalisé, **NR_t** résistivité normalisé, **NR_{hob}** densité normalisé, **NP_{ef}** coefficient d'absorption photo électrique normalisé, **NPhi** porosité neutron normalisé, **NS_w** saturation normalisé, **NV_{sh}** volume d'argile normalisé, **θ** les coefficients de régression déterminés par l'algorithme du gradient descendant.

- Estimation de la perméabilité à partir du **FZI** calculé de l'équation prédictive déjà citée et la porosité effective obtenue de l'interprétation des diagraphies (**Φ_e**) en utilisant la formule suivante [Amaefule et al. (1993)] :

$$K = 1014 \text{ FZI}^2 \frac{(\Phi_e)^2}{(1-\Phi_e)^2}$$

V-6.2.1. L'équation de Willye et Rose modifiée :

En utilisant la régression linéaire multiple, nous essayons de développer un modèle pour le calcul de perméabilité dans notre région d'étude à partir de l'équation générale de Willye et Rose :

$$K = \frac{\theta_0 \cdot \Phi^{\theta_1}}{S_{wirr}^{\theta_2}}$$

On peut linéariser l'équation comme suit :

$$\text{Log}(K) = \theta_0 + \theta_1 \cdot \text{Log}(\Phi) + \theta_2 \cdot \text{Log}(S_{wirr})$$

L'algorithme du gradient descendant est utilisé pour déterminer les coefficients de régression à partir de quarante quatre (44) échantillons du puits « A » réservoir Siegenien, on obtient alors :

$$\theta_0 = 9.734022, \theta_1 = 4.889796, \theta_2 = -0.850610$$

$$\text{Log}(K) = 9.734022 + 4.889796 \cdot \text{Log}(\Phi) - 0.850610 \cdot \text{Log}(S_{wirr})$$

De cela la formule de la perméabilité établie pour la région d'étude :

$$K = \frac{16882.32 \cdot \Phi^{4.889796}}{S_{wirr}^{0.850610}}$$

L'équation de Willye et Rose modifiée est utilisée pour l'estimation de la perméabilité dans les deux (2) puits. Concernant le puits « A » la perméabilité calculée présente un coefficient

de corrélation (**R**) égale à **0.92** et un ajustement beaucoup mieux à la perméabilité carotte, ceci est représenté dans les figures suivantes :

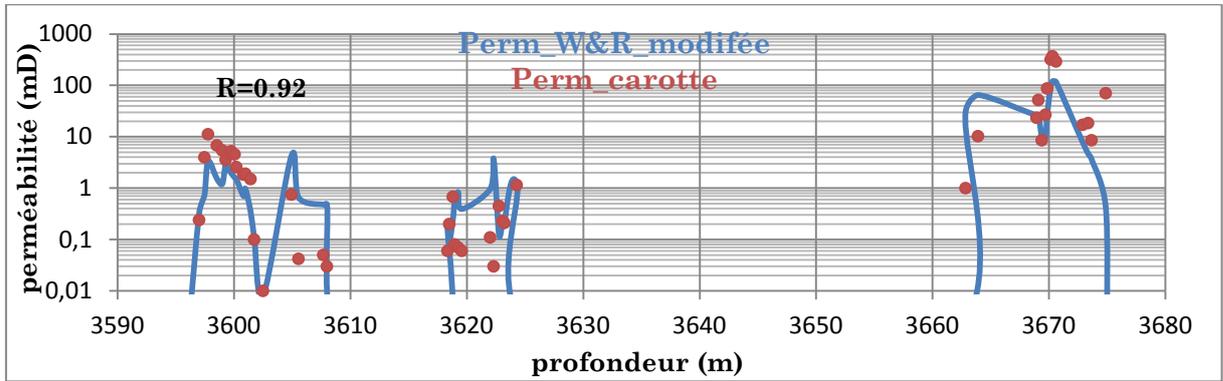


Figure V.20 : Perméabilité W&R modifiée et perméabilité carotte pour le réservoir Siegenien puits « B ».

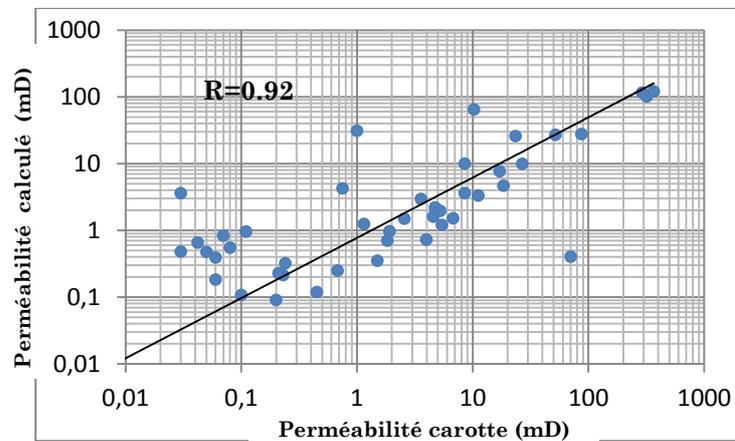


Figure V.21 : Cross plot perméabilité carotte et perméabilité W&R modifiée pour le réservoir Siegenien du puits « A ».

Pour le puits « B » la perméabilité calculée présente un coefficient de corrélation (**R**) égale à **0.83** par rapport à la perméabilité de la résonance magnétique nucléaire (K_{TIM}), mais nous remarquons que la perméabilité calculée est toujours sous-estimé par rapport à la perméabilité RMN, les figures suivantes présentes les résultats obtenus par cette méthode :

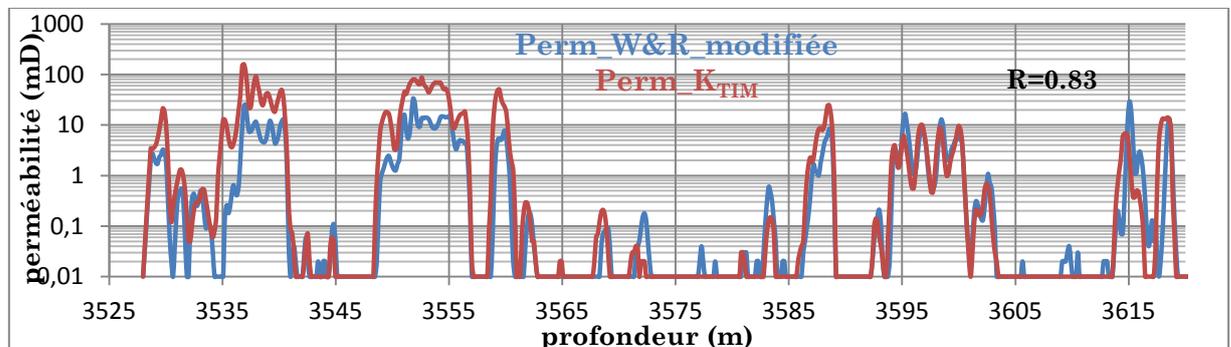


Figure V.22 : Perméabilité Wyllie & Rose modifiée et perméabilité K_{TIM} en fonction de la profondeur pour le réservoir Siegenien du puits « B ».

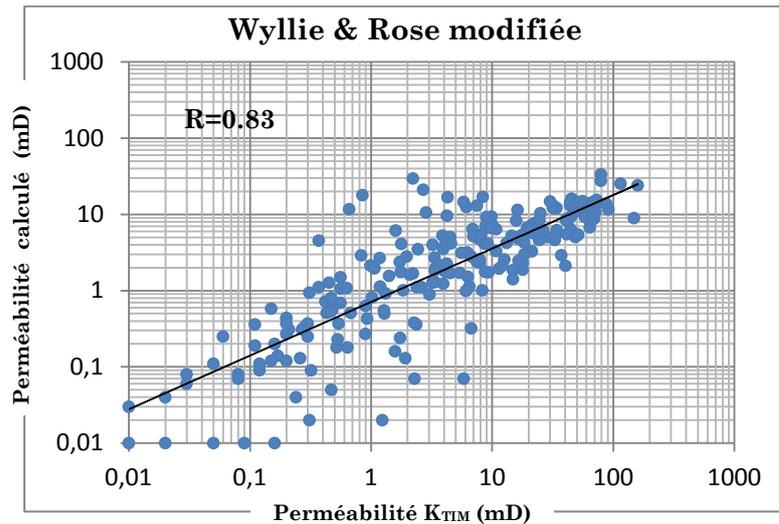


Figure V.23: Cross plot perméabilité Wyllie & Rose modifiée et perméabilité K_{TIM} pour le réservoir Siegenien du puits « B ».

V-6.2.2. La méthode de L'unité d'écoulement hydraulique (HFU) :

La régression linéaire multiple est aussi utilisée dans la méthode de L'unité d'écoulement hydraulique (HFU) afin de déterminer les coefficients de régression de l'équation prédictive du FZI à partir de quarante quatre (44) échantillons du puits « A » réservoir Siegenien ainsi que les données de diagraphies présent à la même profondeur, l'équation prédictive du FZI est de la forme suivante :

$$FZI = \theta_0 + \theta_1 NDT + \theta_2 NGR + \theta_3 NR_t + \theta_4 NR_{hob} + \theta_5 NPef + \theta_6 NPhi + \theta_7 NS_w + \theta_8 NV_{sh}$$

Où : $\theta_0 = 3.266175$; $\theta_1 = -1.703338$; $\theta_2 = -0.122444$; $\theta_3 = -0.957402$; $\theta_4 = -2.360205$;
 $\theta_5 = 0.364102$; $\theta_6 = -0.350448$; $\theta_7 = -0.804614$; $\theta_8 = -0.104064$

L'équation prédictive est :

$$FZI = 3.266175 - 1.703338 * NDT - 0.122444 * NGR - 0.957402 * NR_t - 2.360205 * NR_{hob} + 0.364102 * NPef - 0.350448 * NPhi - 0.8004614 * NS_w - 0.104064 * NV_{sh}$$

Les coefficients de régression sont déterminés par l'algorithme du gradient descendant dans lequel l'importance du paramètre ou son influence sur l'équation prédictive est présenté par un grand coefficient (poids) en valeur absolue, de ce fait plus le poids est grand plus son influence est importante, pour l'équation précédente θ_1 et θ_4 qui correspond aux logs de sonique et de densité sont les plus influençant par rapport aux autres.

La perméabilité est calculée en utilisant le **FZI** prédit par l'équation précédente et la porosité effective (Φ_e) des diagraphies, par la relation suivante :

$$K = 1014 \text{ FZI}^2 \frac{(\Phi_e)^2}{(1-\Phi_e)^2}$$

Pour le puits « **A** » la perméabilité calculée présente un coefficient de corrélation (**R**) égale à **0.95** et le meilleur ajustement à la perméabilité carotte que toutes les méthodes précédentes, ceci est représenté dans les figures suivantes :

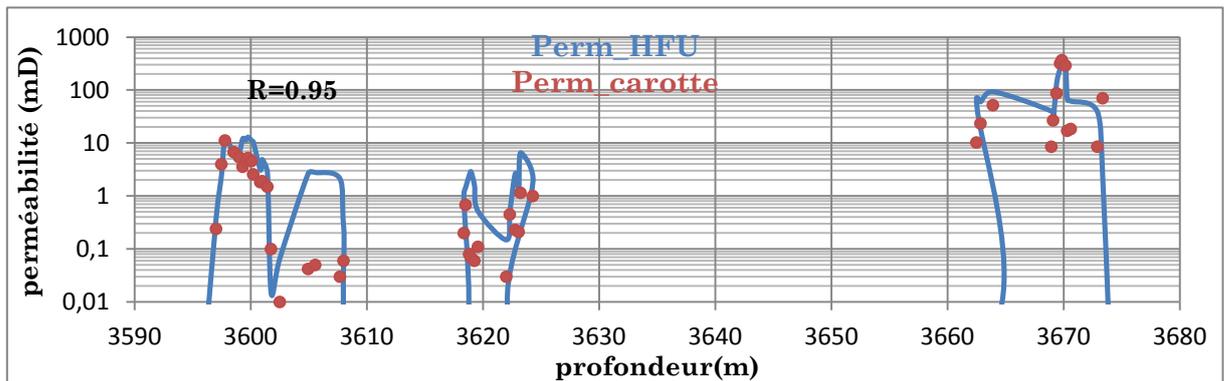


Figure V.24 : Perméabilité **HFU** et perméabilité carotte pour le réservoir Siegenien du puits « **A** ».

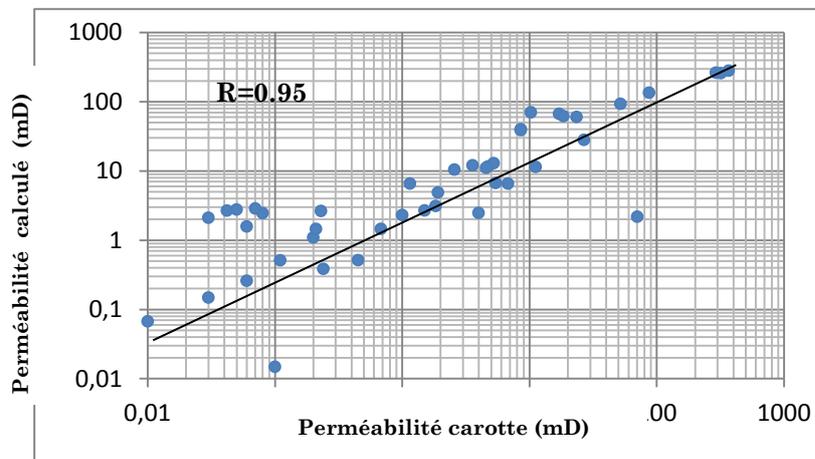


Figure V.25 : Cross plot perméabilité carotte et perméabilité **HFU** pour le réservoir Siegenien puits « **A** ».

Pour le Puits « **B** » cette méthode est utilisée pour estimée la perméabilité à partir des diagraphies enregistrés, par la suite elle est comparée avec la perméabilité de la résonance magnétique nucléaire. La perméabilité estimée présente un coefficient de corrélation (**R**) égale à **0.61**, la perméabilité calculée est surestimée par rapport à la perméabilité **NMR**, le cross plot suivant présente les résultats obtenus par cette méthode :

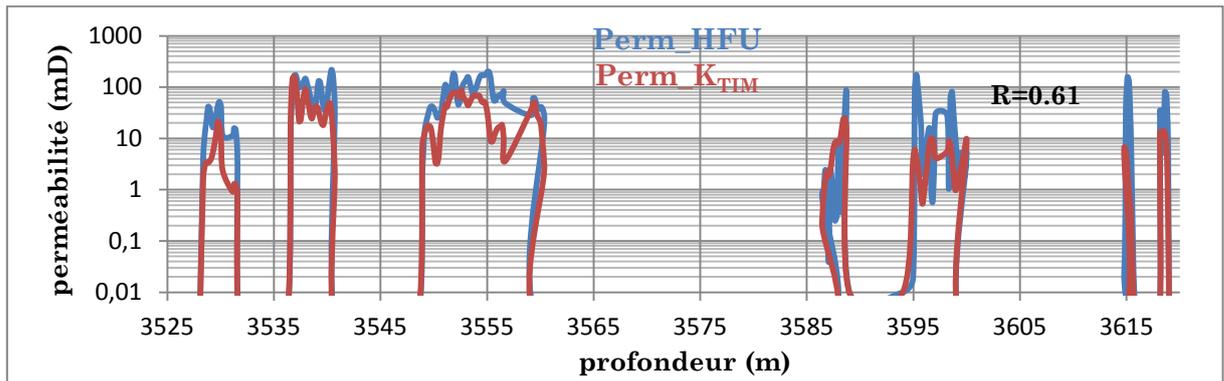


Figure V.26 : Perméabilité HFU et perméabilité K_{TIM} pour le réservoir Siegenien puits «B».

