

République algérienne démocratique et populaire
Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche scientifique



Université Kasdi Merbah – Ouargla
Faculté des Hydrocarbures, des Énergies renouvelables et des Sciences de
la Terre et de l'Univers

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Spécialité : Géologie pétrolière

Mémoire de Master LMD

Thème

Estimation de la perméabilité d'un réservoir à l'aide de
l'indicateur de zone d'écoulement (FZI), de la saturation
en eau et de la porosité.

Présenté par :

HADJI Ouassim
LAZOUL Mohammed Ali

Date de soutenance : 11/06/2026

Jury de soutenance :

Dr. ZIOUIT Khaldia	Présidente	UKM Ouargla
Dr. DRAOUI Abdelmalek	Examineur	UKM Ouargla
Dr. ROBEI Sarra	Encadrante	UKM Ouargla

Année universitaire : 2025/2026



Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

À mes très chers parents, en témoignage de leur patience, de leurs sacrifices continus, ainsi que pour leur soutien moral et leurs encouragements constants tout au long de mon parcours académique.

À ma famille, pour leur soutien constant et leur confiance.

À mes enseignants, pour la qualité de leur formation et leurs précieux conseils.

À tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire.



Remerciements

J'exprime ma profonde gratitude à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

Je tiens tout particulièrement à remercier chaleureusement ma directrice de mémoire et à lui exprimer ma profonde gratitude, la docteure ROBEI Sarra, pour ses conseils précieux, son suivi rigoureux et son soutien constant tout au long de la préparation de ce mémoire.

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements à Monsieur BENOUALI Marouen, Chef Projet Réalisation et Coord. O.P à la Direction des Opérations d'Exploration de Hassi Messaoud, pour son excellent encadrement durant mon stage, sa disponibilité et ses précieux conseils, qui ont grandement contribué à l'aboutissement de ce mémoire.

Je tiens également à remercier la société Sonatrach, et plus précisément le Département de Géologie, pour avoir fourni les ressources et le soutien qui ont permis de collecter les données durant le stage.

Je remercie ma famille et mes collègues pour leurs encouragements et leur soutien constants durant ce travail.

Enfin, j'exprime ma gratitude à toute personne ou institution ayant contribué, directement ou indirectement, à la réalisation de ce mémoire.

Résumé

Cette étude vise à prédire avec précision la perméabilité en s'appuyant sur la méthodologie FZI-SWPHI afin de corréliser l'indicateur de zone d'écoulement à la porosité et à la saturation en eau. Le réservoir Silurien argilo-gréseux du champ de Bir Berkine a été retenu comme étude de cas. Le travail pratique a consisté à traiter les données de diagraphies brutes à l'aide du logiciel Techlog, ainsi qu'à subdiviser le réservoir en unités d'écoulement hydraulique (HFU) distinctes. Ce travail s'est déroulé dans des conditions géologiques complexes, caractérisées par une forte hétérogénéité due aux nombreuses interstratifications argileuses et à la variation abrupte des propriétés pétrophysiques avec la profondeur. Cet effort a abouti à l'établissement d'équations spécifiques présentant une excellente concordance avec les valeurs de perméabilité mesurées sur carottes. Ces équations peuvent ainsi être généralisées pour prédire avec précision la perméabilité des puits non carottés à partir des seules données de diagraphies.

Mots-clés : Perméabilité, méthode FZI-SWPHI, champ de Bir Berkine, réservoir Silurien argilo-gréseux, logiciel Techlog, carottes, diagraphies.

Abstract

This study aims to accurately predict permeability using the FZI-SWPHI methodology by correlating the Flow Zone Index (FZI) with porosity and water saturation. The Silurian argillaceous sandstone reservoir of the Bir Berkine field was selected as the case study. The practical work involved processing raw well log data using the Techlog software and subdividing the reservoir into distinct Hydraulic Flow Units (HFUs). The study was conducted under complex geological conditions characterized by pronounced heterogeneity resulting from numerous shale interbeds and abrupt variations in petrophysical properties with depth. This work led to the development of specific equations that showed excellent agreement with core-measured permeability values. These equations can therefore be generalized to accurately predict the permeability of uncored wells using only well log data.

Keywords: Permeability, FZI-SWPHI method, Bir Berkine field, Silurian argillaceous sandstone reservoir, Techlog software, core data, well logs.

المخلص

تهدف هذه الدراسة إلى التنبؤ الدقيق بالنفاذية بالاعتماد على منهجية FZI-SWPHI لربط مؤشر منطقة التدفق بالمسامية والتشبع بالماء، حيث اتخذ خزان السيلوري الطيني الرملي في حقل بير بركين دراسة حالة. وقد تضمن الجانب التطبيقي معالجة بيانات التسجيلات البئرية الخام باستخدام برنامج Techlog، إلى جانب تقسيم الخزان إلى وحدات تدفق هيدروليكية (HFU) متميزة. وأنجز هذا العمل في ظروف جيولوجية معقدة اتسمت بعدم تجانس شديد ناتج عن التداخلات الكثيفة للطبقات الطينية والتغير المفاجئ في الخصائص البتروفيزيائية مع العمق. وقد أسفر هذا العمل عن اشتقاق معادلات فرعية حققت توافقاً عالياً مع قيم النفاذية المقاسة على العينات اللبية، مما يتيح تعميم هذه المعادلات للتنبؤ بنفاذية الآبار غير المكورة بدقة عالية بالاعتماد على بيانات التسجيلات البئرية فقط.

الكلمات المفتاحية: النفاذية، طريقة FZI-SWPHI، حقل بير بركين، الخزان السيلوري الطيني الرملي، برنامج Techlog، العينات اللبية، تسجيلات الآبار.

Table des matières

<i>Dédicace</i>	i
Remerciements.....	ii
Résumé.....	iii
Abstract.....	iii
المخلص	iii
Table des matières.....	iv
Liste des figures	vii
Liste des tableaux.....	viii
Liste des symboles	ix
Introduction générale	1
Chapitre 1 Présentation géologique du bassin de Berkine	3
Introduction.....	4
1. Situation géographique du bassin de Berkine	4
1.1. Localisation du bassin en Algérie	4
1.2. Limites géographiques du bassin	5
2. Carte géologique et cadre structural.....	5
2.1. Présentation de la carte géologique du bassin.....	6
2.2. Cadre structural	6
3. Historique du champ de Bir Berkine.....	7
3.1. Découvertes majeures	7
3.2. Phases d'exploration et de développement.....	8
3.3. Activité de forage.....	8
3.4. Caractéristiques et productivité des réservoirs.....	8
4. Caractéristiques géologiques du réservoir Silurien Argilo-Gréseux.....	8
5. Système pétrolier	10
5.1. Roche mère	10
5.2. Roche réservoir	11
5.3. Roche de couverture.....	13
5.4. Pièges pétroliers	14
Conclusion	15
Chapitre 2 Méthodes d'estimation des propriétés pétrophysiques du réservoir	16
Introduction.....	17
1. Les paramètres pétrophysiques	17
1.1. Porosité	17
1.2. Perméabilité	18

1.3. Saturation	18
2. Méthodes de détermination des paramètres pétrophysiques	19
2.1. Diagraphies	19
2.2. Analyse des carottes.....	22
2.3. Méthodes de prédiction de la perméabilité par corrélation diagraphies–carottes	25
3. Limites des méthodes conventionnelles et introduction à l'approche FZI	27
3.1. Insuffisances des méthodes traditionnelles	27
3.2. L'approche des unités hydrauliques et l'indicateur FZI.....	28
Conclusion	29
Chapitre 3 Présentation de la méthode FZI-SWPHI et de la régression non linéaire	30
Introduction.....	31
1. L'approche FZI (Flow Zone Indicator)	31
1.1. Paramètres fondamentaux du FZI	31
1.2. Relation entre FZI et perméabilité	33
2. La méthode FZI-SWPHI.....	34
2.1. Principe de la méthode	34
2.2. Relation entre le FZI et ($1 / Sw_{irr} \phi_e$).....	34
2.3. Équation finale de perméabilité	35
2.4. Procédure de la méthode FZI-SWPHI	36
3. Utilisation du logiciel Techlog pour la préparation des données	37
3.1. Rôle du logiciel Techlog dans l'étude	38
3.2. Explication de l'interface du logiciel.....	38
4. Optimisation par régression non linéaire	39
4.1. Types de modèles de régression.....	39
4.2. Évaluation de la qualité du coefficient de détermination.....	40
5. Utilisation du logiciel SPSS dans l'analyse statistique.....	41
5.1. Principales fonctionnalités pour l'analyse de régression.....	41
5.2. Application dans l'étude des réservoirs.....	42
Conclusion	44
Chapitre 4 Estimation de la perméabilité par la méthode FZI-SWPHI.....	45
Introduction.....	46
1. Préparation des données diagraphies	46
1.1. Calcul du volume de schiste.....	46
1.2. Calcul des porosités totale et efficace	49
1.3. Calcul de la saturation en eau	51
1.4. Estimation de la saturation en eau irréductible	52

2. Application de la méthode FZI-SWPHI.....	55
2.1. Corrélation des données (carottes–diagraphies).....	55
2.2. Calcul des valeurs du FZI, de ($1 / Swirr \phi e$) et de leurs pourcentages.....	56
2.3. Extraction des équations	56
2.4. Validation des équations de perméabilité	60
Conclusion	64
Conclusion générale.....	65
Références bibliographiques	67

Liste des figures

Figure 1 : Carte de situation géographique du bassin de Berkine.....	4
Figure 2 : Plan de position des blocs Y1 et Y2.....	5
Figure 3 : Coupe géologique du bassin de Berkine.....	6
Figure 4 : Inline sismique 5570 montrant les unités d'exploration	7
Figure 5 : Colonne lithostratigraphique du bassin de Berkine	9
Figure 6 : Unités stratigraphiques du réservoir SAG.....	9
Figure 7 : Maturité de la roche mère Silurienne	11
Figure 8 : Principe de fonctionnement de l’outil Gamma Ray	20
Figure 9 : Principe de fonctionnement de l’outil Neutron–Densité	21
Figure 10 : Système de mesure des carottes CMS-300.....	24
Figure 11 : Dispersion de la relation entre la perméabilité et la porosité des données de carottes	28
Figure 12 : Interface principale du logiciel Techlog.....	37
Figure 13 : Vue d'ensemble de l'interface principale et de ses composantes	39
Figure 14 : Interface principale du logiciel SPSS et base de données utilisée.....	41
Figure 15 : Chemin d'accès à l'analyse de régression linéaire sous SPSS	42
Figure 16 : Corrélation entre la perméabilité de carotte et la perméabilité calculée.....	43
Figure 17 : Méthode d'accès au calcul du volume de schiste.....	46
Figure 18 : Extraction des valeurs Matrix et Shale à partir de l'histogramme.....	47
Figure 19 : Extraction des valeurs Matrix et Shale des logs Neutron–Density.....	48
Figure 20 : Méthode d'accès au calcul des porosités totale et efficace	49
Figure 21 : Introduire les variables (Neutron, Densité et Volume de schiste).....	49
Figure 22 : Détermination des valeurs des variables (Neutron, Densité et Densité fluid).....	50
Figure 23 : Méthode d'accès au calcul de la saturation	52
Figure 24 : Paramétrage de la fenêtre Estimation de courbe	53
Figure 25 : Ajustement du modèle inverse entre la saturation et la porosité efficace (Puits X1)	53
Figure 26 : Ajustement du modèle inverse entre la saturation et la porosité efficace (Puits X4)	54
Figure 27 : Lithologie et description de la carotte n°03, Puits X1	55
Figure 28 : Percentiles du FZI et de $1 / Swirr \phi_e$	56
Figure 29 : FZI en fonction de $1 / Swirr \phi_e$, puits X1.....	57
Figure 30 : FZI en fonction de $1 / Swirr \phi_e$, puits X4.....	57
Figure 31 : FZI et $R / Swirr \phi_e$ en fonction de la profondeur.....	58
Figure 32 : Préparation des données de profondeur et des perméabilités sous Excel.....	61
Figure 33 : Paramétrage de la fenêtre "Data Import Wizard"	62
Figure 34 : Comparaison des variables de perméabilité dans Techlog (puits X1).....	63
Figure 35 : Comparaison des variables de perméabilité dans Techlog (puits X2).....	64

Liste des tableaux

Tableau 1 : Caractéristiques pétrophysiques des réservoirs de la région de Bir Berkine	12
Tableau 2 : Grille de qualité de la porosité (en %)	17
Tableau 3 : Grille d'évaluation de la perméabilité (mD).....	18
Tableau 4 : Conditions d'application des modèles classiques d'estimation de la perméabilité	27
Tableau 5 : Types de modèles de régression pour le FZI	40
Tableau 6 : Résultats de la régression non linéaire des puits étudiés.....	57
Tableau 7 : Zonation du puits X1.....	60
Tableau 8 : Coefficients de corrélation entre FZI et $1 / Swirr \phi_e$ dans le puits X1.....	60
Tableau 9 : Comparaison des perméabilités carotte et estimées (FZI-SWPHI diagraphies) puits X1..	60
Tableau 10 : Corrélations entre les zones des puits X1 et X2.....	63
Tableau 11 : Comparaison des perméabilités carotte et estimées (FZI-SWPHI diagraphies) puits X2	63

Liste des symboles

- | | |
|--|---|
| 1. ϕ : Porosité | 21. K : Perméabilité (darcy) |
| 2. S_w : Saturation en eau | 22. V_t : Volume total |
| 3. GR_{log} : Valeur Gamma Ray mesurée | 23. ϕ_s : Porosité sonique |
| 4. V_s : Volume solide | 24. V_w : Volume d'eau |
| 5. dP : Gradient de pression (atm) | 25. R_t : Résistivité vraie de la formation |
| 6. R_w : Résistivité de l'eau | 26. F : Facteur de formation |
| 7. GR_{max} : Gamma Ray maximum | 27. τ : Tortuosité |
| 8. GR_{min} : Gamma Ray minimum | 28. GR : Gamma Ray |
| 9. V_{sh} : Volume de schiste | 29. $RHOB$: Densité volumique |
| 10. ρ_{ma} : Densité de matrice | 30. R_{ti} : Résistivité vraie corrigée |
| 11. μ : Viscosité dynamique du fluide (cp) | 31. V_p : Volume poreux |
| 12. Δt : Temps de transit sonique ($\mu s/ft$) | 32. F_s : Facteur de forme |
| 13. n : Exposant de saturation | 33. ϕ_z : Indice de porosité normalisé |
| 14. S_{gv} : Surface spécifique par unité de volume granulaire (μm^2) | 34. A_1 : Constante de Kozeny |
| 15. S_{wirr} : Saturation irréductible en eau | 35. ρ_f : Densité du fluide |
| 16. m : Exposant de cimentation | 36. $NPHI$: Porosité neutronique |
| 17. A : Aire de section | 37. FZI : Indice de zone d'écoulement |
| 18. a : Facteur de tortuosité (Archie) | 38. S : Surface spécifique par unité de volume brut |
| 19. DRT : Types de roche discrets | 39. ϕ_e : Porosité efficace |
| 20. ρ_h : Densité des hydrocarbures | 40. RQI : Indice de qualité du réservoir |

Introduction générale

Le pétrole constitue depuis plus d'un siècle l'une des principales sources d'énergie à l'échelle mondiale. Il joue un rôle déterminant dans l'économie mondiale, l'industrie ainsi que la production d'électricité. L'industrie pétrolière se caractérise par une grande complexité en raison de l'interaction de nombreux facteurs géologiques et techniques qui influencent la découverte, l'exploitation et la gestion des ressources en hydrocarbures. La compréhension de la nature des réservoirs pétroliers, la localisation précise des gisements ainsi que l'évaluation de leurs propriétés pétrophysiques et géologiques représentent des étapes essentielles pour garantir une exploitation efficace et durable des ressources. Cette évaluation est rendue plus complexe par l'hétérogénéité intrinsèque des réservoirs ainsi que par les modifications diagénétiques survenues au cours du temps géologique, lesquelles contrôlent étroitement les propriétés du réservoir et les mécanismes d'écoulement et d'accumulation des fluides (Benzagouta, 2015).