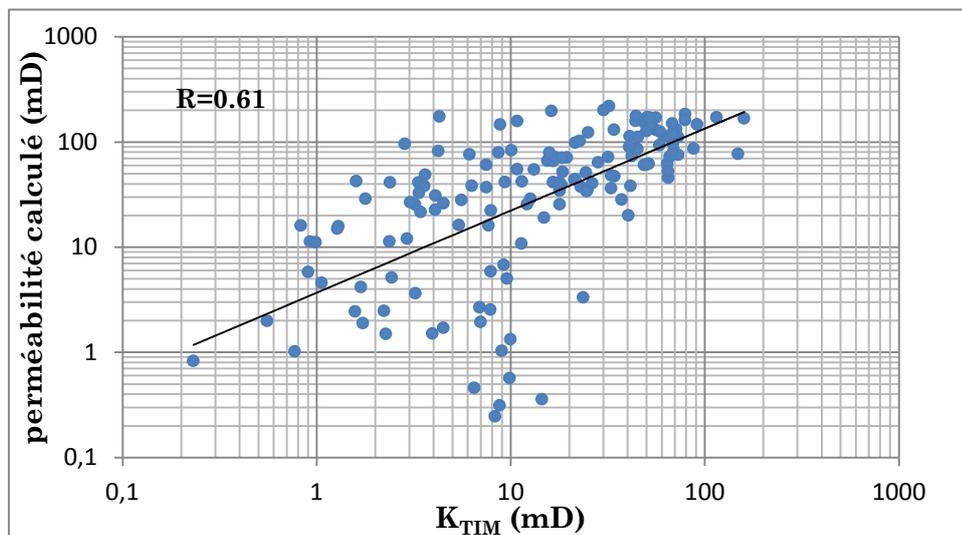


Figure V.27 : Cross plot perméabilité HFU et perméabilité K_{TIM} pour le réservoir Siegenien puits « B ».

La méthode de L'unité d'écoulement hydraulique (HFU) n'a pas fournit une estimation précise de la perméabilité cela n'a pu être justifié que par une différence en caractéristique géologique et la qualité de la roche réservoir.

La méthode de L'unité d'écoulement hydraulique (HFU) est établie à la base de l'article Multiple Linear Regression Approach for the Permeability Calculation from Well Logs: A Case Study in Nahr Umr Formation - Subba Oil Field, Iraq ; écrit par : Ahmed Khalil Jaber, Muhannad Talib Shuker ; publié par le journal internationale de la science et de la recherche Juin 2014.

Parmi les différentes méthodes de régression linéaire multiple utilisées, l'équation de Wyllie et Rose semble la mieux adéquate à l'estimation de la perméabilité dans notre région d'étude cela est basée sur le plus haut coefficient de corrélation.

V-7. Estimation de la perméabilité à partir du test de puits (DST) :

La technique du test de puits (DST) a connu ces dernières années une évolution spectaculaire, c'est la tâche qui sert à confirmer l'interprétation des diagraphies, les mesures de pression, ainsi que toutes les méthodes citées précédemment. Elle consiste aussi à déterminer le type de fluide que renferme le réservoir, la pression de réservoir (P), l'endommagement (skin), la productivité (débit) et la perméabilité (K). Dans cette partie d'étude nous allons nous nous intéresser à la perméabilité qui résulte de l'interprétation des données du test (DST) soient à partir de la phase d'écoulement (drawdown test) ou de la phase d'accumulation (buildup test), l'interprétation du drawdown apparait simple dans la théorie mais difficile dans l'application ceci est due à la courte durée d'écoulement par rapport au temps totale du test, de ce fait elle sera estimée à partir du buildup. Plusieurs modèles ont été proposés afin d'interpréter le buildup mais celui de Horner sera utilisé dans cette estimation, selon Horner lorsque le planning de la production est constitué d'une seule période d'écoulement (t_p) suivit d'une période de fermeture "shut-in" (Δt), la pression (P) enregistré durant la phase d'accumulation est représentée en fonction du log [(t_p + Δt)/ Δt], la figure suivante représente le plot de Horner :

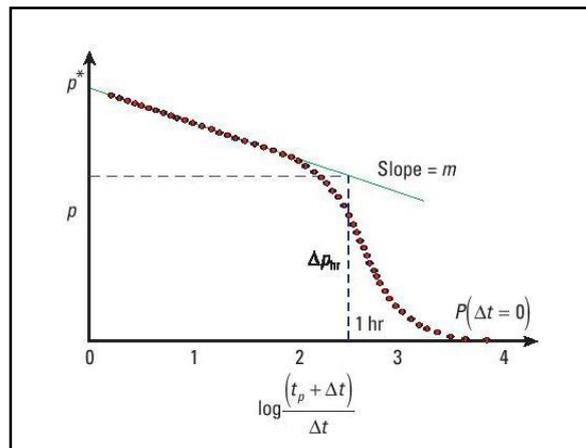


Figure V.28 : L'analyse du semi log buildup en utilisant la méthode de Horner-plot

(document Schlumberger, 2006).

La pente de la droite d'écoulement radiale (m) [psi/cycle] déduite du semi log buildup, le débit d'écoulement (Q) [m³/h], la viscosité du fluide (μ) [cp], le facteur volumique de la formation (B) [bbl/stb] déterminé à partir des analyses PVT et l'épaisseur net (h) [m]. A partir de tous ces éléments la perméabilité DST peuvent être déterminés par la formule suivante :

$$K = 162.6 \frac{Q\mu B}{mh}$$

Cette équation est utilisée pour calculer la perméabilité au niveau du réservoir Siegenien puits « A » où les données du DST sont disponibles, le facteur volumique de la formation (**B**) égale à **1.41 bbl/stb** et une viscosité de fluide égale à **0.6 cp**, le tableau suivant présente les différents paramètres utilisés ainsi que la perméabilité estimée :

	Q (m ³ /h)	h (m)	m	K (md)
DST1	16,92	13,5	5.54	30.89
DST2	1,33	29,5	20.39	0,3

Tableau V.5 : Les paramètres du DST et perméabilités calculés.

La perméabilité estimée à partir des résultats du **DST** confirme tous les résultats déjà obtenue par les méthodes précédentes, dont la partie sommitale présente une faible perméabilité (**0.3 mD**) qui se traduit ainsi par un faible débit par contre sa partie basale qui se manifeste par une bonne perméabilité (**30.89 mD**) et par conséquent un bon débit.

V-8. Evaluation statistique des méthodes utilisées :

Afin de confirmer les résultats obtenus concernant la meilleure méthode utilisée pour l'estimation de la perméabilité l'étude statistique (**annexe 10**) faite est présentée dans les tableaux suivants pour les deux puits « A » et « B » :

- Puits « A » :

	Carotte	Timur	Tixier	C&D	Coates	TAGI
moyenne géométrique	0.23	0.76	0.44	0.14	0.31	
médiane	0.15	0.71	0.42	0.30	0.27	
mode	0.11	0.57	0.41	0.51	0.14	
variance	2.96	1.48	2.08	0.96	0.67	
écart moyen	0.99	0.80	0.82	0.51	0.55	
écart type	1.72	0.80	1.44	0.98	0.82	
coefficient de corrélation	1	0,79	0,74	0,62	0,71	
coefficient de détermination	1	0,62	0,55	0,38	0,5	

Tableau V.6 : Evaluation statistique des modèles empiriques pour le réservoir TAGI du puits «A».

	Carotte	Timur	Tixier	C&D	Coates	Siegenien
moyenne géométrique	0.38	0.1	0.028	0.098	0.15	
médiane	0.2	0.06	0.01	0.04	0.56	
mode	0.1	2.7	5.75	45.22	16.44	
variance	3685.44	1214.35	6634.74	7388.03	2003.01	
écart moyen	25.5363	19.5132	42.2886	49.3778	25.4947	
écart type	60.7078	34.8475	81.4539	85.9537	44.755	
coefficient de corrélation	1	0,91	0,9	0,8	0,89	
coefficient de détermination	1	0,83	0,81	0,64	0,79	

Tableau V.7 : Evaluation statistique des modèles empiriques pour le réservoir Siegenien du puits « A ».

	carotte	Willye & Rose modifié	HFU	Siegenien
moyenne géométrique	1,83	0,31	5,82	
médiane	2,57	0,15	4,89	
mode	0,03	0,14	2,61	
variance	7056,52	20,63	4999,70	
écart moyen	46,40	2,97	45,57	
écart type	84,00	4,54	70,71	
coefficient de corrélation	1	0.92	0.95	
coefficient de détermination	1	0.84	0.9	

Tableau V.8 : Evaluation statistique des modèles de régression linéaire pour le réservoir Siegenien puits « A ».

- Puits « B » :

	KTIM	Timur	Tixier	C&D	Coates	Siegenien
moyenne géométrique	4.03	2.24	1.55	2.84	1.69	
médiane	5.82	3.67	3.05	4.41	3.69	
mode	8.32	8.21	7.18	21.17	11.68	
variance	686.63	301.47	480.71	53703.83	1290.25	
écart moyen	17.9	9.85	11.91	63.73	17.92	
écart type	26.20	17.36	21.92	231.74	35.92	
coefficient de corrélation	1	0.8	0.74	0.6	0.68	
coefficient de détermination	1	0.65	0.54	0.36	0.46	

Tableau V.9 : Evaluation statistique des modèles empiriques pour le réservoir Siegenien puits « B ».

	KTIM	Wyllie & Rose modifié	HFU	Siegenien
moyenne géométrique	4.03	1.88	27.19	
médiane	5.82	2.8	42.54	
mode	8.32	5.17	78.70	
variance	686.63	34.62	3058.57	
écart moyen	17.9	4.54	45.11	
écart type	26.20	5.88	55.30	
coefficient de corrélation	1	0.83	0.61	
coefficient de détermination	1	0.69	0.37	

Tableau V.10 : Evaluation statistique des modèles de régression linéaire pour le réservoir Siegenien puits « B ».

V-9. Problème d'échelle et mode d'écoulement :

La perméabilité peut être dérivée de l'échelle macroscopique (analyse de carotte, les mesures de pression, diagraphies de la résonance magnétique et modèle empiriques) ou méga échelle (essai de puits), Lors de la comparaison entre les différentes perméabilités il faut prendre ces échelles en considération et par conséquent l'essai de puits (méga échelle) ne peut pas être comparé avec l'échelle macroscopique, d'autre part les différents modes d'écoulement peut s'avérer comme un problème lors de la comparaison, certains méthodes se manifeste par un écoulement radiale tel que les carottes et les essais de puits par contre d'autre par un écoulement sphérique comme la perméabilité dérivée des outils de pression, de ce fait ces deux modes d'écoulement et de suite leurs perméabilités ne peut pas être comparer entre eux.

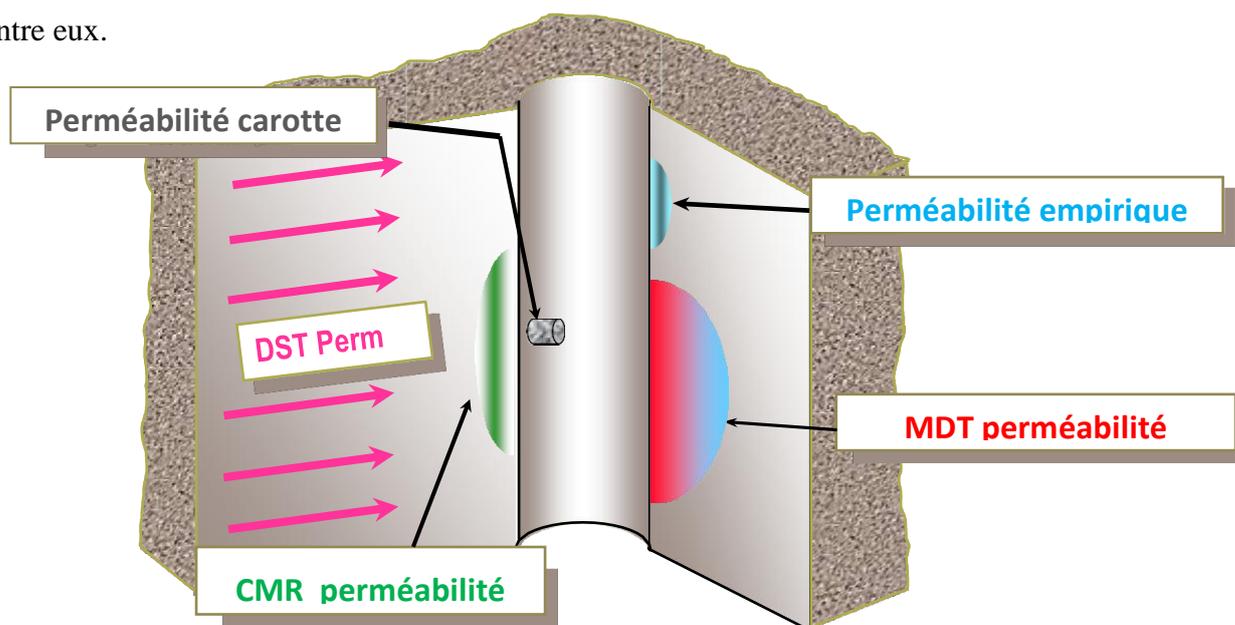


Figure V.29 : Les différentes échelles et mode d'écoulement (document Schlumberger 2011).

V-10. Conclusion :

La perméabilité est le paramètre le plus important dans la caractérisation du réservoir car elle détermine la capacité de production de ce dernier.

La perméabilité est aussi un paramètre très difficile à déterminer car elle dépend de plusieurs facteurs qui varient d'une zone à une autre comme la taille, classement des grains et leurs dispositions et le mode de dépôt.

Dans cette étude, nous avons examiné et comparé différentes sources de perméabilité (carotte, modèle empirique, NMR, mesure de pression, régression linéaire et test de formation) pour des données enregistrées aux niveaux de deux puits « **A** » et « **B** ».

La perméabilité estimée à partir des modèles empiriques Timur, Tixier, Coates & Dumanoir et enfin Coates, présente des résultats satisfaisant, surtout celle de Timur qui concorde très bien avec celle des carottes et qui semble être la mieux adéquate dans la région, en effet le coefficient de corrélation entre la perméabilité estimée à partir du modèle de Timur et la perméabilité carotte dans le puits « **A** » a atteint **0.79** au TAGI et **0.91** au Siegenien, ce coefficient est également donné au niveau du puits « **B** », cette fois entre perméabilité calculée à partir de la RMN et perméabilité estimée à partir du modèle de Timur, il a atteint la valeur de **0.8**.

En raison de la disponibilité des mesures de pressions dans les deux puits « **A** » et « **B** », la perméabilité à partir de l'interprétation du drawdown a été calculée et comparée avec celle estimée à partir des formules empiriques. Les résultats montrent que les deux perméabilités sont pratiquement identiques au niveau du réservoir Siegenien du puits « **A** » pour les quatre formules empiriques utilisées. La superposition n'est pas aussi marquante le puits « **B** », malgré ce qui est remarqué que la majorité des points de la perméabilité d'écoulement suit la courbe de perméabilité estimée à partir des formules empiriques, la mieux semble être celle de Timur.

Malgré la concordance de nos résultats avec les données de carottes et de résonance magnétique qui constituent des mesures très fiables en industrie et sont proches de la mesure réelle, nous avons introduit les méthodes statistiques afin d'approcher les modèles empiriques à notre réservoir et de tenter de trouver une relation directe qui permet la déduction de la perméabilité à partir des diagraphies. L'équation de Wyllie et Rose modifiée présente les plus hauts coefficients de corrélation pour les puits « **A** » et « **B** » respectivement

0.92 et **0.83** par contre les équations utilisées pour trouver la relation ne semble pas prometteuse même celle de HFU cela ne peut être justifié que par la complexité de la perméabilité et l'insuffisance de ces approches mathématiques.

La perméabilité à partir de l'interprétation du buildup des données de test de formation est aussi estimée au niveau réservoir Siegenien du puits « **A** », cette perméabilité se coïncide avec les estimations faites par les méthodes précédentes dans laquelle la partie basale présente une bonne perméabilité meilleure que celle de la partie sommitale.

Conclusion générale

Conclusion générale

Au cours des dernières années, la caractérisation et la gestion des réservoirs dans les champs pétroliers sont d'une première nécessité, c'est pour cela que l'estimation de la perméabilité possède une partie dominante dans l'ingénierie de pétrole. De nombreux chercheurs ont tenté de saisir la complexité de ce paramètre, d'où l'abondance et la multiplicité des méthodes.

Dans ce travail plusieurs méthodes sont appliquées aux données de diagraphie enregistrées aux niveaux des formations TAGI et Siegenien du champ de Bir Berkine.

Dans une première approche, la perméabilité mesurée à partir des carottes est considérée comme une perméabilité de référence par rapport aux autres approches, mais elle reste standard de faite qu'elle est affectée par plusieurs facteurs.

Pour une deuxième approche, les modèles empiriques ceux de Timur, Tixier, Coates & Dumanoir et Coates sont examinés et comparés avec les perméabilités de références, le modèle de Timur semble le mieux adéquat à notre réservoir. Afin d'acquérir une meilleure estimation, une interprétation en terme de paramètre et volume d'argile, porosité utile et saturation est exigée.

L'approche des modèles de la résonance magnétique nucléaire (Timur-Coates et SDR) présentée dans ce travail sont appliqués au puits « **B** ». La perméabilité de Timur-Coates calibrée à notre réservoir est prise comme une perméabilité de référence vue son efficacité approuvée dans les réservoirs clastiques et son estimation indépendante de la lithologie.

La perméabilité des outils de mesures de pression déduite de l'interprétation du drawdown est aussi exploitée et comparée avec les approches précédentes mais celle-ci ne peut donner qu'un ordre de grandeur de la perméabilité vue la dépendance aux conditions d'acquisition et à la viscosité de fluide.

Une approche de régression linéaire par l'algorithme de gradient descendant est utilisée dans la tentative d'améliorer ont générant une équation modifiée de Wyllie et Rose adéquate à notre réservoir et aussi dans l'essaie de trouver une relation directe entre les diagraphies conventionnelles et la perméabilité. L'équation de Wyllie et Rose modifiée est la plus adéquate au réservoir par rapport au modèle empirique.

La dernière approche consiste à déterminer la perméabilité par l'interprétation du build-up en utilisant la méthode de Horner des données obtenues à partir de test de formation, cette approche représente une perméabilité effective d'un intervalle d'où le problème d'échelle et de comparaison avec les autres approches.

Pour conclure, la perméabilité de la résonance magnétique nucléaire (Timur-Coates) semble la plus fiable pour estimer la perméabilité dans la région d'étude, en termes de régression linéaire l'équation de Wyllie et Rose modifiée présente des meilleures estimations que les autres modèles empiriques, de ce fait cette approche peut améliorer l'estimation de la perméabilité. Le même modèle statistique est utilisé afin de trouver une relation directe entre les diagraphies conventionnelles et la perméabilité, cette approche n'a pas abouti à un résultat convaincant et par conséquent une relation directe est un fantasme souhaité pour faciliter l'approche de l'estimation de ces paramètres pétrophysiques, ceci peut justifier le fait d'utiliser les réseaux neuronaux pour générer une équation qui relie les réponses des diagraphies à la perméabilité.

Le désir d'une estimation parfaite et à moindre coût et temps préoccupe toujours les pétrophysiciens, cette estimation restera un concept de développement et de débat jusqu'à l'aboutissement de ce rêve.

Bibliographie

Ouvrage :

- [1]. **Cosentino, L.**, 2001, Integrated reservoir studies. Edition Technip.
 - [2]. **Darling, T.**, 2005, Well logging and formation evaluation. Gulf Professional.
 - [3]. **Desbrandes, R.**, mai 2000, Diagraphie dans les sondages. Edition Technip.
 - [4]. **DJEBBAR, T., C.DONALSON.**, 2004, Petrophysics : Theory and practise of measuring reservoir rock and fluid transport properties.
 - [5]. **Ellis, V, D., Julian, M.Singer**, 2008, Well log for earth scientists -2 nd Edition-. Elsevier NY, 1987.
 - [6]. **Guyotte, G.**, 1993, Log interpretation memonto quick-look.
 - [7]. **Johnson, D., K. Pile.**, 2002, Well logging in nontechnical language -2 nd Edition-. Penn well publishing company.
 - [8]. **Lake, L., H.Caroll**, 1986, Reservoir Characterization. Academic press, INC, Harcourt Brace Jovanovich, Publisher.
 - [9]. **Schlumberger & Sonatrach.**, 1995, Well Evaluation Conferance, Produced by technical editing services, Chester, UK.
 - [10]. **Schlumberger & Sonatrach.**, 2007, Well Evaluation Conferance, Produit par AJ TORRE & Associates, Inc., Houston, TX, États-Unis.
 - [11]. **Schlumberger.**, 1989, Log interpretation principles/application. Schlumberger wireline and testing.
 - [12]. **Schlumberger.**, 2006, Fundamentals of Formation Testing. Schlumberger Marketing Communications.
 - [13]. **Schlumberger.**, 2008, Introduction to well testing. Schlumberger wireline and testing.
 - [14]. **Schlumberger.**, 2013, Log interpretation chart.
 - [15]. **Serra, O.**, 1979, Diagraphies différées, Acquisition des données diagraphiques –Tome 1- . Edition Technip.
 - [16]. **Serra, O.**, 1985, Diagraphies différées, Acquisition des données diagraphiques –Tome 2- . Edition Technip.
 - [17]. **Serra, O.**, 2000, Diagraphies différées, Acquisition des données diagraphiques –Tome 3- . Edition Technip.
 - [18]. **Theys, P.**, 1999, Log Data Acquisition and Quality control-2 nd Edition-. Edition Technip.
-

[19]. **Zinszner, B., F. Pellerin.,** 2007, A geoscientist's guide to petrophysics. -. Edition Technip.

Article et document:

[20]. **Ahmed, U et all.,** 1991, Permeability Estimation: The Various Sources and Their Interrelationships.

[21]. **Alkhatha'ami, Mohammad .,** 2005, Permeability, Porosity & Skin factor.

[22]. **Al-Harbi, A., Aramco, S.,** 2007, A Practical Approach to Determine Permeability from Wireline Measurements.

[23]. **Allen, D., B. Freedman et all.,** 1997, How to use bore hole nuclear magnetic resonance

[24]. **Allen, D., C. Flaum et all.,** 2000, Trends in NMR logging.

[25]. **Amabeoku, M., J. Funk et all.,** 2001, Calibration of Permeability Derived from NMR Logs in Carbonate Reservoirs.

[26]. **Amaefule, J., M. Altunbay.,** 1993, Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells.

[27]. **Anand, V., R. Freedman.,** 2011, Predicting effective permeability to oil in sandstone and carbonate reservoirs from well logging data.

[28]. **Anderson, M., B. Duncan, R. McIn,** 2013, Core truth in formation evaluation.

[29]. **Babadagli, T., A. Bemani., K. Al Shammakhi.,** 2004, Numerical Estimation of the Degree of Reservoir Permeability Heterogeneity Using Pressure Drawdown Tests.

[30]. **Bachman, H., C. Minh., R. Akkurt.,** 2009, Nuclear magnetic resonance comes out of its shell.

[31]. **Balan, B., S. Mohaghegh., S. Ameri.,** 1995, State-Of-The-Art in Permeability Determination From Well Log Data: Part 1- A Comparative Study, Model Development.

[32]. **Baouche, F., Hami, H.,** Mémoire de fin de formation : Evaluation des réservoirs compacts dits « Tights » cas des Quartzite de Hamra dans Bassin d'Amguid Messaoud.

[33]. **Beghoul, M.S.,** 2014, Les Diagraphies différées interprétation pétrophysique et géologique (IAP).

[34]. **Boucetta, A., C. Hellal.,** 2003, Paleozoic and Triassic Petroleum Systems in North Africa : STRUCTURAL EVOLUTION 3D SEIMIC APPROACH ON SIF FATIMA.

- [35]. **BOUTALEB, K., M.SADAOU, A. KECIR.,** Caractérisation du réservoir TAGI du champ de Hassi Berkine Sud. Bassin de Berkine. Plate forme saharienne. Algérie.
 - [36]. **Cannon, D.E., C.Cao. Minh,** 1998, Quantitative NMR Interpretation.
 - [37]. **Corbett, P., D.K. Potter.,** 2004, Petrotyping : A basemap and atlas navigation through permeability and porosity data for reservoir comparison and permeability prediction.
 - [38]. **Curvven, D.W.,** 1995, Permeability from Magnetic Resonance Imaging Logs.
 - [39]. **Delalex, J.,** July, 2014, IFP Training document, Advanced Well Log Interpretation.
 - [40]. **Freedman, R.,** 2006, Advances in NMR logging.
 - [41]. **Gharbi, A.,** 2011, Mémoire du magister : Cartographie des biseaux stratigraphiques du Gedinien de la zone Nord Ouest du bassin de Berkine en utilisant l'inversion sismique.
 - [42]. **Gringarten, A.,** 2008, Well Test Analysis in Practice.
 - [43]. **Haddad, S et al.,** 2000, So What is the Reservoir Permeability?
 - [44]. **Haddad, S et al.,** 2001, Integrating Permeabilities from NMR, Formation Tester, Well Test and Core Data.
 - [45]. **HUMBOLT, A.,** 2008, Genetic pore typing as a means of characterizing reservoir flow units : San Andres, sunflower field, terry county, Texas.
 - [46]. **Hafrat, I.,** 2014, Mémoire de fin de formation : Intégration des résultats du dual packer dans l'évaluation des réservoirs compacts.
 - [47]. **Jaber, A., Shuker, M.,** 2014, Multiple Linear Regression Approach for the Permeability Calculation from Well Logs: A Case Study in Nahr Umr Formation - Subba Oil Field,Iraq.
 - [48]. **Jaka Radiansyah, J., T. Putra.,** 2014, Reservoir Description using Hydraulic Flow Unit and Petrophysical Rock Type of PMT Carbonate Early Miocene of Baturaja Formation, South Sumatra Basin.
 - [49]. **Johnson, VJ.,** 1994, Permeability Determination From Well Logs and Core Data.
 - [50]. **Kenyon, B et al.,** 1995, Nuclear magnetic resonance imaging technology of 21st century.
 - [51]. **Kleinberg, R., H. J. Vinegar.,** 1996, NMR Properties of Reservoir Fluids.
 - [52]. **Logan, W.,** 1989, Bridging the gap between core permeability and log-derived permeability.
 - [53]. **Mohaghegh, S., B. Balan.,** 1997, A Practical Approach to Determine Permeability from Wireline Measurements.
 - [54]. **Nagel,WA.,** 1991, Permeability From Logs: A Hypermedia Microcomputer Tutorial.
 - [55]. **Nelson, P.,** 1994, Permeability-porosity relationships in sedimentary rocks.
-

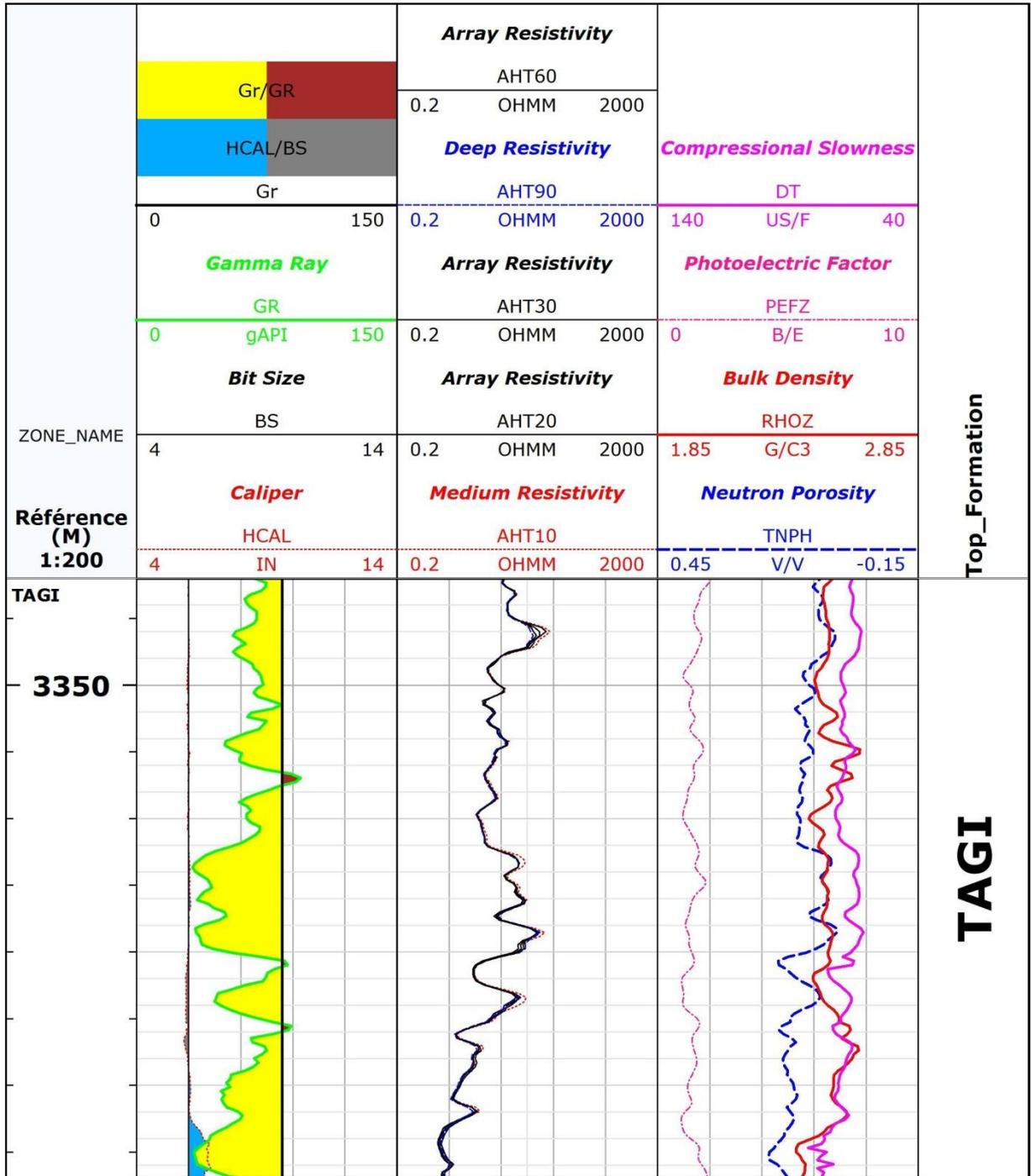
- [56]. **Niwaz, A.**, 2012, permeability from different sources.
- [57]. **Robertson**, 2016, Applied Petrophysics.
- [58]. **Saar, M.**, 1998, The relationship between permeability, porosity, and microstructure in vesicular basalts.
- [59]. **Saci, L.**, 2015, Initiation à l'ingénierie du réservoir (**IAP**).
- [60]. **Schlumberger**, 2002, Borehole properties analysis Environmental measurement sonde (EMS).
- [61]. **Schlumberger**, 2006, MDT, Modular Dynamic Tester, Quality fluid samples and highly accurate reservoir pressures.
- [62]. **Schlumberger**, 2006, PressureXpress (**XPT**).
- [63]. **Stambaugh, B et al.**, 2000, Quality Control of NMR Logs.
- [64]. **Sullivan, M.**, 2007, Permeability from production logs - method and application.
- [65]. **Tariq, S., S, Denoo.**, 1997, Permeability estimation from modern NMR logging measurements: Experiences and application in the Rocky Mountain Area.
- [66]. **Timur, A.**, 1968, An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relationships.
- [67]. **Timur, A.**, 1982, Open hole well logging.
- [68]. **Torskaya, T., G. Jin., C. Torres-Verdin.**, 2007, Pore-Level Analysis of the Relationship Between Porosity, Irreducible Water Saturation, and Permeability of Clastic Rocks.
- [69]. **Ubani, C., Y. B.Adeboye., A. B.Oriji.**, 2012, Advances in coring core analysis for reservoir formation evaluation.
- [70]. **Wibowo, A., P. Permadi.**, 2013, A type curve for carbonate rock typing.