À l'échelle nationale, l'Algérie figure parmi les pays les plus riches en ressources hydrocarbonées. Le pétrole et le gaz naturel constituent les piliers de son économie et représentent une part importante de ses exportations. Les champs pétroliers algériens sont répartis dans plusieurs bassins sédimentaires présentant chacun des caractéristiques géologiques et pétrophysiques spécifiques liées à leur évolution tectono-stratigraphique. Cette diversité géologique nécessite la réalisation d'études détaillées et l'application de méthodes d'analyse avancées afin de caractériser avec précision les propriétés des réservoirs, notamment leur porosité, leur perméabilité et leur degré d'hétérogénéité. Ces paramètres constituent des éléments fondamentaux pour la planification du développement des champs pétroliers et l'optimisation de leur production à long terme.

Le bassin de Berkine est l'un des plus importants bassins pétroliers d'Algérie. Il comprend plusieurs zones d'exploration stratégiques, désignées dans cette étude par les codes Y1 et Y2 afin de préserver la confidentialité des données (Sonatrach, 2016). Les opérations d'exploration ciblent principalement des unités géologiques clés, notamment la formation du Silurien argilo-gréseux (SAG), et plus particulièrement les unités « A » et « M ». Ces unités se caractérisent par des propriétés pétrophysiques spécifiques qui influencent directement la qualité du réservoir, notamment sa porosité et sa perméabilité. Ces couches constituent les principaux horizons réservoirs étudiés dans cette région.

Dans le cadre de cette étude approfondie, les données diagraphiques et techniques de cinq puits appartenant au même champ pétrolier ont été rigoureusement sélectionnées afin d'assurer la cohérence et l'homogénéité des interprétations géologiques. Pour des raisons de confidentialité, les noms des puits ont été codifiés par la lettre « X », donnant ainsi les appellations X1, X2, X3, X4 et X5. Par ailleurs, les conditions d'exploitation sont marquées par des profondeurs de forage importantes, atteignant près de 4 800 mètres, ce qui exige une grande précision dans l'évaluation des propriétés pétrophysiques des roches réservoirs (Sonatrach, 2016).

La méthodologie adoptée dans cette étude repose sur l'exploitation de la relation entre l'indicateur de zone d'écoulement (Flow Zone Indicator, FZI), la porosité (ϕ) et la saturation en eau (S_w), à partir des données issues des diagraphies de puits. L'objectif principal est d'améliorer l'estimation indirecte de la perméabilité dans les réservoirs dépourvus de données de carottes, en utilisant le FZI comme outil pétrophysique permettant d'identifier les unités hydrauliques d'écoulement (Hydraulic Flow Units, HFU). Cette approche vise également à établir des corrélations fiables entre les paramètres pétrophysiques afin de prédire les propriétés des réservoirs dans les zones non forées ou mal caractérisées (**Desouky**, 2005 ; **Fazel Alavi**, 2014).

Ce mémoire est organisé en quatre chapitres successifs :

Chapitre 1 : Présentation géologique du bassin de Berkine

Chapitre 2 : Méthodes d'estimation des propriétés pétrophysiques du réservoir

Chapitre 3 : Présentation de la méthode FZI-SWPHI et de la régression non linéaire

Chapitre 4 : Estimation de la perméabilité par la méthode FZI-SWPHI

Chapitre 1

Présentation géologique du bassin de
Berkine

Introduction

Ce chapitre présente le cadre géologique général de la zone d'étude. Il expose les principales caractéristiques géographiques, structurales et stratigraphiques du bassin de Berkine, ainsi que les éléments géologiques qui contrôlent la formation et l'évolution des réservoirs d'hydrocarbures. Cette présentation constitue une base essentielle pour la compréhension des propriétés pétrophysiques du réservoir Silurien argilo-gréseux étudié dans ce mémoire. Elle permet également de situer le réservoir étudié dans son contexte géologique global et de mieux appréhender les facteurs influençant ses caractéristiques.

1. Situation géographique du bassin de Berkine

1.1. Localisation du bassin en Algérie

Le bassin de Berkine représente la partie algérienne du grand bassin intracratonique de Ghadamès, l'une des provinces pétrolières les plus prolifiques d'Afrique du Nord. Il est situé dans la partie orientale de la plate-forme saharienne, entre les latitudes 28° et 32° Nord et les longitudes 5° et 10° Est.

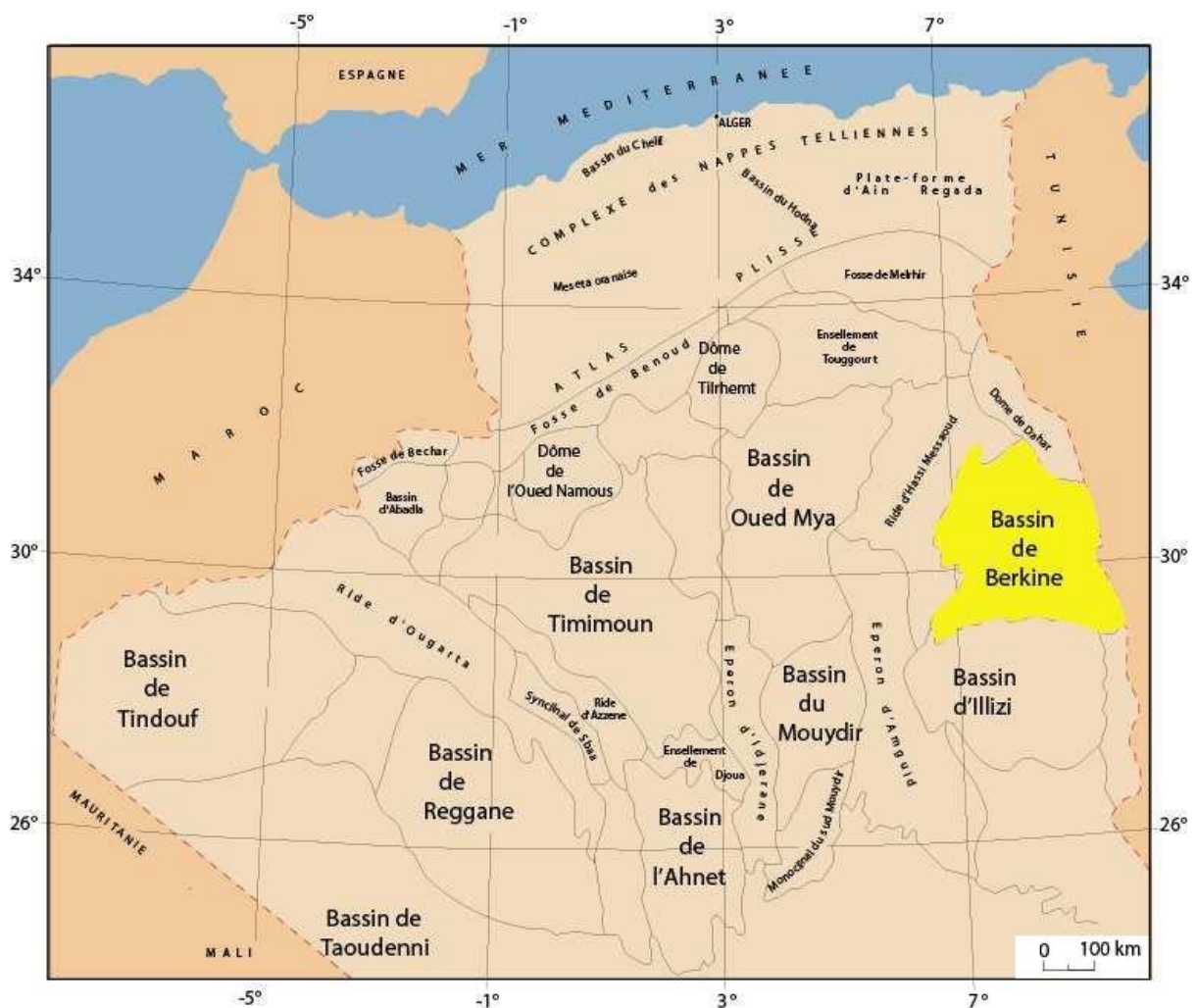


Figure 1 : Carte de situation géographique du bassin de Berkine (SONATRACH & Schlumberger, 2007)

1.2. Limites géographiques du bassin

Le bassin de Berkine est limité par les entités géologiques suivantes :

- Au sud : par le môle d'Ahara, qui le sépare du bassin d'Illizi.
- À l'ouest et au nord-ouest : par les môles d'Amguid El-Biod et de Hassi Messaoud.
- Au nord : par le môle de Dahar.
- À l'est : par les frontières tunisienne et libyenne.

D'une superficie d'environ 102 395 km², il est considéré comme l'un des bassins les plus importants et les plus productifs d'hydrocarbures en Algérie.

Zone d'étude

Notre zone d'étude concerne le champ de Bir Berkine, situé au sein du bassin de Berkine, comme présenté ci-dessous :

- La zone d'étude de ce mémoire se concentre plus précisément sur le périmètre de recherche de Bir Berkine, qui comprend les blocs Y1 et Y2 (Figure 2) :
- Le bloc Y1, où sont implantés les puits d'exploration X1, X2, X4 et X5, et le bloc Y2, où est implanté le puits d'exploration X3 (Sonatrach, 2016).

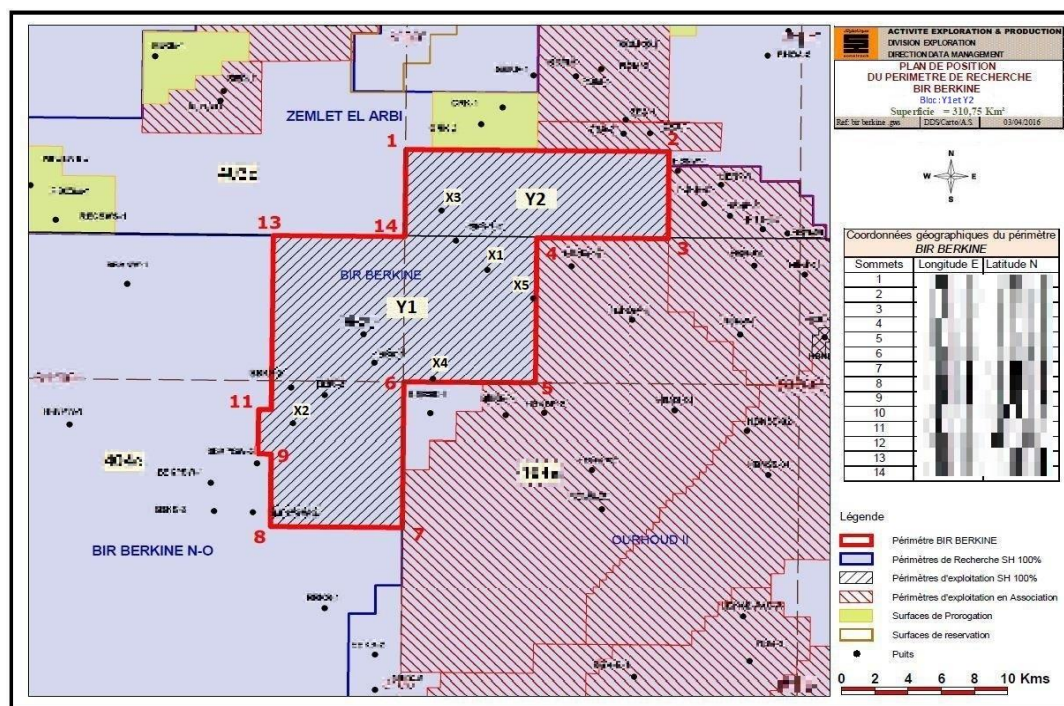


Figure 2 : Plan de position des blocs Y1 et Y2 (Sonatrach, 2016 ; modifiée par l'auteur)

2. Carte géologique et cadre structural

En raison de l'importante subsidence qui l'a affecté au cours de son évolution, le bassin de Berkine présente la série sédimentaire la plus complète, avec une épaisseur dépassant 6 000 m (Echikh, 1998). Cette série repose sur un socle cristallin d'âge précambrien (Klett, 2000).

2.1. Présentation de la carte géologique du bassin

L'agencement sédimentaire permet de comprendre la structure régionale. La Figure 3 présente les variations d'épaisseur et les principales discontinuités du bassin.