Webographie:

- [71]. **Crain's Petrophysical Handbook** : <http://www.spec2000.net/>.
 - [72]. **International Commission on Stratigraphy** : www.stratigraphy.org.
 - [73]. **Schlumberger** : www.slb.com/.
 - [74]. **Schlumberger Oilfield Glossary** : www.glossary.oilfield.slb.com/.
 - [75]. **Petrowiki**: <http://petrowiki.org/PetroWiki>.
 - [76]. **AAPG wiki**: http://wiki.aapg.org/Main_Page.
-

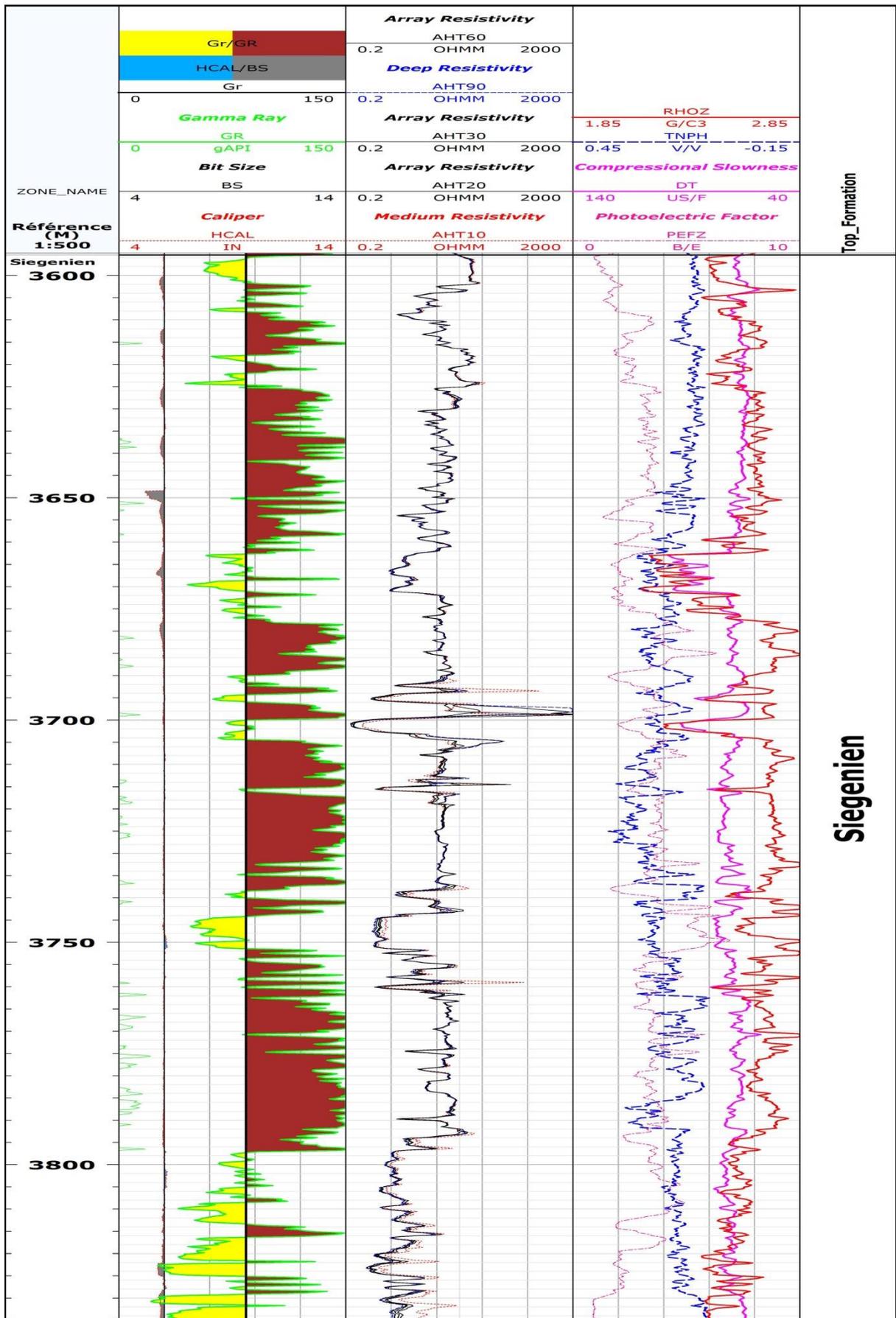
Annexe 1 : Log composite du puits « A »

- Réservoir TAGI :



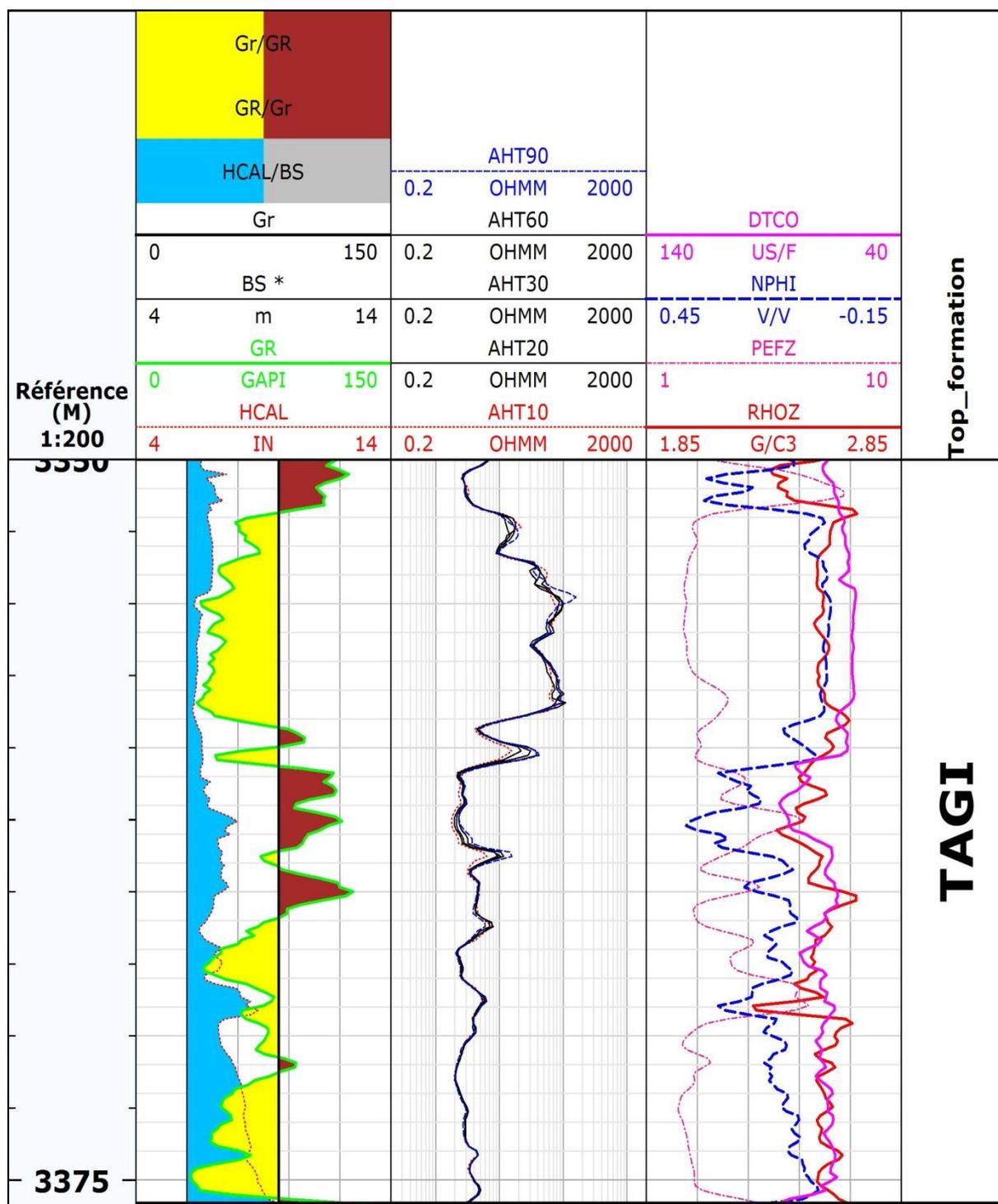
Annexe 1 : Log composite du puits « A »

- Réservoir Siegenien :



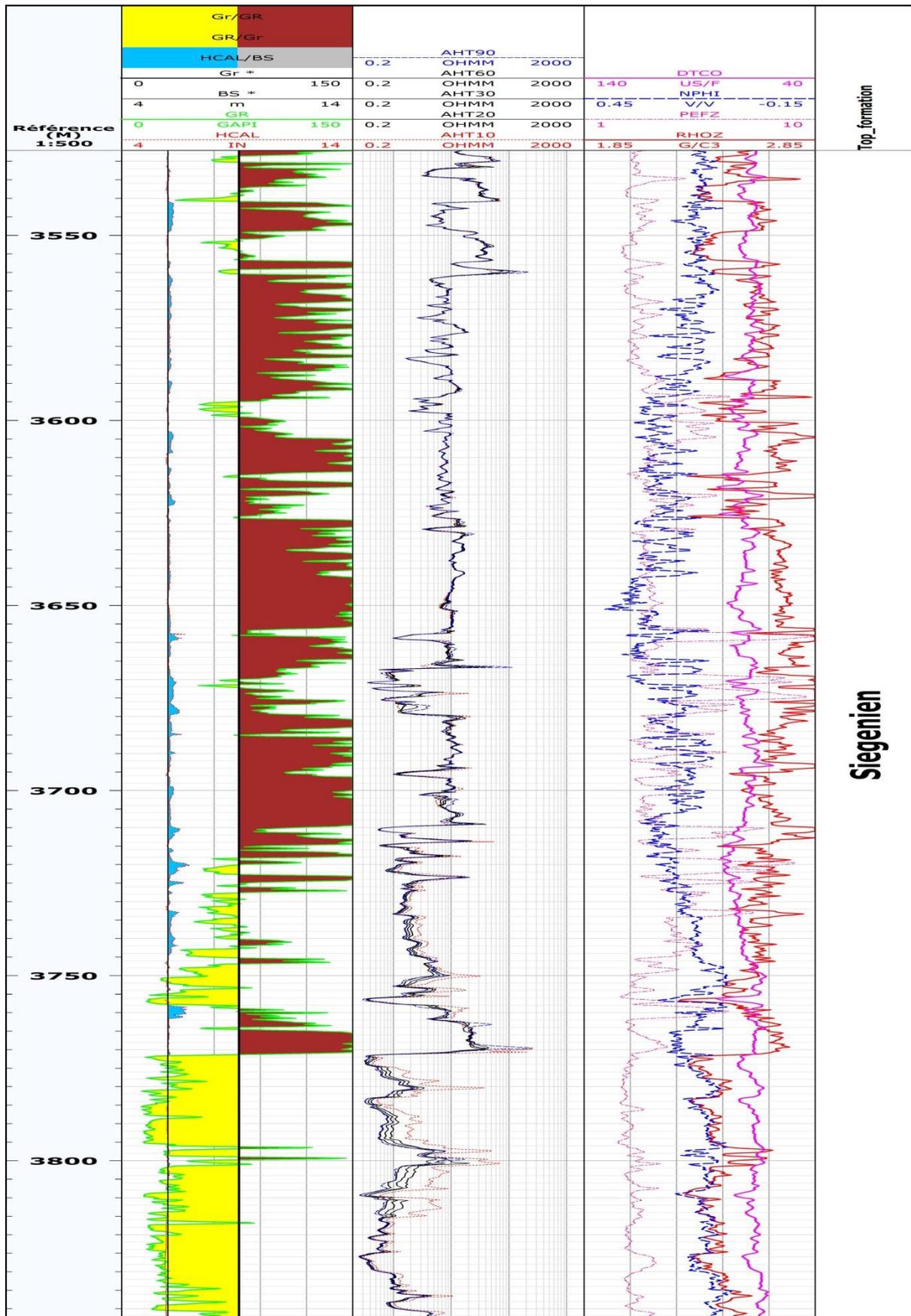
Annexe 2 : Log composite du puits « B »

- Réservoir TAGI :



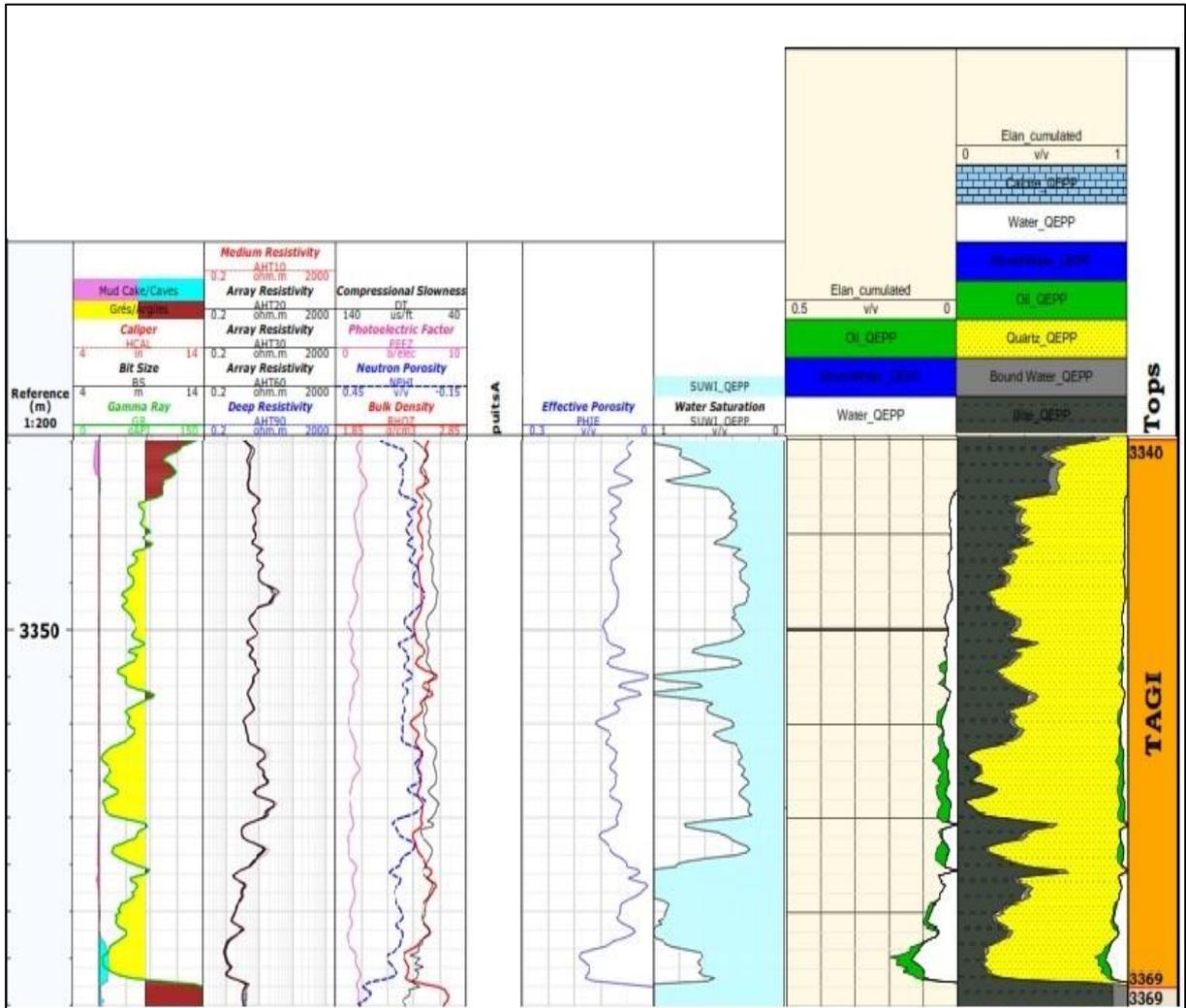
Annexe 2 : Log composite du puits « B »