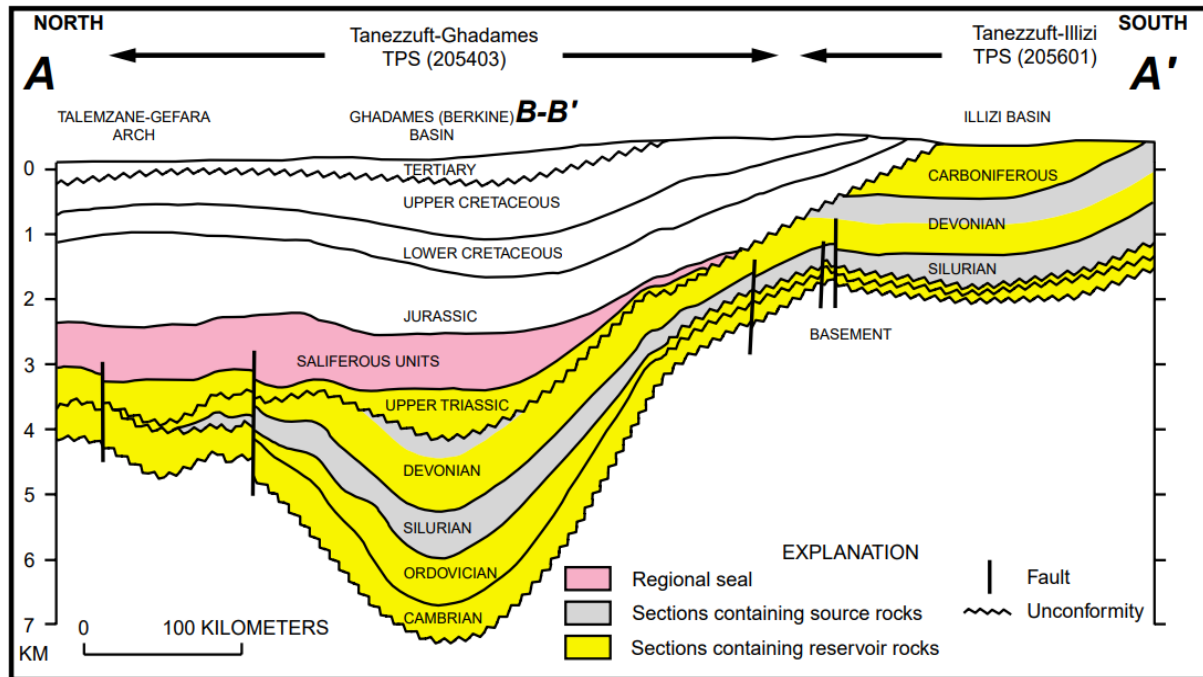


Figure 3 : Coupe géologique du bassin de Berkine (Klett, 2000)

La coupe géologique illustre la distribution des principales unités sédimentaires du Cambrien au Tertiaire, en mettant en évidence les contacts stratigraphiques ainsi que les variations d'épaisseur des différentes formations. Les formations paléozoïques (Silurien, Dévonien et Carbonifère) renferment d'importantes roches mères et des réservoirs potentiels d'hydrocarbures, tandis que les formations mésozoïques et cénozoïques constituent les principaux réservoirs ainsi que les niveaux de couverture. La figure met également en évidence les zones de discordance et les structures anticlinales, éléments essentiels à la compréhension des mécanismes de migration et d'accumulation des hydrocarbures.

2.2. Cadre structural

Le bassin de Berkine est caractérisé par plusieurs éléments tectoniques majeurs :

Fautes normales et inverses : elles compartimentent le bassin en blocs structuraux et contrôlent, sur l'étendue du bassin, la circulation des fluides ainsi que la migration des hydrocarbures (Gauthier et al., 1995).

Anticlinaux et synclinaux : ces structures plissées constituent les principaux pièges structuraux favorisant l'accumulation des hydrocarbures dans plusieurs champs pétroliers du bassin (Gauthier et al., 1995).

Discordances stratigraphiques : elles témoignent des différentes phases de soulèvement, d'érosion et de subsidence qui ont marqué l'évolution géologique du bassin. Ces structures

contrôlent la distribution, la qualité et la connectivité des réservoirs. Selon leur nature, elles agissent soit comme des voies de circulation pour les fluides, soit comme des barrières à la migration des hydrocarbures (Echikh, 1998 ; Galeazzi et al., 2010).

3. Historique du champ de Bir Berkine

Le bassin de Berkine constitue un pôle stratégique majeur pour l'exploration pétrolière en Algérie, attirant de nombreux partenaires internationaux en association avec Sonatrach (Sonatrach, 2012 ; 2014). Les campagnes intensives menées à Bir Berkine ont révélé un potentiel exceptionnel, matérialisé par des découvertes commerciales majeures dans les réservoirs du Silurien argilo-gréseux (SAG) et du Dévonien inférieur (Sonatrach, 2015 ; 2016).

3.1. Découvertes majeures

L'activité exploratoire intensive dans la région de Bir Berkine a débuté par le ciblage des réservoirs profonds. Le puits X1 a marqué un succès majeur en prouvant l'existence de gaz et de condensats dans le Silurien argilo-gréseux (SAG) comme un succès exploratoire majeur dans la région (Sonatrach, 2012). Les découvertes se sont poursuivies avec le puits X2, qui a confirmé l'extension du champ et sa productivité à partir des unités M2 et A1 (Sonatrach, 2012). Ces résultats positifs ont été consolidés par le puits X3 au niveau de l'unité A2, tandis que le puits X5 a mis en évidence une nouvelle accumulation dans le Siegénien (Sonatrach, 2013 ; 2014).

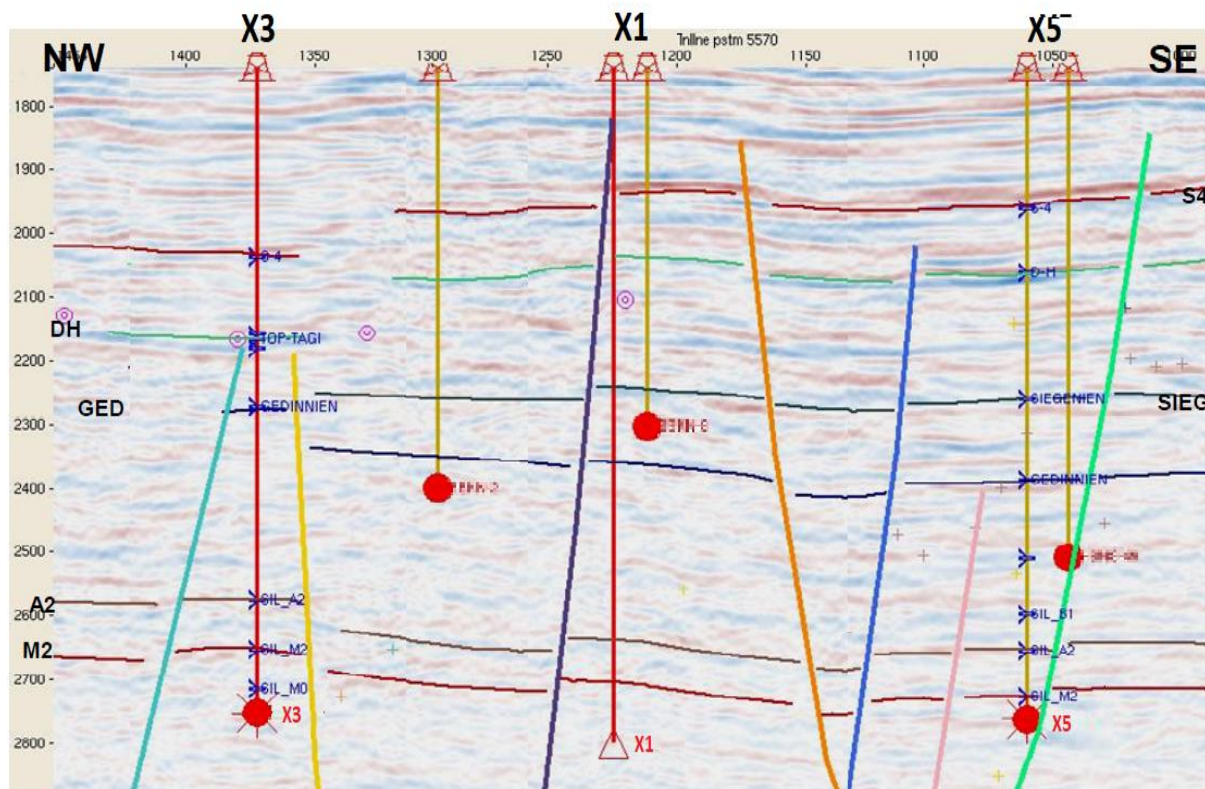


Figure 4 : Inline sismique 5570 montrant les unités d'exploration (Sonatrach, 2016 ; modifiée par l'auteur)

3.2. Phases d'exploration et de développement

La région a traversé des phases d'évaluation rigoureuses. Sonatrach s'est appuyée sur les données de la sismique 3D acquises en 2008 pour redéfinir la cartographie structurale et localiser précisément les accidents tectoniques majeurs (**Sonatrach**, 2014). Cette étape a été suivie par une phase de délinéation progressive, incluant le forage du puits X3, destiné à délimiter le réservoir de l'unité M2 et à estimer les réserves en place avec une plus grande précision (**Sonatrach**, 2012).

3.3. Activité de forage

Les opérations de forage à Bir Berkine se distinguent par la gestion de pressions et de températures élevées à des profondeurs dépassant les 4 800 m (**Sonatrach**, 2012). Des appareils de forage à haute performance, tels que l'ENF 38 et le TP-221, ont été mobilisés pour ces opérations (**Sonatrach**, 2012 ; 2016). L'activité s'est ensuite étendue aux bordures du champ via les puits X1 au Nord et X2 au sud-ouest, afin d'élargir le domaine exploratoire du bassin (**Sonatrach**, 2015 ; 2016).

3.4. Caractéristiques et productivité des réservoirs

Dans le réservoir SAG, la pression et la température atteignent respectivement 7 300 PSI et 120 °C. De plus, les opérations d'échantillonnage de fluide via le test MDT ont mis en évidence la présence d'une huile légère (Test MDT, **Schlumberger**, 2016).

L'importance stratégique de la région est soulignée par les accords récents entre Sonatrach et Eni (2024) pour renforcer le potentiel en hydrocarbures dans la zone, démontrant un intérêt continu pour l'exploration et le développement de cette partie du bassin.

4. Caractéristiques géologiques du réservoir Silurien Argilo-Gréseux

Le Silurien argilo-gréseux (SAG) est subdivisé en plusieurs unités lithostratigraphiques bien définies et distinctes, ordonnées de haut en bas avec précision (**Sonatrach**, 2012 ; 2016). Ces unités comprennent B2, B1, A2, A1, M2 et M1, et sont présentées comme suit :

- Unités B1 et B2 : elles sont caractérisées par une alternance de bancs métriques de grès fins à très fins, silico-quartzitiques, et d'argiles silteuses, micacées et pyriteuses (**Sonatrach**, 2013 ; 2015).
- Unités A1 et A2 : elles se composent d'une alternance de bancs de grès fins à très fins, silico-quartzitiques. Ces dépôts sont organisés en séquences progradantes à granulométrie croissante vers le haut, caractéristiques d'un milieu de dépôt marin peu profond à mixte (**Sonatrach**, 2014 ; 2016).
- Unités M1 et M2 : elles sont constituées de bancs métriques à décamétriques de grès fins, silico-argileux, intercalés dans des ensembles argileux, déposés dans un environnement marin de type "offshore bars" (**Sonatrach**, 2012 ; 2015).

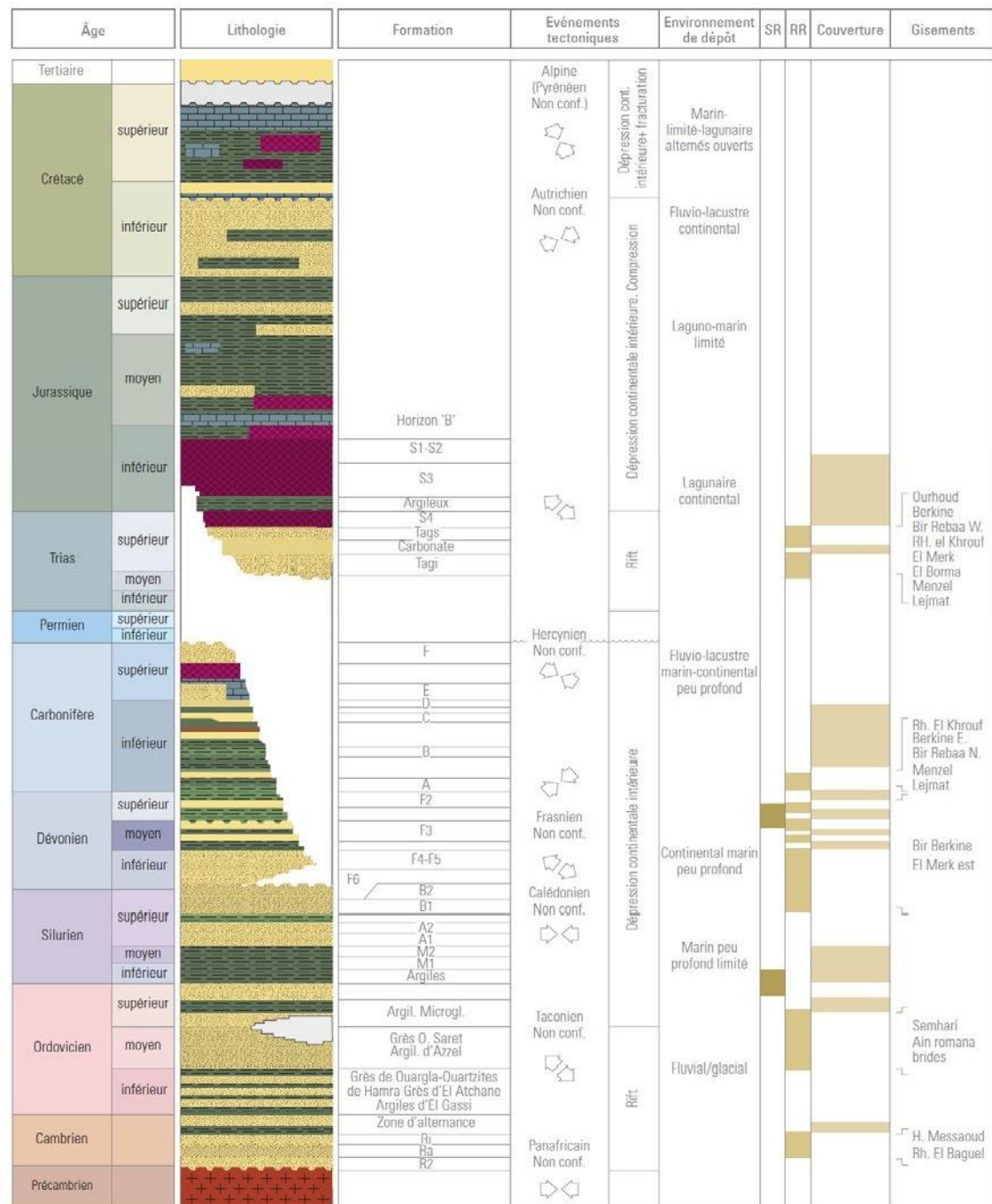


Figure 5 : Colonne lithostratigraphique du bassin de Berkine (SONATRACH & Schlumberger, 2007)