- Réservoir Siegenien :



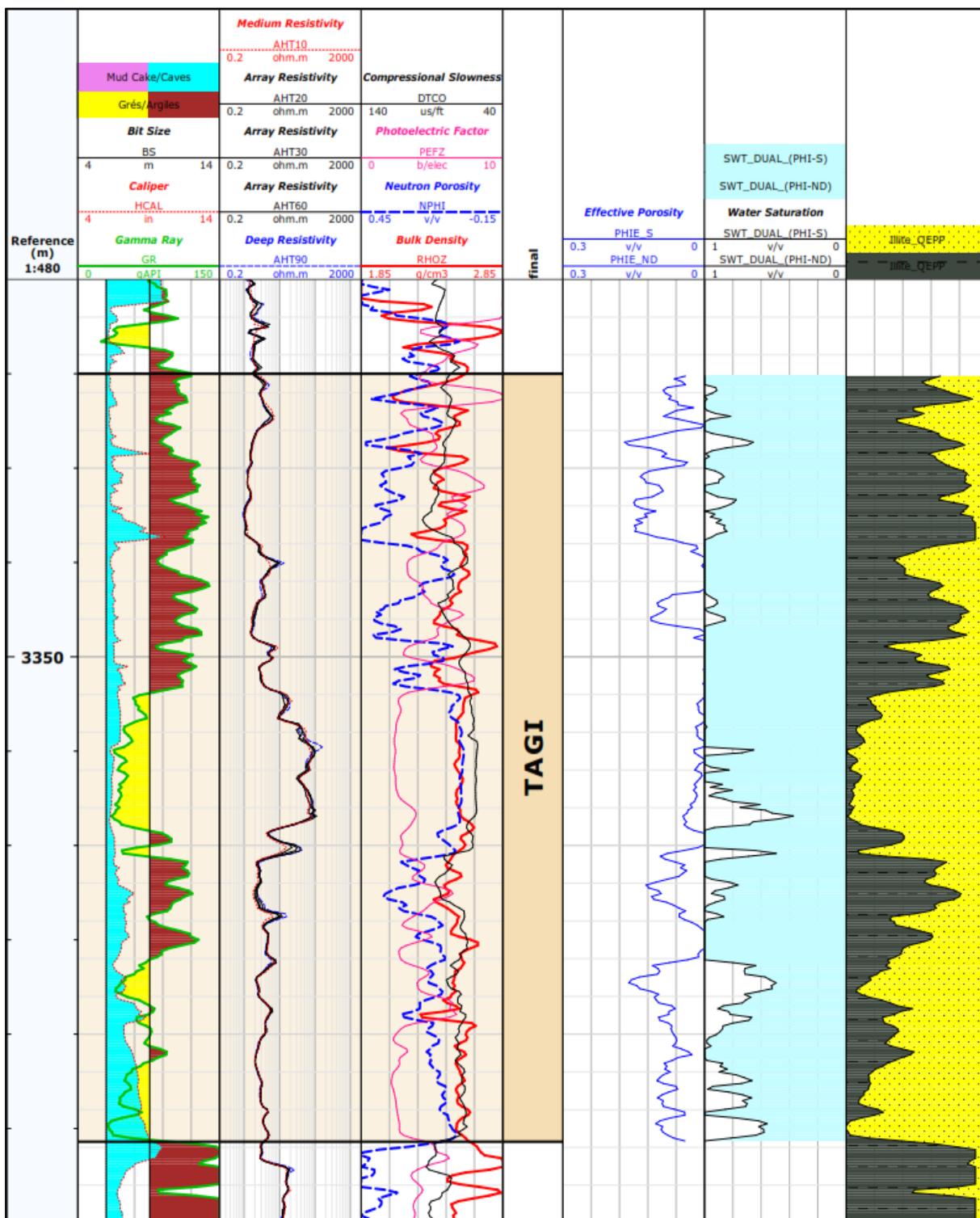
Annexe 3 : Elan du réservoir TAGI et Siegenien du puits « A »

- Réservoir TAGI :



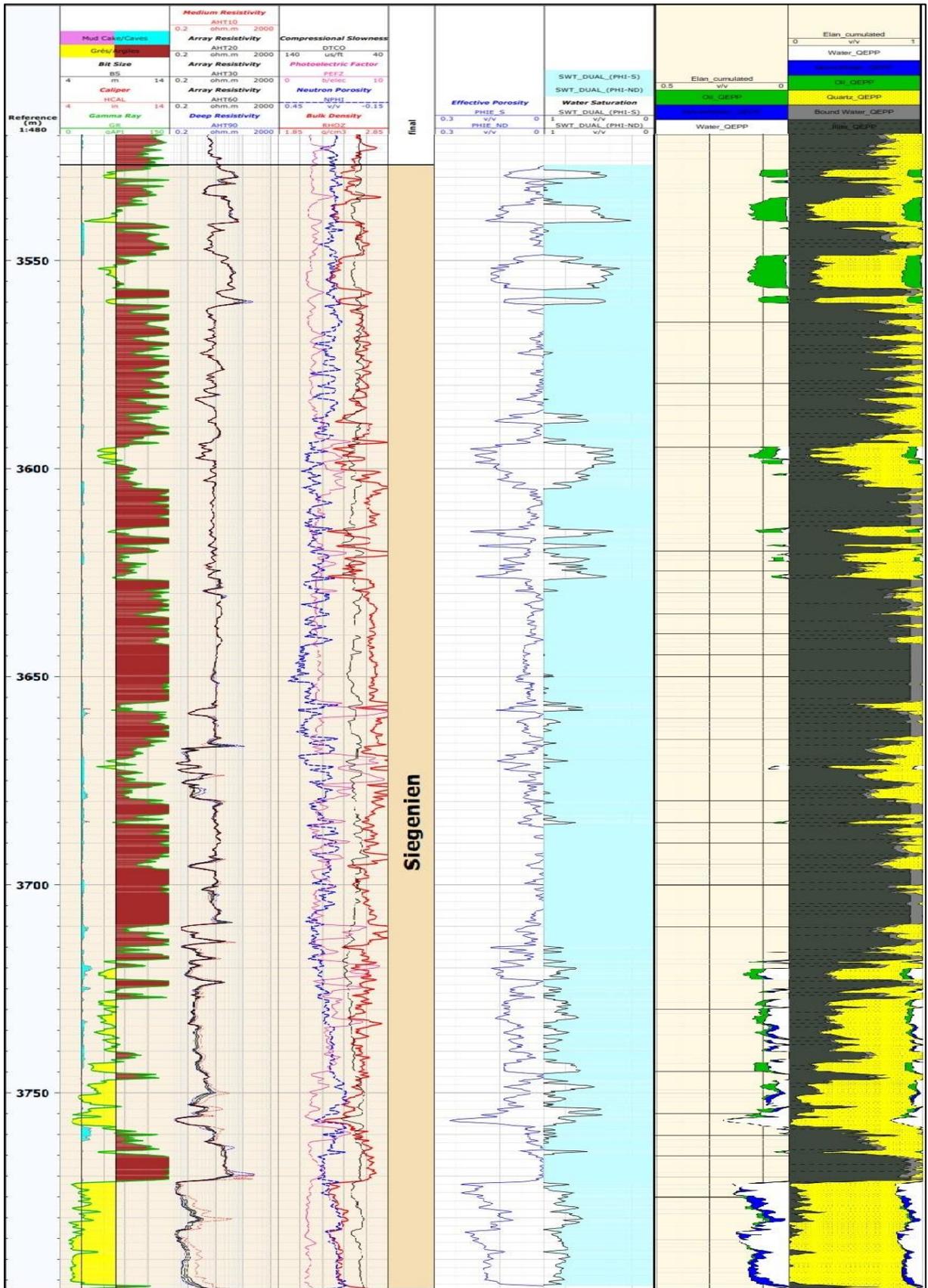
Annexe 4 : Elan du réservoir TAGI et Siegenien du puits « B »

- Réservoir TAGI :



Annexe 4 : Elan du réservoir TAGI et Siegenien du puits « B »

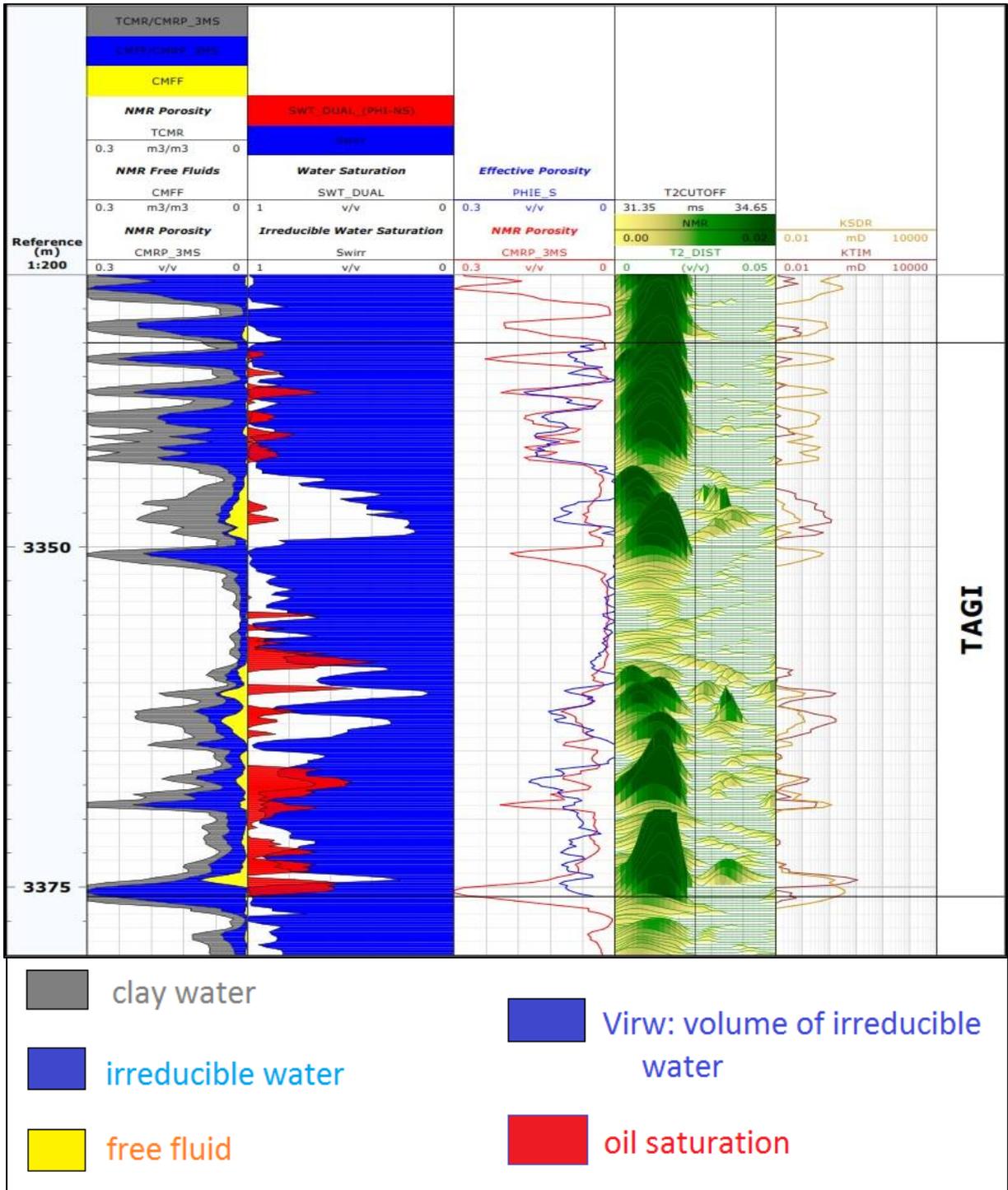
- Réservoir Siegenien :



Annexe 5 : Intégration des résultats de la résonance magnétique nucléaire pour les réservoirs TAGI et Siegenien du puits « B »

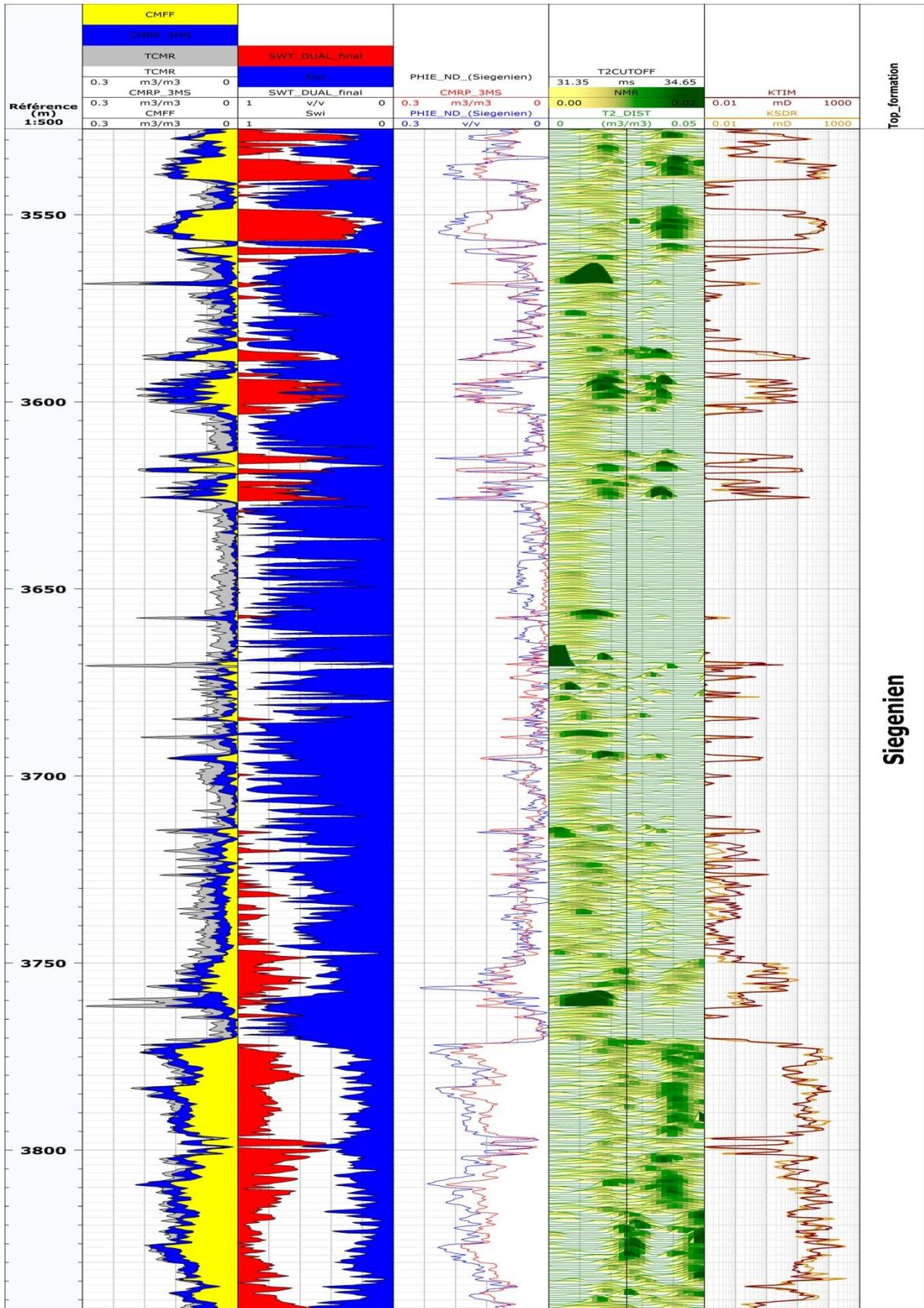
Annexe 5 : Intégration des résultats de la résonance magnétique nucléaire pour les réservoirs TAGI et Siegenien du puits « B »