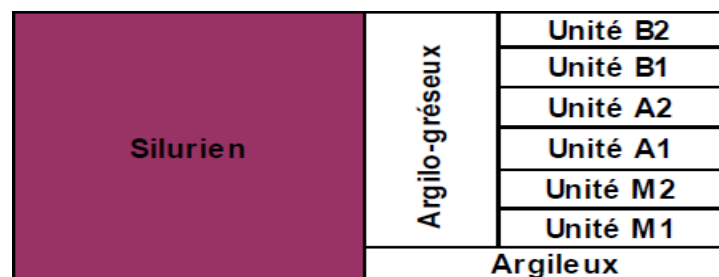


Figure 6 : Unités stratigraphiques du réservoir SAG (Sonatrach, 2016 ; extrait de la figure originale)

Épaisseurs prévisionnelles des unités principales détaillées du réservoir SAG dans le puits X1 (**Sonatrach**, 2016). Ces données sont présentées comme suit :

- Unité A2 : 85 m
- Unité A1 : 100 m
- Unité M2 : 40 m
- Unité M1 : 38 m

5. Système pétrolier

Le système pétrolier de la région de Bir Berkine est complet et présente une efficacité remarquable. Son succès repose sur une synchronisation parfaite entre le dépôt de roches mères à fort potentiel organique et la structuration de réservoirs clastiques performants (**Sonatrach**, 2012 ; 2014). L'interaction entre une migration verticale efficace et la présence d'une couverture régionale puissante a permis de préserver des accumulations majeures d'hydrocarbures, confirmant ainsi Bir Berkine comme un secteur clé du bassin (**Sonatrach**, 2015 ; 2016).

5.1. Roche mère

Le bassin de Berkine dispose d'un système pétrolier particulièrement efficace grâce à la présence de deux formations majeures ayant généré des hydrocarbures liquides et gazeux de haute qualité (**Sonatrach**, 2014 ; 2016) :

Le Silurien argileux radioactif (Hot Shales) : considéré comme la roche mère principale et essentielle du bassin, ce niveau est constitué d'argiles noires à graptolites, déposées lors d'une transgression marine majeure. Ces sédiments affichent un potentiel organique exceptionnel et particulièrement élevé avec des valeurs de COT (Carbone Organique Total) variant entre 3,5 % et 17 % (**Sonatrach**, 2016). Sur le plan thermique, les modélisations géochimiques indiquent que cette formation a atteint la fenêtre à huile dès la fin du Paléozoïque, avant d'entamer la génération de gaz à partir du Crétacé inférieur. Actuellement, dans la majeure partie du bassin et spécifiquement dans la région de Bir Berkine, le Silurien est en phase de gaz sec (**Sonatrach**, 2014 ; 2016).

Le Frasnien (Dévonien supérieur) : cette seconde roche mère, bien que d'extension plus limitée, est composée d'argiles noires riches en matière organique avec un COT compris entre 2,5 % et 6,6 %. Elle a atteint la fenêtre à huile plus tardivement, au cours du Crétacé supérieur. Dans le secteur de Bir Berkine, elle se trouve encore aujourd'hui en phase à huile stable et active, produisant des hydrocarbures légers dont la densité varie entre 39°API à 49°API (**Sonatrach**, 2014).

L'alimentation des réservoirs : la configuration géométrique du système a joué un rôle clé : la position stratigraphique des unités gréseuses du Silurien argilo-gréseux (SAG), situées immédiatement au-dessus des "hot shales" siluriens, a grandement facilité l'expulsion des hydrocarbures générés et la migration directe des hydrocarbures en optimisant l'efficacité

globale et optimale de la charge du système pétrolier de la région. Ce contact direct et étroit explique la saturation élevée en gaz et condensats observée dans les réservoirs étudiés dans le bassin de Berkine (**Sonatrach**, 2014 ; 2016).

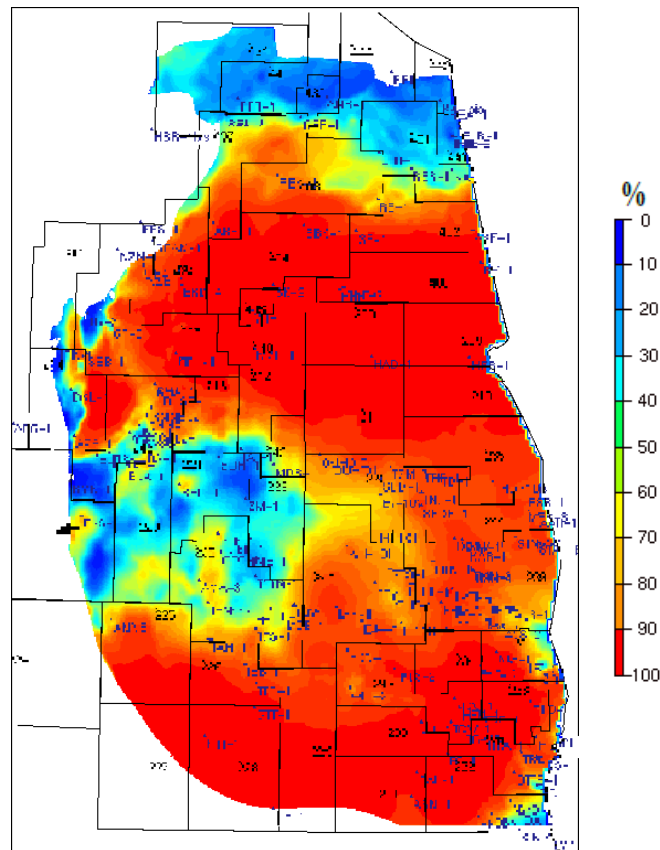


Figure 7 : Maturité de la roche mère Silurienne (**Sonatrach**, 2014 ; modifiée par l'auteur)

5.2. Roche réservoir

La région de Bir Berkine se distingue par un système pétrolier particulièrement prolifique, caractérisé par la présence de multiples niveaux producteurs superposés, constituant une succession de réservoirs pétroliers productifs. Cette configuration stratigraphique offre une diversité de cibles d'exploration et de développement, allant du Paléozoïque inférieur au Trias (**Sonatrach**, 2012 ; 2014), le Silurien argilo-gréseux étant le réservoir majeur de cette succession.

5.2.1. Description géologique du réservoir Silurien Argilo-Gréseux

Dans le système pétrolier de Bir Berkine, le Silurien argilo-gréseux (SAG) constitue le réservoir principal. Sur le plan pétrophysique, ses propriétés dynamiques et sa capacité de stockage sont étroitement liées à sa lithologie, structurée en trois unités productrices :

- L'unité M2 : elle représente le niveau réservoir de meilleure qualité. Formée principalement de grès propres à grains fins à moyens et forte maturité quartzitique, elle offre les caractéristiques de porosité et de perméabilité les plus favorables au stockage et à la productivité des hydrocarbures.

- L'unité A1 : ce niveau présente une hétérogénéité matricielle due à l'alternance de bancs gréseux et de lits silto-argileux. Cette configuration engendre une compartimentation locale qui influence la distribution des saturations et peut agir comme une barrière partielle à la transition des fluides.
- L'unité A2 : constituée de grès argileux, sa matrice se caractérise par une forte teneur en argiles et en minéraux conducteurs. Cette particularité lithologique dégrade ses propriétés pétrophysiques (réduction de la porosité efficace) et induit fréquemment le phénomène de basses résistivités en diagraphies, complexifiant l'évaluation de sa saturation en eau. (Sonatrach, 2012 ; 2016).

5.2.2. Caractéristiques pétrophysiques

Les caractéristiques pétrophysiques de ce réservoir sont détaillées dans le tableau suivant, sur la base de données issues de plusieurs rapports de puits spécifiques et disponibles de la région (Sonatrach, 2015 ; 2016) :

Tableau 1 : Caractéristiques pétrophysiques des réservoirs de la région de Bir Berkine (Données synthétisées d'après documents Sonatrach, 2012–2016)

Réservoir	Porosité	Perméabilité	S_w	Production
SAG - Unité A2 Puits : X3	18 %	10–50 mD	45–55 %	Gaz et Condensat
SAG - Unité A1 Puits : X2	19 %	20–80 mD	50 %	Gaz et Condensat
SAG - Unité M2 Puits : X2	20 %	100–350 mD	40 %	Gaz et Condensat

Description et analyse du tableau

L'examen des données dans ce tableau permet de dresser un portrait précis de la qualité du réservoir Silurien argilo-gréseux. Cette analyse met en évidence ce qui suit :

Le réservoir SAG (Unité M2) : il s'impose comme l'intervalle le plus performant du secteur. Ses caractéristiques sont exceptionnelles, avec une porosité (ϕ) moyenne atteignant 20 % et une perméabilité (K) capable de grimper jusqu'à 350 mD, ce qui en fait la cible principale pour la production.

Les réservoirs SAG (Unités A2 et A1) : ils présentent de bonnes propriétés pétrophysiques, avec une porosité moyenne comprise entre 18 et 19 % et une perméabilité variant de 10 à 80 mD. Ces caractéristiques indiquent une qualité de réservoir favorable à la production de gaz et de condensat. Toutefois, leurs performances demeurent inférieures à celles de l'unité M2, en raison d'une perméabilité plus faible et d'une saturation en eau relativement plus élevée.

5.3. Roche de couverture

La préservation des accumulations d'hydrocarbures dans les réservoirs de Bir Berkine est assurée par l'existence de roches couvertures efficaces. Ces formations, caractérisées par une perméabilité quasi nulle et une pression d'entrée des pores très élevée, empêchent la migration secondaire vers la surface en garantissant une étanchéité latérale et verticale optimale de ces réservoirs (**Sonatrach**, 2012 ; 2014).

5.3.1. Nature lithologique des couvertures

Dans la zone d'étude, on distingue deux types de lithologies dominantes faisant office de barrière étanche :

Les Argiles (Shales) : ce sont les couvertures les plus répandues. Elles sont composées de minéraux argileux très fins (Illite, Kaolinite) qui créent un réseau poreux extrêmement dense et imperméable. On les retrouve notamment dans la formation du Silurien supérieur qui scelle les réservoirs du SAG.

Les Évaporites (Sels et Anhydrites) : localisées principalement dans la série triasique, ces roches possèdent des propriétés mécaniques ductiles (plastiques) très particulières et remarquables. Elles sont considérées comme les meilleurs scellements au monde car elles peuvent se déformer sans se fracturer, garantissant une étanchéité parfaite même en présence de failles (**Sonatrach**, 2015 ; 2016).

5.3.2. Distribution stratigraphique des couvertures

L'efficacité du système pétrolier dans le réservoir SAG repose sur plusieurs niveaux de scellement, une configuration qui dépend directement de la présence ou de l'absence de l'érosion hercynienne. Cette dynamique détermine si le réservoir est scellé par ses argiles initiales ou mis en contact direct avec les évaporites supérieures :

Couverture Régionale du Trias (l'érosion hercynienne) : il s'agit d'une épaisse série d'évaporites (Sels massifs) qui surmonte le réservoir TAGI. Cette barrière est continue à l'échelle de tout le bassin de Berkine, protégeant ainsi les gisements les plus importants contre toute fuite verticale (**Boote et al.**, 1998).

La couverture est en direct (préservées de l'érosion hercynienne) : préservées de l'érosion hercynienne, les argiles et shales du Dévonien inférieur surmontant le réservoir SAG offrent une étanchéité exceptionnelle. Leur perméabilité quasi nulle bloque efficacement toute migration verticale des fluides (**Beuf et al.**, 1971).

Couverture Intra-Silurienne : au sein même de la formation du SAG, les unités productrices (M2, A1, A2) sont souvent séparées par des bancs d'argiles noires et de siltites. Ces niveaux argileux jouent le rôle de "couvertures locales" très efficaces et continues, limitant la communication hydrodynamique entre les unités, ce qui explique la présence de plusieurs contacts huile-eau ou gaz-eau différents au sein d'un même puits (phénomène de compartimentation) (**Sonatrach**, 2014 ; 2016).

5.3.3. Rôle de la couverture dans la surpression

La qualité exceptionnelle de ces roches couvertures (notamment les argiles radioactives du Silurien) a permis de maintenir des conditions de pression remarquablement élevées, stables et préservées dans la région de Bir Berkine. Sans l'étanchéité de ces couches d'Argile et d'Anhydrite, les hydrocarbures générés par les roches mères se seraient dissipés à travers les âges géologiques (Sonatrach, 2012 ; 2015).

5.4. Pièges pétroliers

Dans le bassin de Berkine, la formation des gisements est le résultat d'une synchronisation parfaite entre la migration des hydrocarbures et la mise en place des structures géométriques capables de les retenir. On distingue principalement :

5.4.1. Pièges structuraux

C'est le type prédominant dans la région. Ces pièges, développés sur les trends régionaux NE–SW (Sonatrach, 2012), se manifestent sous deux formes :

Les Plis Anticlinaux faillés : Les cartes en isobathes (unités A2 et M2) montrent des panneaux structuraux présentant une orientation majeure NE–SW (direction atlasique), régionale et bien définie (Sonatrach, 2013). Ces structures sont limitées par des failles normales de même direction, et scellées par des failles transversales d'orientation NW–SE, formant ainsi des pièges en « culmination ».

Pièges contre-failles : ces accumulations sont associées à des fermetures contre-failles développées le long des accidents tectoniques régionaux. Ces structures présentent généralement une orientation NE–SW avec une amplitude de fermeture pouvant atteindre 110 m (Sonatrach, 2015 ; 2016), garantissant une rétention efficace des fluides.

5.4.2. Pièges stratigraphiques et mixtes

Liés à la nature sédimentaire et aux processus de dépôt des réservoirs SAG et TAGI :

Les Biseaux de sédimentation : ils correspondent à la disparition latérale du réservoir gréseux (Sonatrach, 2012) au sein des séries argileuses imperméables.

Les Variations de Faciès : le passage latéral d'un grès poreux à un grès argileux ou cimenté crée une barrière perméable (Sonatrach, 2014). Ces variations suivent souvent des directions de dépôt paléo-environnementales (Sonatrach, 2015), renforçant le piégeage interne au sein des structures.

5.4.3. Le synchronisme

L'efficacité du piégeage est assurée par le fait que la structuration majeure (selon les directions NE–SW) a eu lieu avant ou pendant la phase principale de migration des hydrocarbures (Sonatrach, 2016). Ce synchronisme a permis un remplissage optimal des réservoirs à partir des roches mères environnantes.

Conclusion

Ce chapitre nous a permis de dresser le cadre géologique et structural de la région de Bir Berkine, tout en mettant en lumière l'efficacité remarquable de son système pétrolier. Il ressort de cette étude que la valorisation des ressources en hydrocarbures dépend intrinsèquement de la qualité des réservoirs mis en évidence (**Sonatrach**, 2012 ; 2016).

Cette qualité est définie par des paramètres fondamentaux qui régissent à la fois la capacité de stockage et la dynamique d'écoulement des fluides. Toutefois, la caractérisation précise de ces propriétés demeure un défi majeur, en raison de l'hétérogénéité lithologique et des processus diagénétiques complexes qui altèrent le milieu poreux (**Benzagouta**, 2015).

Dès lors, une problématique centrale s'impose : Comment évaluer et calculer avec précision les paramètres pétrophysiques essentiels des réservoirs et quelles sont les méthodes les plus fiables pour modéliser ces propriétés au sein de formations géologiques hétérogènes ?

C'est à cette interrogation que nous tenterons de répondre à travers l'examen des méthodologies de calcul dans le chapitre suivant.

Chapitre 2

Méthodes d'estimation des propriétés
pétrophysiques du réservoir

Introduction

Les propriétés pétrophysiques des roches réservoirs constituent l'élément fondamental pour toute évaluation quantitative des hydrocarbures en place. Ces propriétés, notamment la porosité, la perméabilité et la saturation en fluides, déterminent à la fois la capacité de stockage et la capacité d'écoulement du réservoir. Leur estimation précise est essentielle pour caractériser le potentiel économique d'un gisement et optimiser son développement. Cependant, l'obtention de ces paramètres représente un défi majeur dans l'industrie pétrolière, nécessitant l'intégration de différentes techniques de mesure et d'analyse. Ce chapitre présente les méthodes conventionnelles d'estimation des propriétés pétrophysiques, leurs limites et introduit des approches plus avancées pour l'estimation de la perméabilité.

1. Les paramètres pétrophysiques

1.1. Porosité

La porosité (ϕ) est définie comme le rapport du volume des vides (pores, fissures, cavités) au volume total de la roche. Elle exprime la capacité de stockage d'un réservoir.

Définition mathématique :

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} 100 = \frac{V_t - V_s}{V_t} 100 \quad (2.1)$$

Unités : exprimée généralement en fraction (0 à 1) ou en pourcentage (%).

Types de porosité :

- Porosité totale : ensemble des vides interconnectés ou non.
- Porosité efficace : vides interconnectés participant à l'écoulement.
- Porosité primaire : liée au dépôt initial des sédiments.
- Porosité secondaire : résultant principalement des processus diagénétiques post-dépôt.

Classification selon les valeurs :

Tableau 2 : Grille de qualité de la porosité (en %)

Valeur	Classement
< 5 %	Très faible
5–10 %	Faible
10–15 %	Médiocre
15–20 %	Moyenne
20–25 %	Bonne
> 25 %	Excellente

1.2. Perméabilité

La perméabilité (K) est la capacité d'une roche à permettre l'écoulement des fluides à travers son réseau poreux sous l'effet d'un gradient de pression.

Loi de Darcy :

$$K = \frac{Q \mu L}{A \Delta P} \quad (2.2)$$

Unités : le Darcy (D) et le millidarcy (mD) sont les unités couramment utilisées ($1 \text{ D} \approx 10^{-12} \text{ m}^2$).

Types de perméabilité :

- Perméabilité absolue : capacité à conduire un seul fluide saturant totalement la roche.
- Perméabilité effective : perméabilité à un fluide particulier en présence d'autres fluides.
- Perméabilité relative : rapport de la perméabilité effective à la perméabilité absolue.

Classification selon les valeurs :

Tableau 3 : Grille d'évaluation de la perméabilité (mD)

Valeur	Classement
<0.1 mD	Très faible
0.1–1 mD	Faible
1–10 mD	Moyenne
10–50 mD	Bonne
>50 mD	Excellente

1.3. Saturation

La saturation (S_w) est définie comme la fraction du volume poreux occupée par un fluide particulier.

Unités : fraction (0 à 1) ou pourcentage (%).

Définition mathématique :

$$S_w = \frac{V_w}{V_v} \quad (2.3)$$

Types de saturation :

- Saturation en eau (S_w) : fraction du volume poreux occupée par l'eau.
- Saturation en huile (S_o) : fraction occupée par l'huile.
- Saturation en gaz (S_g) : fraction occupée par le gaz.
- Relation :

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (2.4)$$

Saturation en eau irréductible (S_{wirr}) : saturation en eau minimale qui ne peut être réduite par écoulement, correspondant à l'eau liée adsorbée sur les grains ou piégée dans les petits pores.

$$S_{wirr} = \frac{V_{wir}}{V_v} \quad (2.5)$$

2. Méthodes de détermination des paramètres pétrophysiques

2.1. Diagraphies

Définition et objectifs : les diagraphies différées consistent en l'enregistrement continu de paramètres physiques des formations géologiques traversées par un forage, en fonction de la profondeur. Ces mesures sont réalisées à l'aide d'outils spécifiques descendus dans le puits après le forage. L'objectif principal est d'obtenir une évaluation quantitative et qualitative des propriétés des roches et des fluides qu'elles contiennent, permettant ainsi l'identification des niveaux réservoirs potentiels et l'estimation de leurs caractéristiques pétrophysiques. Elles constituent également une source essentielle de données pour l'interprétation géologique, la caractérisation des réservoirs et l'évaluation de leur potentiel de production.

2.1.1. Types de diagraphies et leurs principes

Gamma Ray

Le Gamma Ray (GR) mesure la radioactivité naturelle des formations, principalement émise par le potassium (K), l'uranium (U) et le thorium (Th). Cet outil est ainsi indispensable pour différencier les couches perméables des niveaux argileux. Les argiles présentent généralement une radioactivité élevée, tandis que les réservoirs propres (grès, calcaires) montrent de faibles valeurs.

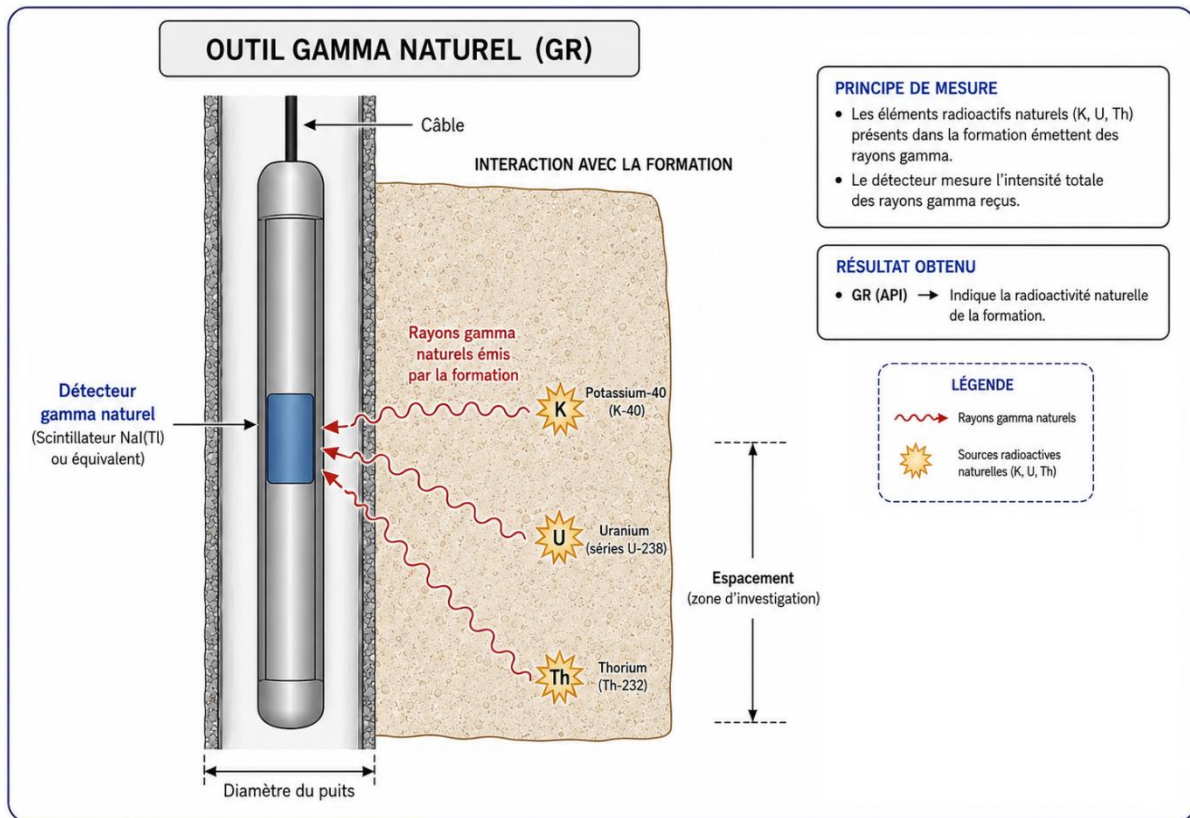


Figure 8 : Principe de fonctionnement de l'outil Gamma Ray

Calcul du volume d'argile (V_{sh}) :

$$GR = \frac{dv}{db} - A \quad (2.6)$$

$$V_{sh} = \frac{(Gx - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} 100 \quad (2.7)$$

Où (GR_{log}) est la lecture GR à la profondeur considérée, (GR_{min}) et (GR_{max}) sont les valeurs minimales (réservoir propre) et maximales (argile) dans la zone d'intérêt.

Résistivité

La résistivité mesure la capacité d'une formation à s'opposer au passage du courant électrique. Cette propriété est principalement contrôlée par la nature des fluides présents dans les pores (l'eau salée est conductrice, tandis que les hydrocarbures sont résistants). La résistivité

est un paramètre de l'équation d'Archie, présentée ultérieurement dans la section relative à la saturation en eau.

Neutron-Densité

Densité : mesure la densité électronique de la formation. La porosité densité est calculée par :

$$\rho = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad (2.8)$$

Où (ρ_{ma}) est la densité de la matrice, (ρ_b) la densité mesurée, (ρ_f) la densité du fluide.

Neutron : mesure l'indice d'hydrogène de la formation, directement lié au fluide contenu dans les pores.

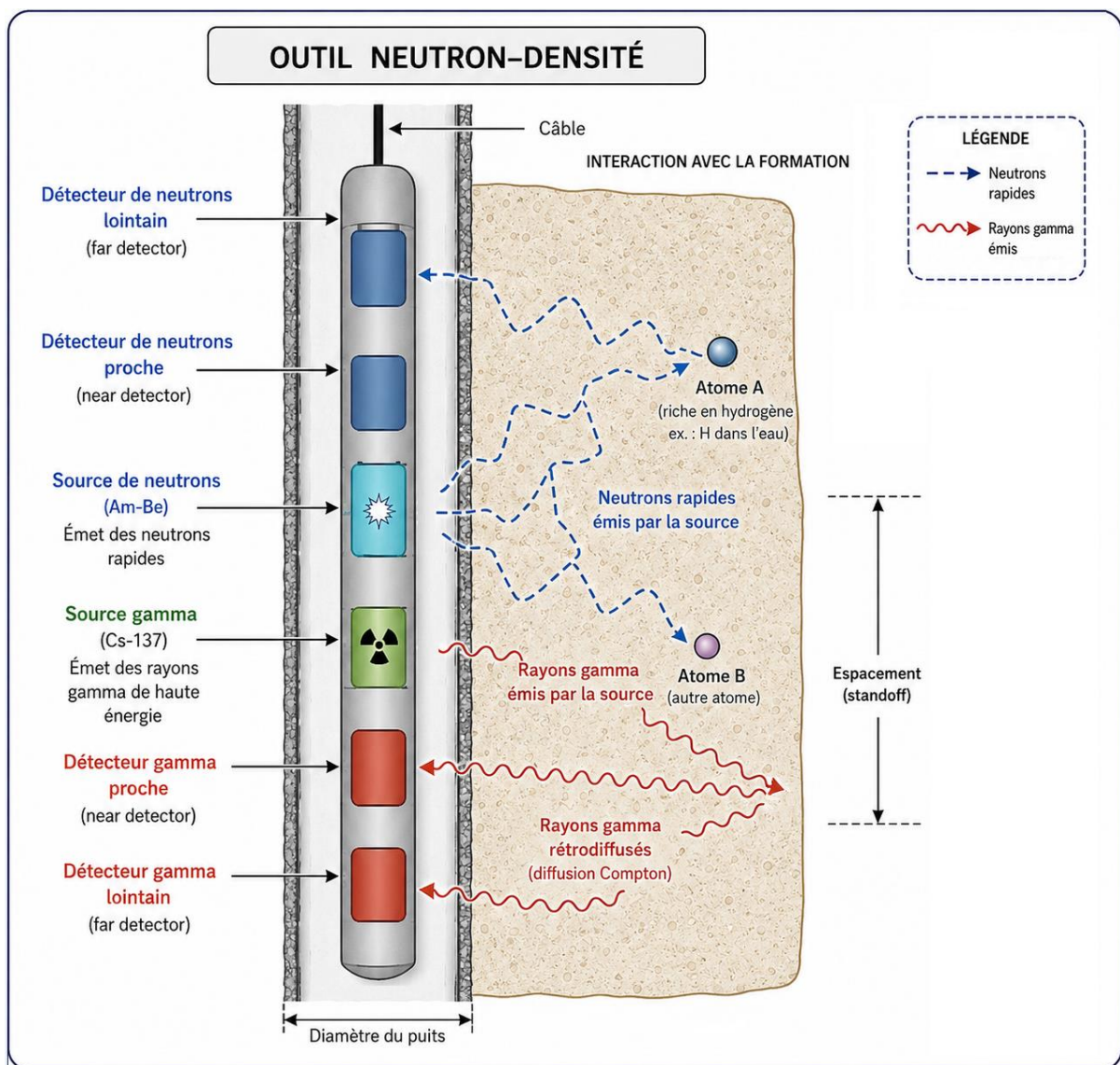


Figure 9 : Principe de fonctionnement de l'outil Neutron-Densité

Sonique

L'outil sonique mesure le temps de transit des ondes acoustiques à travers la formation. La porosité sonique peut être estimée à l'aide de l'équation de Wyllie :

$$\phi_s = \frac{(\Delta t_{log} - \Delta t_{ma})}{(\Delta t_f - \Delta t_{ma})} \quad (2.9)$$

Où Δt_{log} est le temps de transit mesuré, Δt_{ma} celui de la matrice, Δt_f celui du fluide.