- Réservoir TAGI :



Annexe 5 : Intégration des résultats de la résonance magnétique nucléaire pour les réservoirs TAGI et Siegenien du puits « B »

- Réservoir Siegenien :



Annexe 6 : Résultats d'interprétation du réservoir TAGI et Siegenien du puits « A »

Intervalle	Vsh(%)	Φ_u (%)	R_t ($\Omega \cdot m$)	Sw (%)	Fluide	
3346-3353	25,00	9,59	5	48,89	HC	TAGI
3354-3360	12,50	9,01	7	44,02	HC	
3361-3362,5	20,83	9,62	7	41,22	HC	
3363-3368,5	8,33	12,50	2	59,33	Eau	
3596,4-3601,4	29,17	9,89	30	19,36	HC	Siegenien
3607,3-3608,2	31,67	10,94	6	39,15	HC	
3618-3619,4	33,33	8,74	30	21,91	HC	
3622-3624,65	33,33	9,34	30	20,49	HC	
3662,7-3667,7	37,50	21,58	1,5	39,69	HC	
3668,6-3671,1	30,00	22,30	1,9	34,12	HC	
3672,6-3676,25	40,83	14,04	10	23,62	HC	
3690-3691,5	40,83	6,98	9	50,06	Eau	
3694,3-3695,9	36,67	15,05	1,1	66,43	Eau	
3700-3701,3	40,00	20,70	0,3	92,49	Eau	
3702,3-3704,4	37,50	10,84	2	68,40	Eau	
3738,5- 3740	41,67	6,38	2	100,00	Eau	
3797,25 - 3807,5	37,50	9,24	1,4	95,98	Eau	
3808,5 - 3813,4	27,50	9,32	1,6	88,93	Eau	
3816,3 - 3821,6	23,33	12,46	1,6	66,55	Eau	
3822,1-3825,2	8,33	13,06	0,5	100,00	Eau	
3829,1-3835,5	7,50	11,22	1,2	85,31	Eau	

Annexe 7 : Résultats d'interprétation du réservoir TAGI et Siegenien du puits « B »

Intervalle	V _{sh} (%)	Φ _u (%)	R _t (Ω·m)	S _w (%)	Obser	
3351,7-3353,1	22,09	3,55	13,79	-	CP	TAGI
3353,3-3356,3	8,89	3,94	61,66	-	CP	
3356,5-3358,6	7,5	3,82	68,5	-	CP	
3358,7-3359,3	25,62	4,09	18,98	-	CP	
3359,6-3360,7	22,6	4,36	24,58	-	CP	
3363,3-3364,3	35,03	5,32	7,58	-	CP	
3365,7-3366,9	26,29	10,22	4,16	73,86	Eau	
3367,1-3368,6	21,76	11,41	3,08	71,76	Eau	
3368,8-3375,7	23,03	8,37	3,3	83,91	Eau	
3528,5-3530,1	21,77	12,37	45,73	32,33	HC	Siegenien
3537-3539,6	22,12	15,7	37,85	26,68	HC	
3539,7-3540,8	16,99	14,46	49,29	26,88	HC	
3548,9-3549,8	28,57	12	24,96	40,93	HC	
3550-3550,6	33,92	12,39	17,66	45,55	HC	
3550,7-3554,8	21,14	16,43	36,42	25,18	HC	
3555-3556,2	24,71	15,67	34,01	29,25	HC	
3556,4-3556,7	28,32	13,45	48,15	35,65	HC	
3559,1-3560,3	20,25	13,22	125,13	27,19	HC	
3594,9-3595,5	25,89	19,56	4,07	36,82	HC	
3595,7-3596,3	34,47	13,72	3,98	50	HC	
3596,4-3596	36,03	17,73	3,5	45,71	HC	
3598,1-3599,9	38,28	16,6	8,73	42,38	HC	
3614,7-3615,3	30,96	19,19	6,28	36,35	HC	
3625,2-3626,2	35,35	17,44	5,86	42,98	HC	
3657,2-3657,6	49,31	8,76	5,69	78,82	Eau	
3717,9-3718,4	45,3	9,23	1,84	95,49	Eau	
3719,3-3720,5	42,64	11,45	1,49	84,63	Eau	
3724,3-3724,8	54,8	8,62	2,55	93,25	Eau	
3726,4-3732,4	34,64	9,62	1,58	89,9	Eau	
3734,4-3735,7	23,91	9,07	1,7	89,21	Eau	

Annexe 7 : Résultats d'interprétation du réservoir TAGI et Siegenien du puits « B »

3737-3740,1	29,06	9,18	1,59	90,88	Eau
3740,9-3745,1	30,07	7,78	2,23	91,45	Eau
3746,6-3749,9	19,67	7,12	5,21	73,73	Eau
3750,1-3753	7,97	9,64	2	81,74	Eau
3753,4-3754,3	19,51	10,58	3,39	60,94	Eau
3755,2-3759,1	13,73	14,38	1,67	77,99	Eau
3763,8-3771,7	29,53	6	21,18	70,7	Eau
3771,7-3778,4	3,81	18,42	0,54	77,59	Eau
3778,6-3782,8	3,79	13,27	1,31	69,89	Eau
3783-3796,1	0,99	16,37	0,61	80,59	Eau
3796,7-3798,8	19,27	10,14	4,62	61,53	Eau
3799,3-3800	20,37	9,52	8,41	53,65	Eau
3801-3807,4	4,95	14,65	1,13	68,96	Eau
3807,5-3810,2	0,71	20,57	0,46	74,81	Eau
3810,3-3815,1	1,9	17,23	0,63	74,22	Eau
3815,3-3824,6	2,37	15,09	0,61	86,53	Eau
3825-3833,62	2,15	16,29	0,62	85,04	Eau
3833,7-3835,1	8,41	12,14	1,08	81,27	Eau
3835,2-3836,7	7,06	8,9	2,11	85,86	Eau
3836,8-3840,9	7,83	12,03	1,52	75,15	Eau
3841,0-3842,9	17,66	9,63	5,1	56,46	Eau

Annexe 8 : Algorithme du gradient descendant

L'algorithme fonctionne dans un environnement fourni par Matlab ou bien Octave (gratuit), il trois (3) fichiers dont l'utilisation nécessite le lancement du premier (1^{er}) 1er fichier (calculat.m).

Le 1^{er} fichier : calculat.m

```
% loading data and selecting paramaters
data = load("data.csv");
X = data(:,1:4);
y = data(:,5);
m = length(y);
theta = zeros(2, 1);
alpha = 0.01;
num_iters = 40000;
X = [ones(m, 1) X];
%runing gradient Descent and printing results
[theta, J_history] = gradientDescentMulti(X, y, theta, alpha, num_iters);
fprintf(' %f \n', theta);
```

Le 2^{emme} fichier: gradientDescentMulti.m

```
function [theta, J_history] = gradientDescentMulti(X, y, theta, alpha, num_iters)
%GRADIENTDESCENTMULTI Performs gradient descent to learn theta
% theta = GRADIENTDESCENTMULTI(x, y, theta, alpha, num_iters) updates theta by
% taking num_iters gradient steps with learning rate alpha
% Initialize some useful values
m = length(y); % number of training examples
J_history = zeros(num_iters, 1);
```

```

for iter = 1:num_iters

    h = X * theta; % hypothesis

    %  $X' * (h - y) = \text{sum}((h - y) .* X)'$ 

    theta -= alpha * (1 / m) * (X' * (h - y));

    % =====

    % Save the cost J in every iteration

    J_history(iter) = computeCostMulti(X, y, theta);

end

end ;

```

Le 3^{ème} fichier : computeCostMulti.m

```

function J = computeCostMulti(X, y, theta)

%COMPUTECOSTMULTI Compute cost for linear regression with multiple variables

% J = COMPUTECOSTMULTI(X, y, theta) computes the cost of using theta as the

% parameter for linear regression to fit the data points in X and y

% Initialize some useful values

m = length(y); % number of training examples

h = X * theta; % hypothesis function (Theta' * x = theta_0 + theta_1 * x_1)

squaredErrors = (h - y) .^ 2;

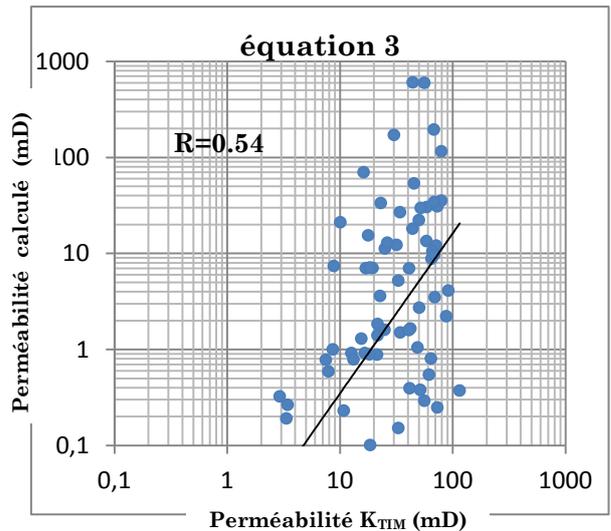
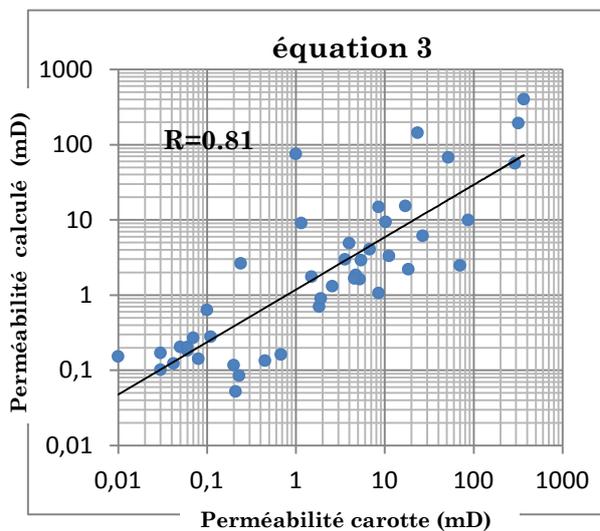
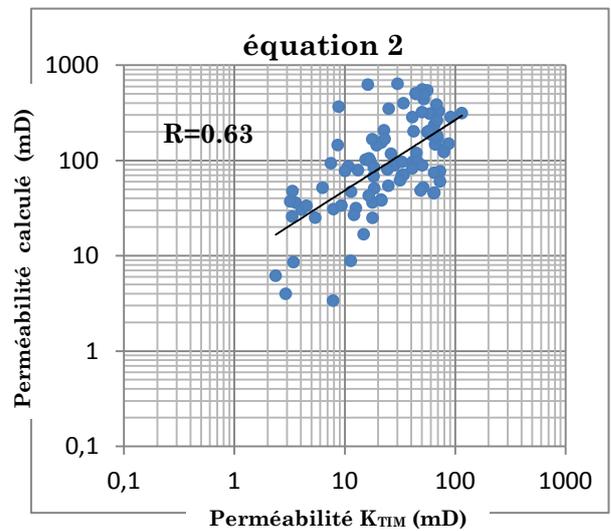
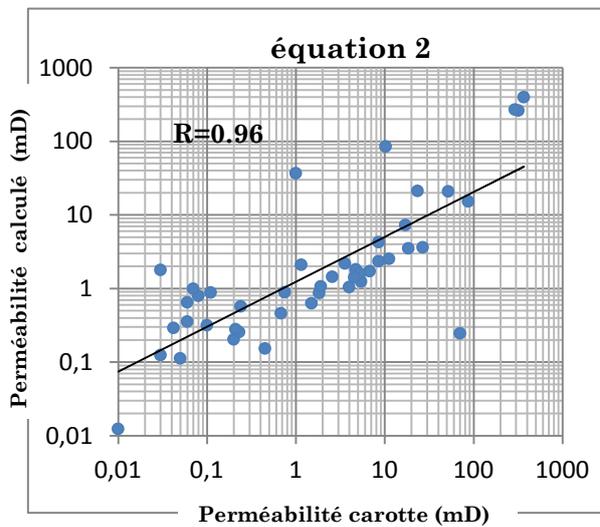
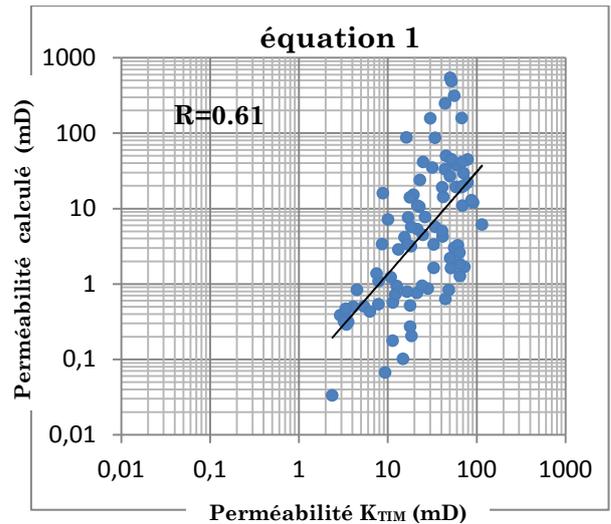
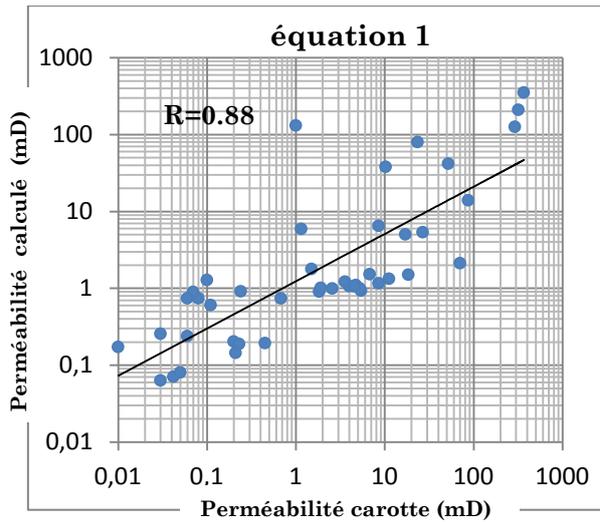
J = (1 / (2 * m)) * sum(squaredErrors);

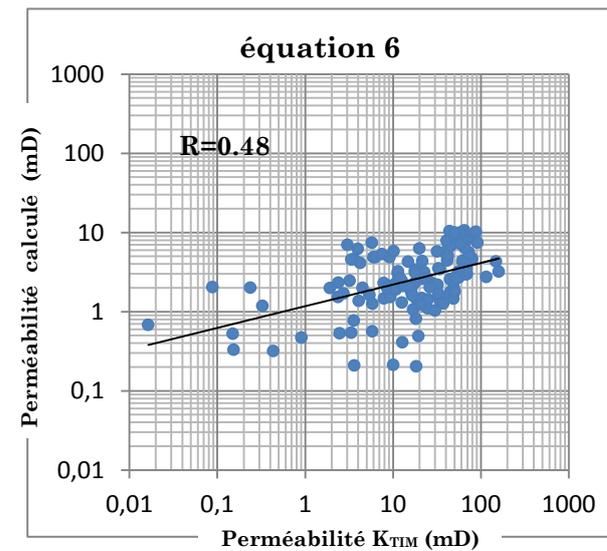
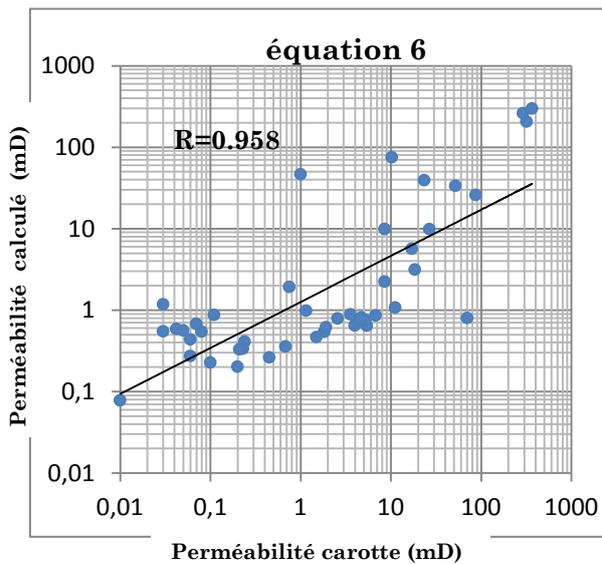
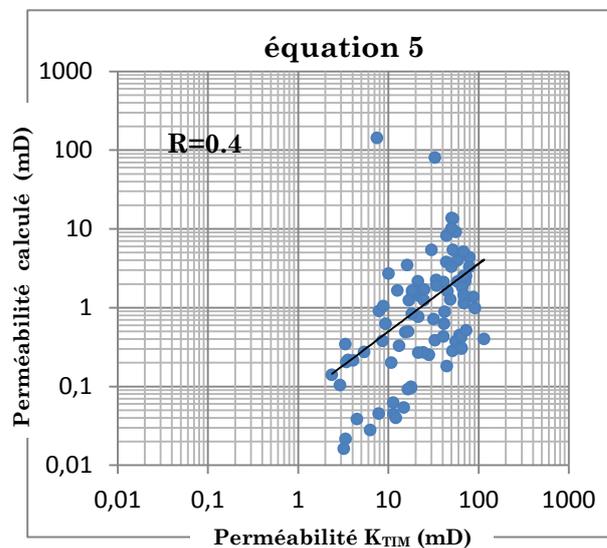
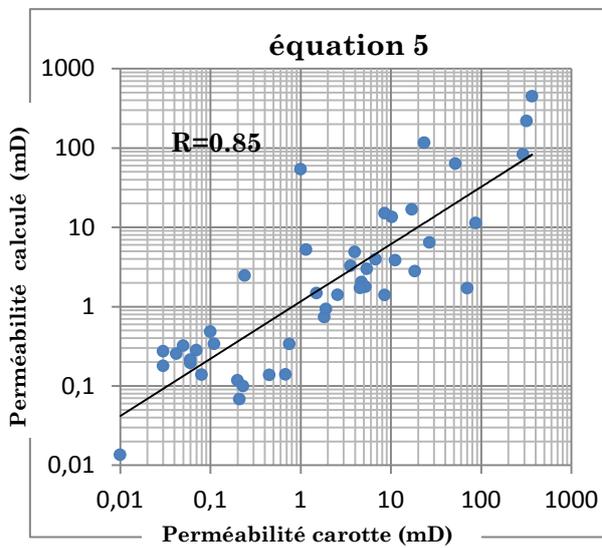
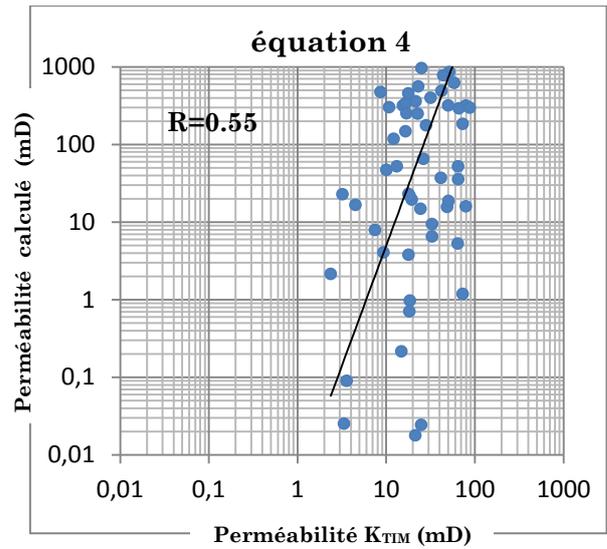
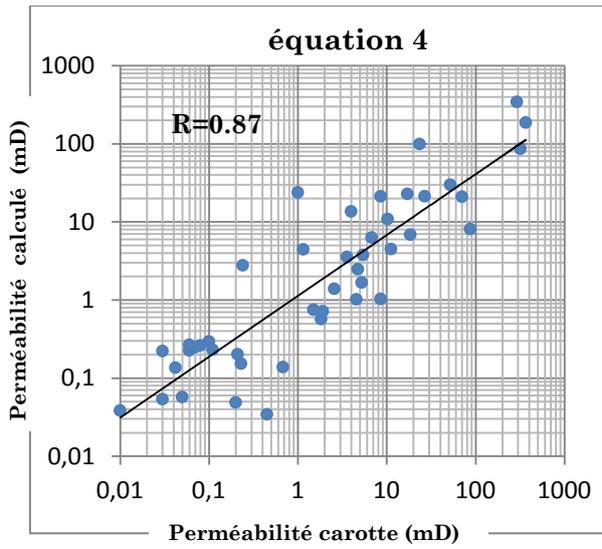
End.