2.1.2. Mesure des paramètres pétrophysiques par diagraphies

Porosité : la porosité efficace (ϕ_e) est généralement obtenue par combinaison des diagraphies de porosité (densité, neutron, sonique) pour minimiser les effets lithologiques.

$$\phi_e = \phi_s \quad (2.10)$$

$$\phi_e = \phi_d - \frac{\phi_d - \phi_n}{3} \quad (2.11)$$

Saturation en eau : la saturation en eau (S_w) est calculée à partir de la résistivité en utilisant la loi d'Archie ou ses modifications pour les formations argileuses :

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.12)$$

Perméabilité : les diagraphies ne mesurent pas directement la perméabilité. Celle-ci est généralement estimée à l'aide de relations empiriques, notamment l'équation de Coates, qui sera présentée et discutée ultérieurement.

2.2. Analyse des carottes

Définition et objectifs :

L'analyse des carottes consiste à prélever des échantillons cylindriques de roche lors du forage et à les soumettre à des mesures en laboratoire afin de déterminer directement leurs propriétés pétrophysiques.

Cette méthode fournit des données de référence essentielles pour calibrer et valider les interprétations diagaphiques. Elle permet également de caractériser avec précision la porosité, la perméabilité et la saturation des formations réservoirs. Les carottages sont cependant coûteux et limités à certains intervalles (Newsham et al., 2018).

2.2.1. Mesure des paramètres pétrophysiques sur carottes

Porosité

La porosité est mesurée par différentes méthodes :

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \quad (2.13)$$

Porosimètre à gaz : utilise la loi de Boyle-Mariotte pour déterminer le volume des grains et le volume poreux.

Porosimètre à mercure : injection de mercure sous pression.

Perméabilité

La perméabilité est mesurée à l'aide d'un perméamètre appliquant la loi de Darcy :

Perméabilité au gaz : mesure avec un gaz inerte (azote, hélium).

Perméabilité au liquide : mesure avec des fluides similaires aux fluides de réservoir.

Correction de Klinkenberg : pour les mesures au gaz, tenant compte de l'effet de glissement.

Saturation

La saturation initiale en fluides est déterminée par :

Distillation : séparation et mesure des volumes d'eau et d'huile.

Centrifugation : pour déterminer la saturation irréductible.

Porosimétrie au mercure : fournit des informations sur la distribution des tailles de pores et la pression capillaire.

Système de mesure, CMS-300

Le CMS™-300 est un appareil automatisé conçu pour mesurer la perméabilité et la porosité sur des échantillons de carottes. Il fonctionne par déclin de pression en régime instable, et l'appareil détermine :

- La porosité (de 0,01 % à 40 %)
- Le volume poral
- La perméabilité à l'air à une pression moyenne donnée
- La perméabilité de Klinkenberg (perméabilité équivalente au liquide)
- Le facteur d'inertie de Forchheimer (Beta et Alpha)

Les mesures sont réalisées sous des pressions de confinement programmables de 250 à 9 800 psig. L'appareil accepte des carottes cylindriques de 1" et ½" de diamètre, avec des longueurs de ¾" à 31/8" (**Core Laboratories**, s.d.).



Figure 10 : Système de mesure des carottes CMS-300 (**Core Laboratories**, s.d.)

2.3. Méthodes de prédiction de la perméabilité par corrélation diagraphies–carottes

Les diagraphies offrent une couverture continue du puits à moindre coût, mais les perméabilités dérivées des diagraphies sont souvent peu fiables car elles reposent sur des formules empiriques qui ne tiennent pas compte des spécificités géologiques du réservoir. Les mesures diagraphiques représentent des propriétés physiques qui ne sont pas directement corrélées à la perméabilité.

Les analyses sur carottes fournissent des mesures directes et précises, mais elles sont coûteuses et limitées à des intervalles restreints. La majorité des puits ne sont pas carottés, et même dans les puits carottés, la couverture n'est jamais totale.

Face à ces limitations, les chercheurs ont développé des méthodes permettant d'estimer la perméabilité en combinant les données de carottes (limitées mais précises) et les données diagraphiques (disponibles sur l'ensemble du puits). L'objectif est d'établir des corrélations robustes qui peuvent ensuite être appliquées aux puits non carottés pour obtenir des estimations de perméabilité plus fiables que celles issues des seules diagraphies. Parmi les méthodes les plus importantes, on peut citer les suivantes :

2.3.1. Modèle de Kozeny-Carman

Le modèle de Kozeny-Carman (1927–1937) constitue la base théorique fondamentale reliant la perméabilité à la porosité et aux caractéristiques géométriques du milieu poreux (Khalid et al., 2020). La relation générale est :

$$K = A_1 \frac{\phi^3}{S^2(1 - \phi)^2} \quad (2.14)$$

Cette équation montre que la perméabilité dépend non seulement de la porosité, mais aussi de la surface spécifique des grains et de la géométrie du réseau poreux. Cependant, son application directe est difficile car la surface spécifique et la constante de Kozeny sont rarement connues.

2.3.2. Modèle de Tixier

Tixier (1949) a développé une méthode pour déterminer la perméabilité à partir du gradient de résistivité (Fazel Alavi, 2014). Son modèle repose sur la relation entre la résistivité, la saturation en eau et la pression capillaire. L'équation générale est complexe et rarement utilisée aujourd'hui, mais elle a jeté les bases des développements ultérieurs.

$$\sqrt{\frac{K}{20}} = \frac{2.3}{(R_{0(d_w - d_0)})} \frac{\Delta R}{\Delta D} \quad (2.15)$$

2.3.3. Modèle de Timur

Timur (1968) a proposé une relation empirique basée sur l'analyse statistique de plus de 155 échantillons provenant de différents champs (**Fazel Alavi**, 2014) :

$$K = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wirr}^2} \quad (2.16)$$

Cette équation est particulièrement importante car elle introduit la saturation en eau irréductible (S_{wirr}) comme paramètre clé, reconnaissant que la distribution de l'eau liée est intimement liée à la géométrie poreuse et donc à la perméabilité.

2.3.4. Modèle de Coates & Dumanoir

Coates et Dumanoir (1974) ont développé un modèle plus sophistiqué tenant compte de l'exposant de cimentation et de saturation (**Fazel Alavi**, 2014). Pour les formations où la densité des hydrocarbures diffère de 0.8 g/cm³, une correction est appliquée :

$$\sqrt{K} = \frac{C}{W^4} \frac{\phi^{2W}}{\frac{R_w}{R_{ti}}} \quad (2.17)$$

Où W est un exposant combiné ($W = m = n$) et C est un facteur dépendant de la densité des hydrocarbures.

2.3.5. Modèle de Coates & Denoo

Le modèle de Coates et Denoo (1981) est l'un des plus utilisés dans l'industrie pétrolière (**Fazel Alavi**, 2014). Il satisfait les conditions aux limites (perméabilité nulle quand la porosité est nulle ou quand $S_{wirr} = 100$ % :

$$\sqrt{K} = 100 \frac{\phi^2 (1 - S_{wirr})}{S_{wirr}} \quad (2.18)$$

Cette relation simple mais puissante a démontré son efficacité dans de nombreux contextes géologiques. Elle constitue le point de départ pour des développements plus avancés comme la méthode FZI (Guo et al., 2005).

Les conditions d'application de ces modèles sont détaillées dans le tableau suivant :

Tableau 4 : Conditions d'application des modèles classiques d'estimation de la perméabilité (Fazel Alavi, 2014)

Numéro	Méthode	Condition d'application
1	Kozeny-Carman	Nécessite S_{gv} , F_s , τ , (difficile à appliquer)
2	Tixier	Basée sur le gradient de résistivité
3	Timur	$S_w = S_{wirr}$ (au-dessus de la zone de transition)
4	Coates & Dumanoir	Nécessite correction si $\rho_h \neq 0,8$
5	Coates & Denoo	Nécessite une valeur de S_{wirr} précise

3. Limites des méthodes conventionnelles et introduction à l'approche FZI

3.1. Insuffisances des méthodes traditionnelles

Malgré leurs mérites, les méthodes empiriques présentées ci-dessus présentent des limitations significatives :

- **Généralisation excessive** : les coefficients utilisés (0,136 pour Timur, 100 pour Coates) sont des moyennes statistiques qui ne reflètent pas les spécificités géologiques locales.
- **Ignorance de l'hétérogénéité** : ces méthodes supposent implicitement que la relation porosité-perméabilité est unique pour tout le réservoir, ce qui est rarement vrai (Benzagouta, 2015).
- **Absence de fondement géologique** : elles ne tiennent pas compte des variations de la minéralogie, de la texture des grains ou des processus diagénétiques.
- **Dispersion des données** : comme le montre (Desouky, 2005 ; Khalid et al., 2020), une même porosité peut correspondre à des perméabilités variant de plusieurs ordres de grandeur, rendant toute corrélation unique insuffisante. Ceci est illustré par le cross-plot suivant.

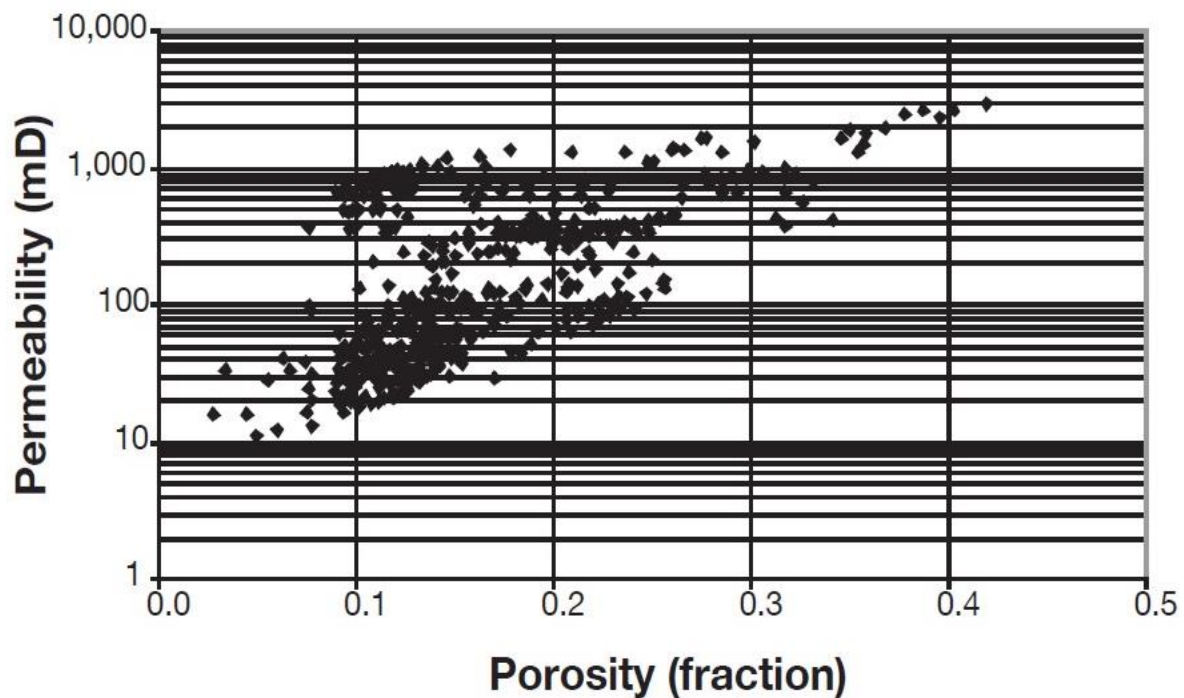


Figure 11 : Dispersion de la relation entre la perméabilité et la porosité des données de carottes (**Desouky, 2005**)

Interprétation du cross-plot

Observation graphique : ce cross-plot montre directement la relation entre la perméabilité ($\log K$) et la porosité (ϕ).

Dispersion des points : on remarque clairement un fort éparpillement ; une même valeur de porosité peut correspondre à des perméabilités très différentes (variant sur plusieurs ordres de grandeur).

Complexité du réservoir : ce mélange de points traduit en réalité la présence de plusieurs unités hydrauliques (HFU) aux propriétés pétrophysiques distinctes au sein du même système réservoir. (**Svirsky et al., 2004**).

Limitation des méthodes classiques : l'absence d'une tendance linéaire unique prouve que les corrélations simples ne suffisent pas pour estimer précisément la perméabilité ici.

Pour surmonter cette hétérogénéité, l'utilisation de l'indicateur de zone d'écoulement (Flow Zone Indicator, FZI) constitue une approche essentielle pour le zonage pétrophysique du réservoir (**Khalid et al., 2020 ; Guo et al., 2005 ; Benzagouta, 2015**).

3.2. L'approche des unités hydrauliques et l'indicateur FZI

Face à ces limitations, **Amaefule et al. (1993)** ont introduit le concept d'unités hydrauliques (HFU) et d'indicateur de zone d'écoulement (FZI). Cette approche repose sur le constat que les roches réservoirs peuvent être regroupées en unités ayant des caractéristiques d'écoulement similaires (**Guo et al., 2005**).

Définition : une unité hydraulique est un volume représentatif de roche réservoir dans lequel les propriétés géologiques et pétrophysiques contrôlant l'écoulement des fluides sont intrinsèquement cohérentes et distinctes de celles des autres unités.

La méthode FZI est basée sur une reformulation de l'équation de Kozeny-Carman. En définissant l'indice de qualité du réservoir (RQI) et l'indice de porosité normalisée (ϕ_z).