```

Annexe 9 : Equation de la régression linéaire multiple

équations	Equation de régression linéaire multiple	Puits « A »	Puits « B »	
		R	R	écart type
1	$\text{Log (K)} = -1,08 + 4,54 \cdot \text{NR}_t - 4,37 \cdot \text{NRhob} + 6,94 \cdot \text{NPhi}$.	0,88	0,61	87,83
2	$\text{Log (K)} = 55,92 - 64,69 \cdot \text{Log(Rhob)} + 0,65 \cdot \text{Log(R}_t) + 0,59 \cdot \text{Log(GR)}$	0,96	0,63	155,72
3	$\text{Log (K)} = 0,78 - 4,64 \cdot \text{ND}_t - 3,90 \cdot \text{NGR} + 3,55 \cdot \text{R}_t - 3,01 \cdot \text{NRhob} - 2,37 \cdot \text{NPef} + 11,80 \cdot \text{NPhi}$	0,81	0,54	311,53
4	$\text{Log (K)} = 19,08 - 2,22 \cdot \text{ND}_t - 3,02 \cdot \text{NGR} + 0,82 \cdot \text{NR}_t - 26,02 \cdot \text{NRhob} - 2,55 \cdot \text{NPef} - 7,63 \cdot \text{NPhi} - 12,65 \cdot \text{NS}_w + 20,48 \cdot \text{NV}_{sh}$	0,87	0,55	652,68
5	$\text{Log (K)} = 28,94 + 0,05 \cdot \text{R}_t - 9,35 \cdot \text{Rhob} + 53,39 \cdot \text{Phi} - 1,48 \cdot \text{Pef} - 0,14 \cdot \text{Dt} - 0,04 \cdot \text{GR}$	0,85	0,4	17,49
6	$\text{Log (K)} = 39,14 + 5,29 \cdot \text{Phi} - 16,25 \cdot \text{Rhob}$	0,958	0,48	35,28

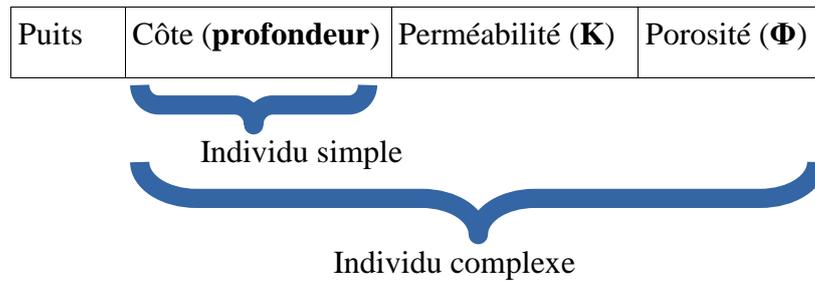




Annexe 10 : Evaluation statistique

Individu de la population:

- individu simple : unidimensional.
- Individu complexe: polydimensional.



Représentation des populations regroupées :

I. Tableau :

Afin de faciliter les calculs généralement on classe la population dans un tableau, cette représentation est appelé population regroupée

Les étapes :

1. classement croissant des individus ;
2. le nombre de groupe:

$$N = 1 + 3.322 \text{ Log } (J)$$

N: nombre de groupe

J: volume de la population (nombre d'individu).

3. largeur du groupe:

$$d = \frac{h_{max} - h_{min}}{N} = \frac{E}{N}$$

E: étendus de la population

4. la fréquence :

$$f_j = \frac{n_j}{J} = \frac{\text{effectif}}{\text{effectif total}}$$

$$J = \sum n_j$$

$$\sum f_i = 1$$

II. Histogramme:

II-1. Histogramme cumulé en avant

La valeur de la différence entre les deux valeurs est en ordre croissant.

II-2. Histogramme cumulé en arrière :

La valeur de la différence entre les deux valeurs est en ordre décroissant.

III. Caractéristique quantitative des populations :

III-1. Paramètre caractérisant le volume de la population :

1. La taille (le volume) :

$$J = \sum n_j$$

2. nombre de groupe:

$$N = 1 + 3.322 \text{ Log } (J)$$

III-2. Paramètre caractérisant la position du centre des populations:

1. Moyenne des limites ;
2. Esperance mathématique ;
3. Moyenne des degrés ;
4. La médiane ;
5. le mode ;

1. moyenne des limites :

$$C = \frac{h_{max} - h_{min}}{2}$$

2. espérance mathématique :

• Simple :

$$\bar{h} = \frac{1}{J} \sum_{i=1}^J h_i$$

• regroupée :

$$\bar{h} = \sum_{j=1}^N f_j \bar{h}_j$$

\bar{h}_j : Moyenne de la population

3. moyenne de degré :

• Simple :

$$\bar{h}_d = \sqrt[k]{\frac{1}{J} \sum_{i=1}^J h_i^k}$$

• regroupé :

$$\bar{h}_d = \sqrt[k]{\sum f_i h_j^k}$$

$k = -1 \rightarrow$ moyenne harmonique ;

$k = 0 \rightarrow$ moyenne géométrique ;

$k = 1 \rightarrow$ moyenne arithmétique ;

$k = 2 \rightarrow$ moyenne quadratique ;

$k = 3 \rightarrow$ moyenne cubique.

moyenne harmonique :

- Simple :

$$\bar{h}_h = \frac{J}{\sum \frac{1}{h_i}}$$

- regroupé :

$$\bar{h}_h = \frac{1}{\frac{\sum f_j}{\sum h_j}}$$

moyenne géométrique :

- Simple :

$$\bar{h}_g = \sqrt[J]{\prod h_i}$$

- regroupé :

$$\bar{h}_g = \sqrt[J]{\prod_{i=1}^H \bar{h}_i^{f_j}}$$

moyenne arithmétique "espérance mathématique" :

- Simple :

$$\bar{h}_a = \frac{\sum h_i}{J}$$

- regroupé :

$$\bar{h}_a = \frac{\sum_{i=1}^J f_j h_j}{J}$$

moyenne quadratique

- Simple :

$$\bar{h}_q = \sqrt{\frac{\sum h_i^2}{J}}$$

- regroupé :

$$\bar{h}_q = \sqrt{\frac{\sum f_i h_i^2}{\sum f_i}}$$

moyenne cubique :

- Simple :

$$\bar{h}_c = \sqrt[3]{\frac{\sum h_i^3}{J}}$$

- regroupé :

$$\bar{h}_c = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^J f_i h_i^3}{\sum f_i}}$$

$$\bar{h}_h < \bar{h}_g < \bar{h}_a < \bar{h}_q < \bar{h}_c$$

4. la médiane : représente la valeur centrale de la population

- Simple :

1. J impair : $\text{Me} = \text{le milieu}$

2. j pair : $\text{Me} = \frac{Me_{m1} + Me_{m2}}{2}$

- regroupée : $\text{Me} = h_{\min} + \frac{d(\frac{J}{2} - S_n)}{M_{Me}}$

- h_{\min} : de l'intervalle de la médiane ;
- d : étendue ;
- J : volume ;
- S_n : somme de l'effective qui se trouve avant l'intervalle de la médiane ;
- M_{Me} : effectif de l'intervalle de la médiane.

Si l'histogramme est symétrique : $\text{Me} = \bar{h}$

5. Le mode :

- Simple : La valeur qui se répète le plus souvent
- Regroupée : $\text{Mo} = 3\text{Me} - 2\bar{h}$

III-3. Paramètre caractérisent la variance de la population :

- **Étendue :** $E = h_{\max} - h_{\min}$

- **La dispersion (variance) :**

- Simple : $\sigma^2 = \frac{1}{j} \sum (h_i - \bar{h})^2$

- regroupé : $\sigma^2 = \sum f_i (h_i - \bar{h})^2$

- **écart type :** $\mathbf{b} = \sqrt{\sigma^2}$

- **écart moyenne :** se définit comme étant égal à la moyenne des valeurs absolues des différences entre les observations et leur moyenne :

$$e_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |h_i - \bar{h}|$$

III-4. Paramètre caractérisent la corrélation :

- **Le coefficient de corrélation :** Les coefficients de corrélation (**R**) permettent de donner une mesure synthétique de l'intensité de la relation entre deux caractères et de son sens.

$$R = \frac{\sum(h_1 - \bar{h}_1)(h_2 - \bar{h}_2)}{\sqrt{\sum(h_1 - \bar{h}_1)^2 \sum(h_2 - \bar{h}_2)^2}}$$