Conclusion

L'estimation des propriétés physiques des roches, notamment leur perméabilité, requiert une approche intégrée combinant les données de carottes et de diagraphies. Si les méthodes traditionnelles demeurent utiles, elles ne suffisent pas à appréhender la variabilité inhérente aux réservoirs. L'approche FZI-SWPHI représente une avancée récente prometteuse, étendant ces concepts aux puits pour lesquels les carottes prélevées n'ont pas fourni une précision suffisante. L'approche FZI offre également un cadre conceptuel robuste pour le regroupement des roches en unités hydrauliques homogènes et pour l'établissement de relations spécifiques entre la porosité et la perméabilité. Le chapitre suivant présentera une explication détaillée de cette approche.

Chapitre 3

Présentation de la méthode FZI-SWPHI et
de la régression non linéaire

Introduction

L'estimation précise de la perméabilité dans les réservoirs d'hydrocarbures constitue un défi majeur en caractérisation pétrophysique, particulièrement dans les puits non carottés où les mesures directes font défaut (Svirsky et al., 2004). Les méthodes conventionnelles basées sur les corrélations empiriques porosité–perméabilité montrent leurs limites face à l'hétérogénéité des réservoirs réels (Desouky, 2005). Ce chapitre présente les fondements théoriques de l'approche des unités hydrauliques (HFU) et de l'indicateur de zone d'écoulement (FZI), ainsi que le développement récent de la méthode FZI-SWPHI. Les techniques d'optimisation par régression non linéaire et l'utilisation du logiciel SPSS seront également abordées.

1. L'approche FZI (Flow Zone Indicator)

Définition :

Le Flow Zone Indicator (FZI) est un paramètre qui quantifie les caractéristiques d'écoulement d'un réservoir en intégrant les effets de la géométrie des pores, de la forme des grains et de la tortuosité du milieu poreux (Amaefule et al., 1993, cité dans Desouky, 2005). Il permet de regrouper les roches ayant des comportements hydrauliques similaires au sein d'unités distinctes appelées "Hydraulic Flow Units" (HFU).

Selon (Chandra, 2008) le FZI établit une relation entre les propriétés pétrophysiques à petite échelle (échantillons de carottes) et à grande échelle (échelle du puits). Il est particulièrement utile pour quantifier le caractère d'écoulement d'un réservoir et pour prédire la perméabilité dans les intervalles non carottés.

L'unité hydraulique est définie comme le volume représentatif de roche réservoir dans lequel les propriétés géologiques et pétrophysiques contrôlant l'écoulement des fluides sont cohérentes et prévisiblement différentes de celles des autres unités (Svirsky et al., 2004).

1.1. Paramètres fondamentaux du FZI

Le calcul du FZI repose sur deux paramètres intermédiaires fondamentaux : l'indice de qualité du réservoir (RQI) et l'indice de porosité normalisée (ϕ_z) (Khalid et al., 2020).

1.1.1. Reservoir Quality Index

Le Reservoir Quality Index (RQI) est défini par l'équation suivante (Desouky, 2005 ; Khalid et al., 2020) :

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} \quad (3.1)$$

Ce paramètre exprime la qualité du réservoir en combinant à la fois sa capacité de stockage (porosité) et sa capacité d'écoulement (perméabilité). Les valeurs élevées de RQI indiquent un

réservoir de bonne qualité, tandis que les valeurs faibles caractérisent des réservoirs médiocres ou non productifs (**Khalid et al.**, 2020).

1.1.2. Indice de porosité normalisé

L'indice de porosité normalisé (ϕ_z), également appelé rapport volume poreux sur volume granulaire, est donné par (**Khalid et al.**, 2020) :

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{(1 - \phi_e)} \quad (3.2)$$

Ce paramètre représente la proportion relative du volume poreux par rapport au volume solide. Il permet de s'affranchir des effets d'échelle liés à la porosité absolue.

1.1.3. Calcul du FZI

Le FZI est alors défini comme le rapport entre le RQI et ϕ_z (**Desouky**, 2005) :

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (3.3)$$

En termes logarithmiques, cette relation s'écrit :

$$\log RQI = \log \phi_z + \log FZI \quad (3.4)$$

Cette formulation montre que sur un graphique log-log de RQI en fonction de ϕ_z , les échantillons appartenant à la même unité hydraulique se situent sur une droite de pente unitaire (**Khalid et al.**, 2020). L'intersection de cette droite avec l'axe $\phi_z = 1$ donne directement la valeur moyenne du FZI pour l'unité considérée (**Desouky**, 2005).

La méthode DRT est largement utilisée pour classer les roches en classes discrètes à partir des valeurs du FZI (**Belhouichet & Benzagouta**, 2019) :

$$DRT = \text{Round}(2 \ln(FZI) + 10,6) \quad (3.5)$$

Cette équation permet de regrouper les échantillons ayant des caractéristiques d'écoulement similaires au sein d'une même classe. Chaque DRT correspond à une unité hydraulique avec une valeur moyenne de FZI caractéristique. Cette classification est particulièrement utile pour identifier les différentes unités d'écoulement dans un réservoir et pour attribuer des relations perméabilité–porosité spécifiques à chaque type de roche.

1.2. Relation entre FZI et perméabilité

Une fois le FZI déterminé, la perméabilité peut être calculée à partir de la porosité efficace en utilisant l'équation suivante (**Fazel Alavi**, 2014) :

$$K = 1014 \text{ FZI}^2 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \quad (3.6)$$

Le facteur 1014 est une constante de conversion qui permet d'exprimer la perméabilité en millidarcys lorsque le FZI est exprimé en micromètres (**Khalid et al.**, 2020 ; **Fazel Alavi**, 2014).

Cette équation dérive de la généralisation de l'équation de Kozeny-Carman (**Kozeny**, 1927 ; **Carman**, 1937, cités dans **Fazel Alavi**, 2014) et intègre les effets combinés de la forme des grains, de la tortuosité et de la surface spécifique. La forme générale de l'équation de Kozeny-Carman est (**Fazel Alavi**, 2014) :

$$K = 1014 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \left[\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad (3.7)$$

Cependant, comme le soulignent (**Fazel Alavi**, 2014 ; **Svirsky et al.**, 2004), l'application directe de l'équation de Kozeny-Carman s'avère difficile car les paramètres F_s , τ et S_{gv} sont rarement connus et varient considérablement au sein d'un même réservoir. C'est précisément pour surmonter cette difficulté que le concept de FZI a été introduit, ces paramètres étant regroupés dans le terme $(\text{FZI})^2$.

L'équation (3.6) présente l'avantage majeur de fournir une estimation précise de la perméabilité lorsque le FZI caractéristique de l'unité hydraulique est connu. Cependant, comme le notent (**Fazel Alavi**, 2014 ; **Khalid et al.**, 2020), l'application pratique de cette méthode se heurte à une difficulté fondamentale : la détermination du FZI dans les puits non carottés. En effet, le FZI est généralement calculé à partir des données de carottes (perméabilité et porosité

mesurées en laboratoire). Or, la majorité des puits d'un champ pétrolier ne sont pas carottés, ce qui limite considérablement l'utilisation directe de cette approche.

Plusieurs facteurs expliquent cette difficulté :

- **Problème de recalage en profondeur** : les échantillons de carottes et les mesures diagraphiques ne proviennent pas toujours des mêmes profondeurs, ce qui peut introduire des erreurs de corrélation.
- **Différence d'échelle** : une carotte représente un très petit volume, tandis qu'une mesure diagraphique couvre un volume beaucoup plus important, pouvant conduire à des différences dans les réservoirs hétérogènes.
- **Hétérogénéité du réservoir** : les propriétés pétrophysiques peuvent varier sur de courtes distances, rendant un échantillon de carotte parfois peu représentatif de la zone environnante.

2. La méthode FZI-SWPHI

2.1. Principe de la méthode

Face aux limitations de l'approche FZI classique, **Fazel Alavi** (2014) a développé une technique innovante désignée sous le nom de FZI-SWPHI (Flow Zone Indicator – Irreducible Water Saturation and Porosity). Cette méthode repose sur l'observation fondamentale que la perméabilité peut être exprimée en fonction de la seule porosité et de la saturation en eau irréductible, comme l'avaient déjà proposé plusieurs chercheurs (**Wyllie & Rose**, 1950 ; **Tixier**, 1949 ; **Timur**, 1968 ; **Coates & Dumanoir**, 1974, cités dans **Fazel Alavi**, 2014).

L'idée centrale est d'établir une relation statistique entre le FZI calculé à partir des données de carottes d'un puits clé et le produit de la saturation en eau irréductible et de la porosité ($S_{wirr} \phi_e$) dérivé des diagraphies du même intervalle. Cette relation, une fois validée, peut ensuite être appliquée aux autres puits du champ pour estimer le FZI, et donc la perméabilité, à partir des seules données diagraphiques.

2.2. Relation entre le FZI et ($1 / S_{wirr} \phi_e$)

Le FZI est défini à partir de l'équation de Kozeny-Carman comme étant inversement proportionnel à la surface spécifique des grains (Sg), à la tortuosité (τ) et au facteur de forme (Fs) :

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{Fs \tau^2 Sg v^2}} \quad (3.8)$$

La saturation en eau irréductible (S_{wirr}) est également liée à la surface spécifique des grains. Les grains de petite taille ont une grande surface spécifique et retiennent davantage d'eau irréductible. Ainsi, S_{wirr} augmente lorsque la surface spécifique augmente.

Par conséquent, il existe une relation physique directe entre FZI et S_{wirr} : lorsque S_{wirr} est élevé, FZI est faible, et inversement. Cette relation, combinée à la porosité efficace (ϕ_e), justifie la forme générale proposée par **Fazel Alavi** (2014) :

La relation fondamentale proposée par **Fazel Alavi** (2014) est de la forme :

$$FZI = \frac{a}{S_{wirr} \phi_e} + b \quad (3.9)$$

Cette relation trouve son fondement théorique dans plusieurs considérations physiques exposées par **Fazel Alavi** (2014) :

- Le FZI est inversement proportionnel à la surface spécifique des grains (S_{gv}), à la tortuosité (τ) et à la racine carrée du facteur de forme (F_s).
- La saturation en eau irréductible (S_{wirr}) dépend également de la surface spécifique des grains, les petits grains retenant davantage d'eau irréductible.
- Le produit $S_{wirr} \phi_e$ est souvent constant pour un type de roche donné (**Buckles**, 1965 ; cité dans **Fazel Alavi**, 2014), ce qui suggère une relation directe avec la géométrie du réseau poreux.
- Le rayon hydraulique moyen (rmh) est lié à la fois au FZI et à S_{wirr} par l'intermédiaire de la surface spécifique :

$$rmh = \frac{\phi_e}{S_{gv} (1 - \phi_e)} = FZI \phi_z \sqrt{F_s} \tau \quad (3.10)$$

L'analyse des données de pression capillaire par injection de mercure montre qu'il existe une corrélation générale entre $1/S_{wirr}$ et le rayon hydraulique moyen lorsque la distribution des tailles de pores est similaire (**Fazel Alavi**, 2014).

2.3. Équation finale de perméabilité

En substituant l'expression du FZI (Éq. 3.6) dans l'équation de perméabilité (Éq. 3.9), on obtient la formulation complète de la méthode FZI-SWPHI (**Fazel Alavi**, 2014) :

$$K = 1014 \left[\frac{a}{S_{wirr} \phi_e} + b \right]^2 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \quad (3.11)$$

Cette équation présente plusieurs avantages majeurs selon **Fazel Alavi** (2014) :

- **Spécificité au réservoir** : les constantes a et b sont déterminées statistiquement pour chaque réservoir à partir d'un puits clé carotté, contrairement aux formules universelles de Timur ou Coates qui utilisent des coefficients fixes.
- **Applicabilité générale** : elle ne dépend que de paramètres disponibles dans l'ensemble des puits (S_{wirr} et ϕ_e issus des diagraphies conventionnelles).
- **Résolution verticale améliorée** : les estimations de perméabilité suivent les variations fines des diagraphies, offrant ainsi une meilleure résolution verticale que les méthodes traditionnelles.
- **Fondement théorique solide** : la relation est dérivée des principes physiques de l'écoulement dans les milieux poreux, contrairement aux corrélations purement empiriques.

2.4. Procédure de la méthode FZI-SWPHI

Application de la méthode FZI-SWPHI selon les étapes suivantes **Fazel Alavi** (2014) :

- Sélectionner un puits de référence disposant de bonnes données de carottes et de diagraphies.
- Cibler un intervalle au-dessus de la zone de transition pour garantir que S_w est proche de S_{wirr} .
- Caler les profondeurs entre les données de carottes et les diagraphies.
- Éliminer les échantillons fracturés pour n'analyser que la perméabilité matricielle.
- Calculer le FZI pour les échantillons de carottes.
- Calculer le paramètre $(1 / S_{wirr} \phi_e)$ à partir des diagraphies sur l'intervalle carotté.
- Déterminer les percentiles (du 10^e au 90^e) pour les valeurs de $(1 / S_{wirr} \phi_e)$.
- Déterminer les percentiles (du 10^e au 90^e) pour les valeurs de FZI.
- Tracer les percentiles de FZI en fonction de ceux de $(1 / S_{wirr} \phi_e)$ et ajuster une ligne de tendance linéaire pour trouver les constantes a et b.

Si le coefficient de détermination (R^2) est proche de 1, une seule équation de perméabilité est appliquée. Sinon, il faut subdiviser l'intervalle en zones géologiques distinctes selon les étapes suivantes :

- Calculer la moyenne de $(1 / S_{wirr} \phi_e)$ à partir des diagraphies sur l'intervalle carotté.
- Déterminer le rapport (R) entre la moyenne du FZI et celle de $(1 / S_{wirr} \phi_e)$.
- Tracer simultanément le FZI des carottes et la valeur $(R / S_{wirr} \phi_e)$ en fonction de la profondeur.

- Identifier les zones géologiques ayant des environnements sédimentaires et diagénétiques similaires à partir de ce tracé (en s'aidant de la description des roches et du Rayon Gamma).
- Sélectionner les intervalles où les points de FZI sont parallèles à la courbe calculée avec un écart constant.
- Établir une nouvelle corrélation entre FZI et $(1 / S_{wirr} \phi_e)$ pour chaque intervalle identifié.
- Calculer la perméabilité pour tous les intervalles du puits référence via les corrélations obtenues.
- Lisser les valeurs de perméabilité calculées aux interfaces des zones consécutives.
- Comparer la perméabilité des carottes avec la perméabilité prédite pour valider le découpage géologique.
- Corréler les intervalles géologiques du puits référence avec les autres (puits d'application).
- Calculer la perméabilité des autres puits en utilisant les équations validées sur le puits référence.