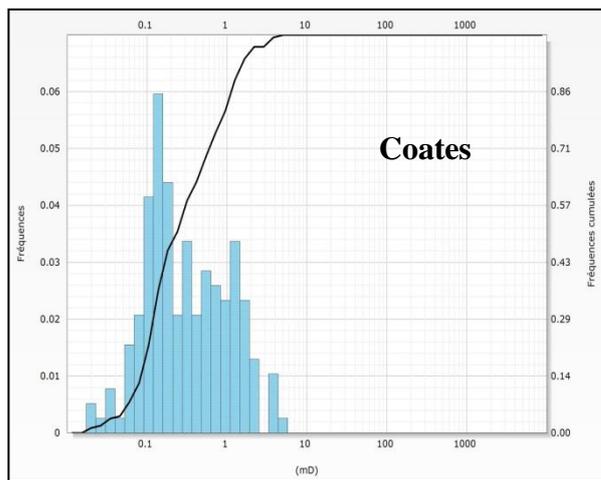
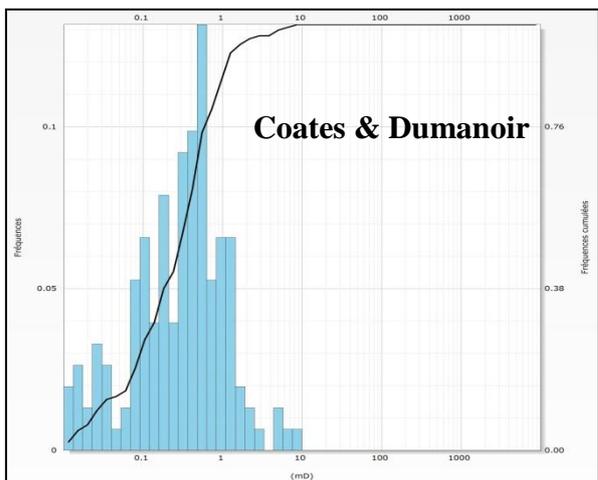
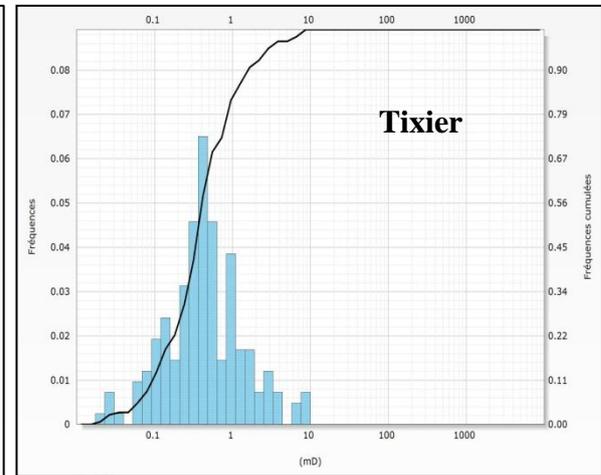
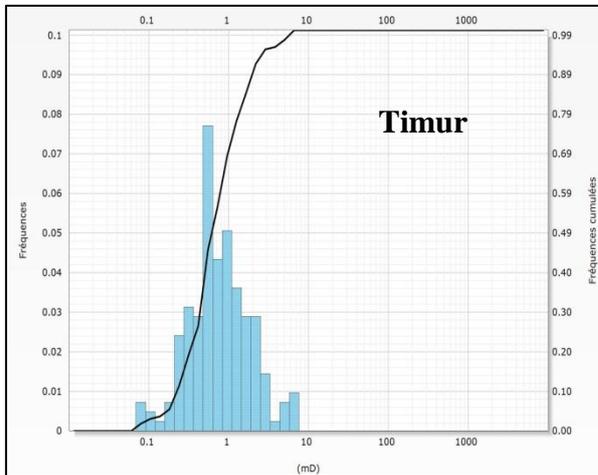
- **Le coefficient de détermination :** Le coefficient de détermination (**R²**) est un indicateur qui permet de juger la qualité d'une régression linéaire, simple ou multiple. D'une valeur comprise entre 0 et 1, il mesure l'adéquation entre le modèle et les données observées.

$$R^2 = \sqrt{R}$$

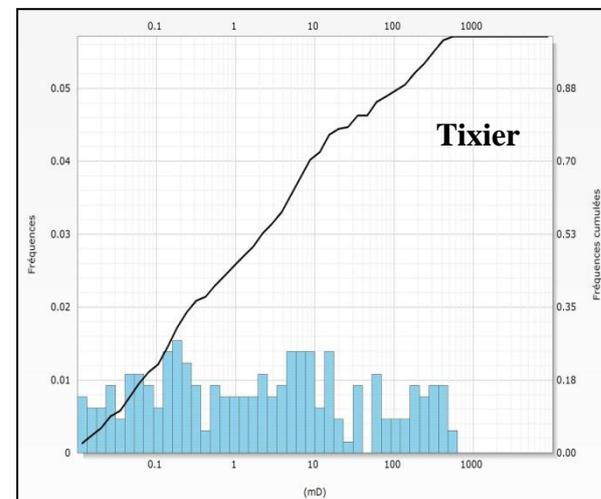
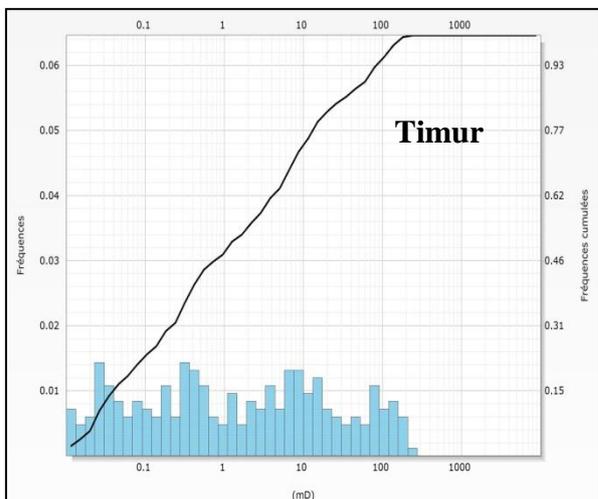
Annexe 11 : Histogramme de l'évaluation statistique

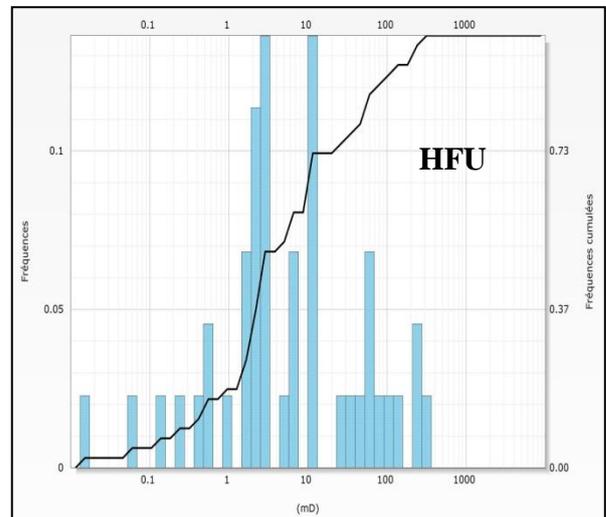
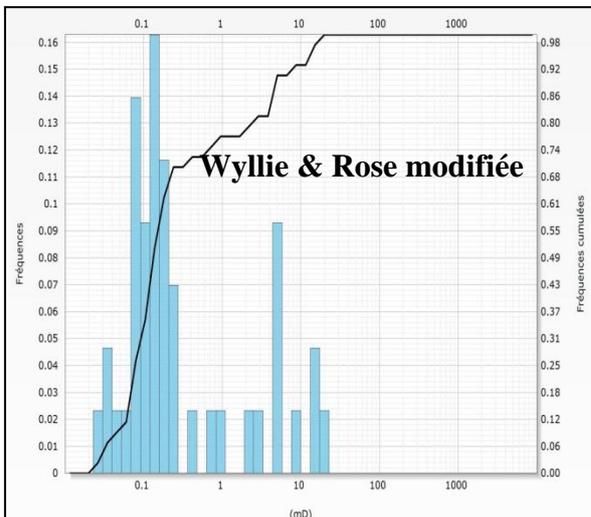
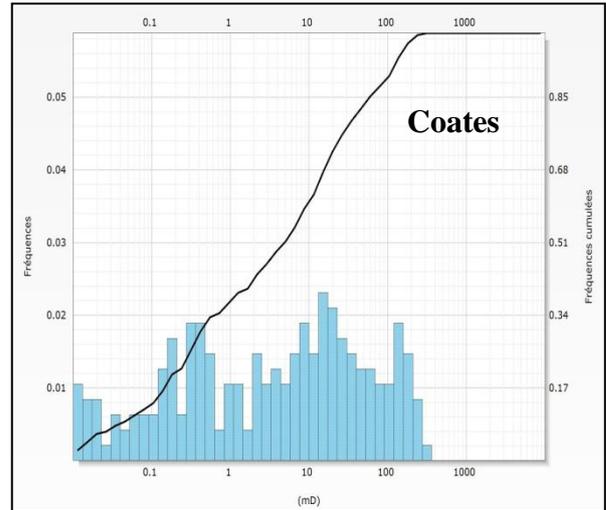
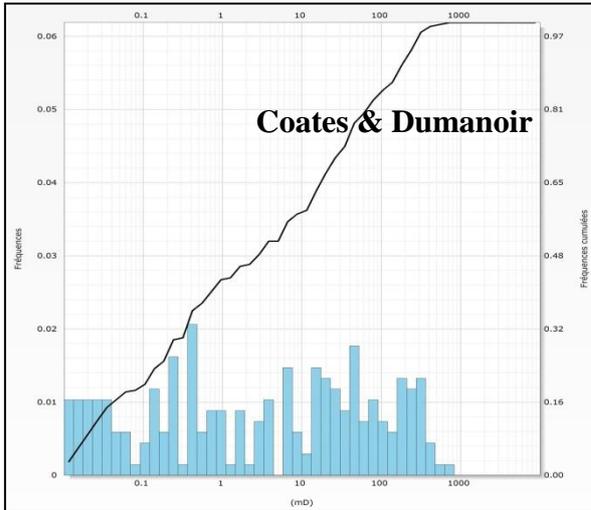
❖ Puits « A » :

• Réservoir TAGI :



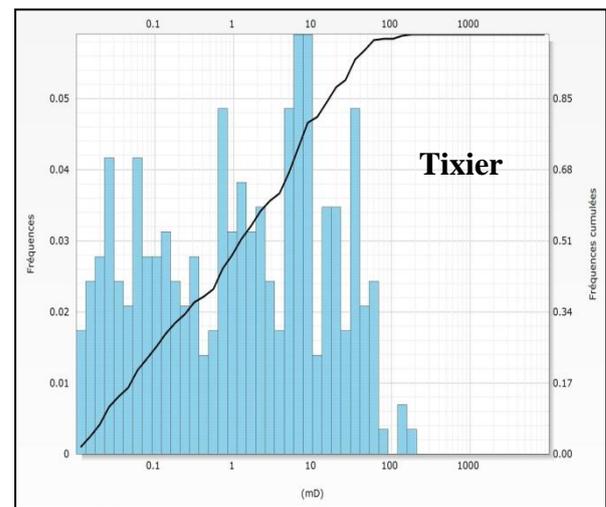
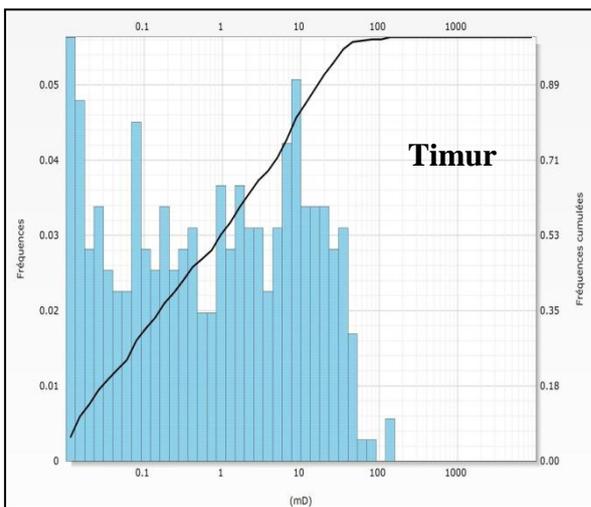
• Réservoir Siegenien :



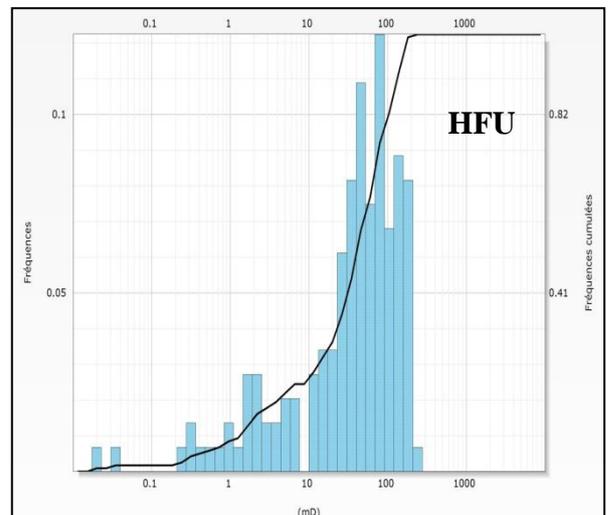
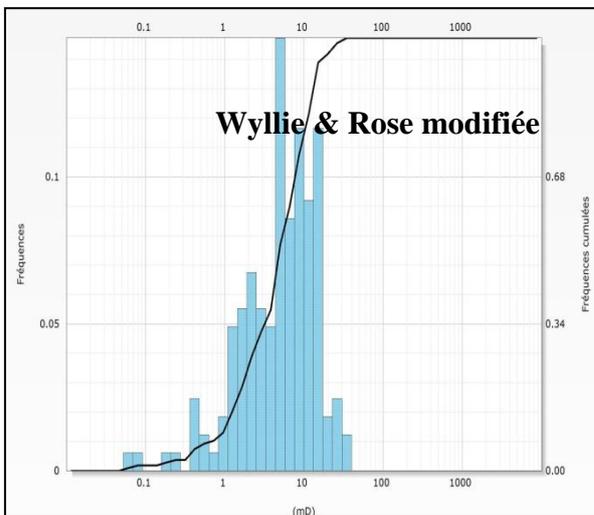
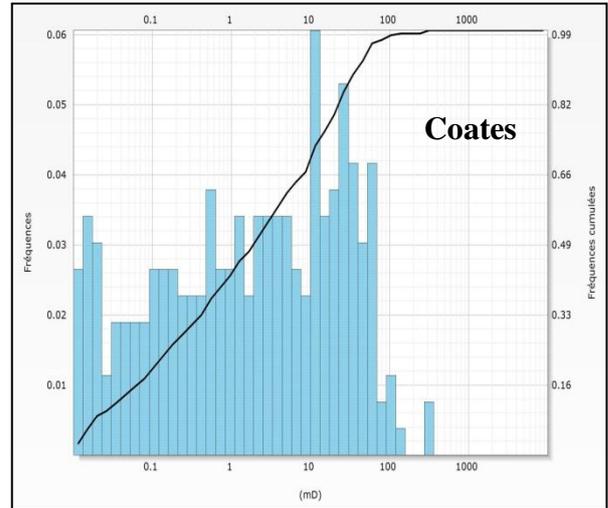
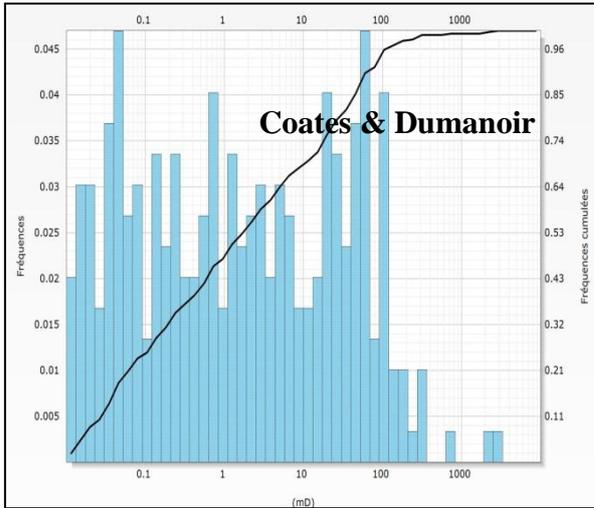


❖ Puits « B » :

● Réservoir Siegenien :



Annexe 11 : Histogramme de l'évaluation statistique



Abstract :

Rock-formation permeability is one important flow parameter associated with subsurface production and injection. Its importance is reflected by the number of available techniques used to estimate: core, Logs, nuclear magnetic resonance (NMR), wireline formation tester (WFT), linear regression and drill stem test (DST). These sources are different in many aspects: the type of permeability they measure, e.g. absolute or effective, the scale of measurement in the vertical and the lateral directions and the degree of inconvenience caused by the data acquisition process in terms of operational constraints, costs, safety issues, etc.

Much effort has been invested by the industry to be able to use the most cost effective tools, NMR and WFT, for permeability measurement as substitute for the less convenient ones: core and DST. Results of these efforts are still mostly qualitative.

This thesis reviews the different sources of permeability and their limitations using field data from, an oil bearing, clastic reservoir that included core, conventional logs, NMR, WFT and DST. All these data were analyzed and interpreted for permeability evaluation. The objective of the study was to find the most reliable model to estimate permeability in our reservoir and the possibility to create a direct equation that connects the logs responses and permeability.

Keywords: Permeability, Core, Logs, NMR, WFT, linear regression, DST.