3. Utilisation du logiciel Techlog pour la préparation des données

Définition : la plateforme Techlog est un environnement logiciel multidisciplinaire, conçu pour traiter et interpréter l'ensemble des données de puits compris les diagraphies, les données de carottes et les imageries géologiques dans le but de fournir une évaluation pétrophysique et géologique précise des réservoirs (SLB, 2026).

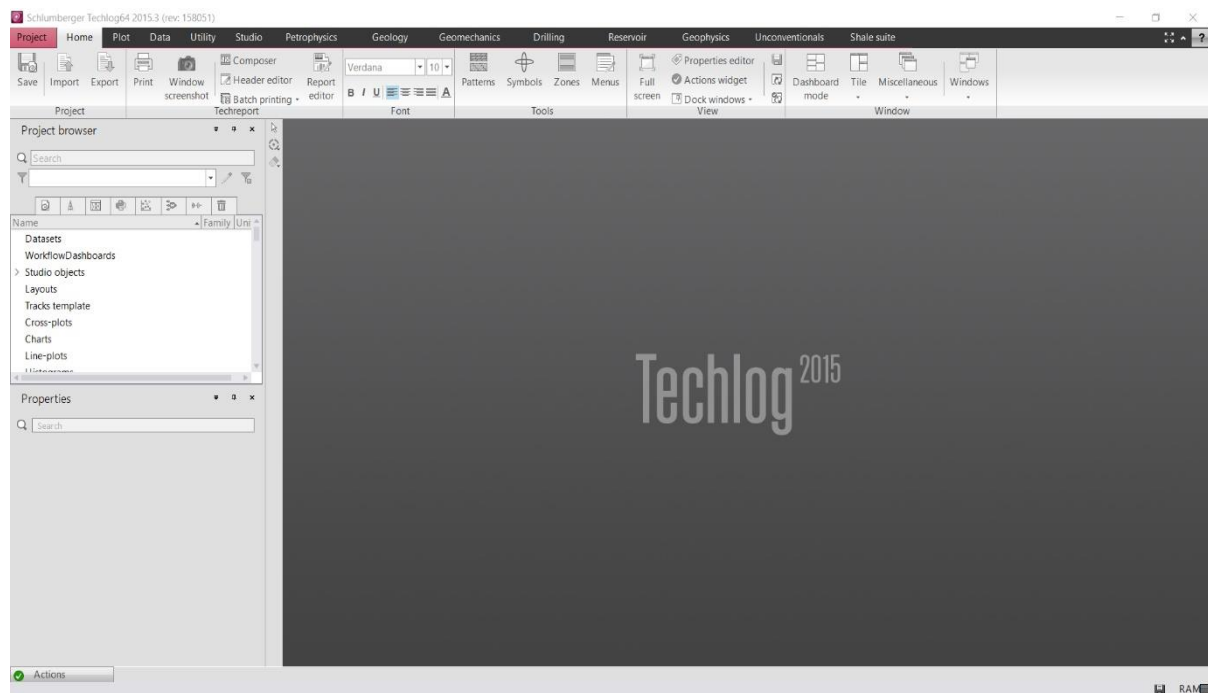


Figure 12 : Interface principale du logiciel Techlog

3.1. Rôle du logiciel Techlog dans l'étude

L'utilisation du logiciel Techlog dans notre travail peut être résumée en deux étapes fondamentales :

1. Le Pré-traitement et Processing : cette étape consiste à convertir les données brutes de diagraphies (format LAS) en courbes numériques exploitables. Elle inclut la réalisation des corrections environnementales nécessaires (effets de trou, de boue, de température, etc.) afin de garantir la fiabilité et la précision des lectures.
2. L'Interprétation Pétrophysique Quantitative : Techlog permet l'application de modèles mathématiques complexes pour estimer les propriétés intrinsèques de la formation qui ne peuvent être mesurées directement. Ces paramètres incluent :
 - Le Volume d'Argile (V_{sh}) : Pour évaluer le degré de propreté du réservoir gréseux.
 - La porosité totale (ϕ_t) et la porosité efficace (ϕ_e) : pour évaluer l'espace poreux de la roche, quantifier le volume des vides présents dans la formation et apprécier sa capacité à stocker et à transmettre les fluides au sein du réservoir.
 - La Saturation en Eau (S_w) : pour estimer la proportion d'eau et, par conséquent, quantifier le volume d'hydrocarbures en place.
 - La perméabilité (K) : pour évaluer l'aptitude de la roche à permettre l'écoulement des fluides à travers son réseau poreux et apprécier son potentiel de transmission au sein du réservoir.

3.2. Explication de l'interface du logiciel

Description : l'interface de Techlog est conçue de manière ergonomique pour faciliter le flux de travail des pétrophysiciens. Elle s'articule autour de plusieurs zones clés qui permettent une interaction fluide entre la gestion des données, leur visualisation et leur traitement mathématique.

L'interface de Techlog se compose des éléments clés suivants :

- Le Ruban (The Ribbon) : regroupe les outils par onglets techniques pour l'importation et le traitement pétrophysique.
- Project Browser : une arborescence organisant les puits, les courbes (Curves) et les jeux de données (Datasets).
- LogView : l'espace central de visualisation des diagraphies pour le contrôle qualité et l'interprétation.
- Property Editor : fenêtre de configuration des paramètres et de choix des méthodes de calcul.

- Workflow manager : Il permet d'assurer l'exécution des différentes étapes du traitement des données.

L'agencement de ces composantes facilite la navigation entre les différentes étapes de l'interprétation, tout en offrant une prise en main fluide de l'interface, comme illustré dans la figure suivante.

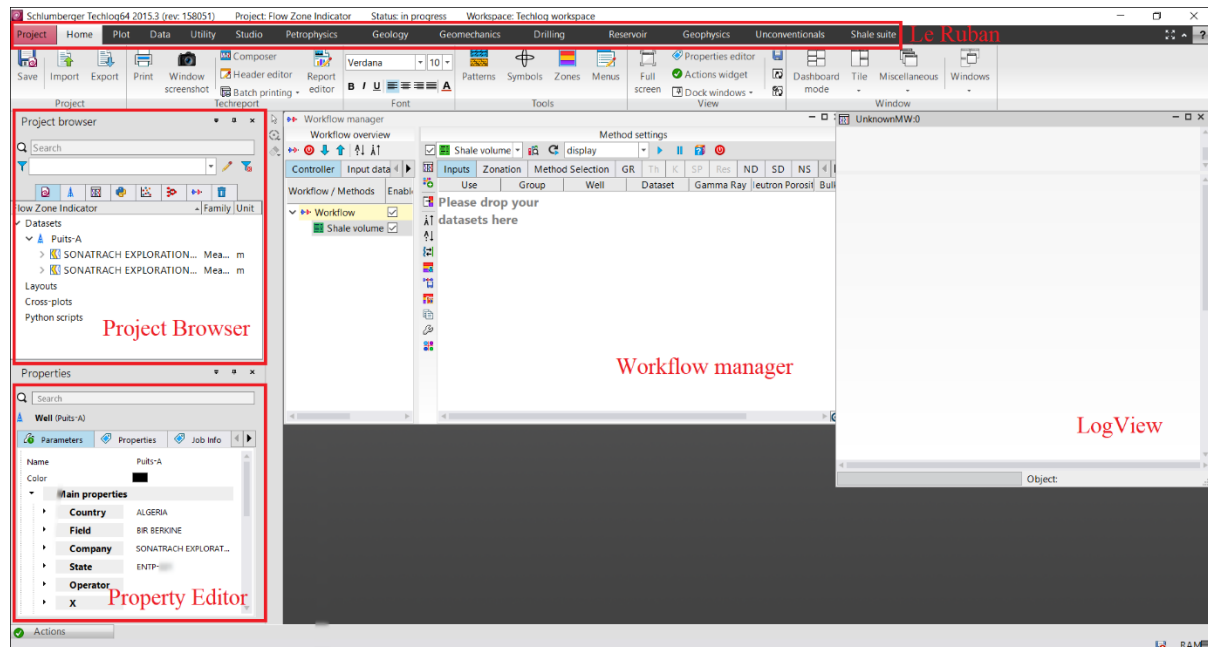


Figure 13 : Vue d'ensemble de l'interface principale et de ses composantes

4. Optimisation par régression non linéaire

Définition et objectifs :

La régression non linéaire est une technique mathématique utilisée pour trouver la meilleure fonction non linéaire décrivant la relation entre un ensemble de points de données observés. Dans le contexte de la méthode FZI-SWPHI, elle permet d'optimiser les constantes a et b pour obtenir le meilleur ajustement possible entre le FZI calculé à partir des carottes et celui estimé à partir des diagrammes.

L'objectif principal est de minimiser la somme des carrés des écarts entre les valeurs observées et les valeurs prédites par le modèle, selon le principe des moindres carrés. Cette approche vise à améliorer la précision de l'estimation du FZI à partir des données diagrammiques.

4.1. Types de modèles de régression

Plusieurs modèles mathématiques peuvent être testés pour trouver la relation optimale entre FZI et $(1 / S_{wirr} \phi_e)$.

Le tableau suivant présente les principaux modèles utilisés dans ce type d'analyse, avec leurs équations respectives (Tableau 5).

Ces modèles permettent d'explorer différentes formes de relations et d'identifier celle qui représente le mieux les données disponibles.

Tableau 5 : Types de modèles de régression pour le FZI

Modèle	Équation
Linéaire	$a + bx$
Logarithmique	$a + b \ln x$
Inverse	$a + \frac{b}{x}$
Quadratique	$a + bx + cx^2$
Cubique	$a + bx + cx^2 + dx^3$
Puissance	$a x^b$
Exponentiel	$a e^{bx}$

Où $x = \frac{1}{S_{wirr} \phi_e}$

Le choix du modèle le plus approprié dépend de la nature des données et de la complexité de la relation physique sous-jacente.

4.2. Évaluation de la qualité du coefficient de détermination

Le coefficient de détermination (R^2) est l'indicateur statistique le plus couramment utilisé pour évaluer la qualité d'un modèle de régression. Il mesure la proportion de la variance de la variable dépendante (FZI) qui est expliquée par la variable indépendante $1 / S_{wirr} \phi_e$ dans le modèle. Ainsi, plus ce coefficient est élevé, plus la prédiction du FZI dans les puits non carottés sera fiable et précise.

$$R^2 = 1 - \left[\frac{\Sigma(y_i - \hat{y}_i)^2}{\Sigma(y_i - \bar{y})^2} \right] \quad (3.12)$$

L'interprétation de R^2 se fait selon les critères suivants :

- $R^2 = 1,00$: ajustement parfait
- $R^2 \geq 0,90$: excellente corrélation
- $0,80 \leq R^2 < 0,90$: bonne corrélation
- $0,70 \leq R^2 < 0,80$: corrélation acceptable
- $R^2 < 0,70$: corrélation insuffisante (le modèle ne capture pas correctement la relation)

5. Utilisation du logiciel SPSS dans l'analyse statistique

Définition : le logiciel IBM SPSS est une suite avancée d'analyse statistique et de gestion des données, utilisée pour réaliser des analyses complexes, tester des hypothèses et construire des modèles prédictifs (IBM Corp., 2026).

5.1. Principales fonctionnalités pour l'analyse de régression

SPSS offre plusieurs fonctionnalités essentielles pour l'analyse de régression dans le cadre de l'étude des réservoirs :

- **Gestion efficace des données :** capacité de traiter et d'analyser de grands ensembles de données avec aisance.
- **Interface utilisateur conviviale :** interface graphique intuitive facilitant les analyses complexes via des menus déroulants, sans programmation.

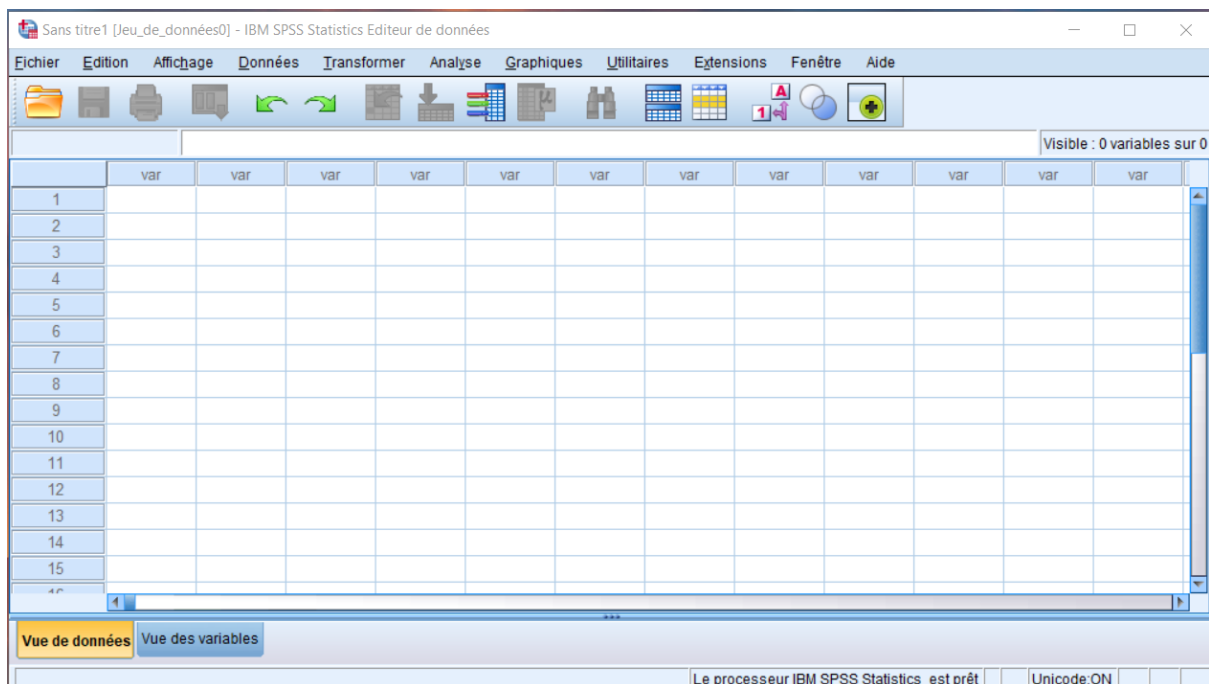


Figure 14 : Interface principale du logiciel SPSS et base de données utilisée

- **Large gamme de modèles de régression** : possibilité d'effectuer des régressions linéaires et non linéaires avec différents modèles (linéaire, logarithmique, inverse, quadratique, cubique, puissance, exponentiel).

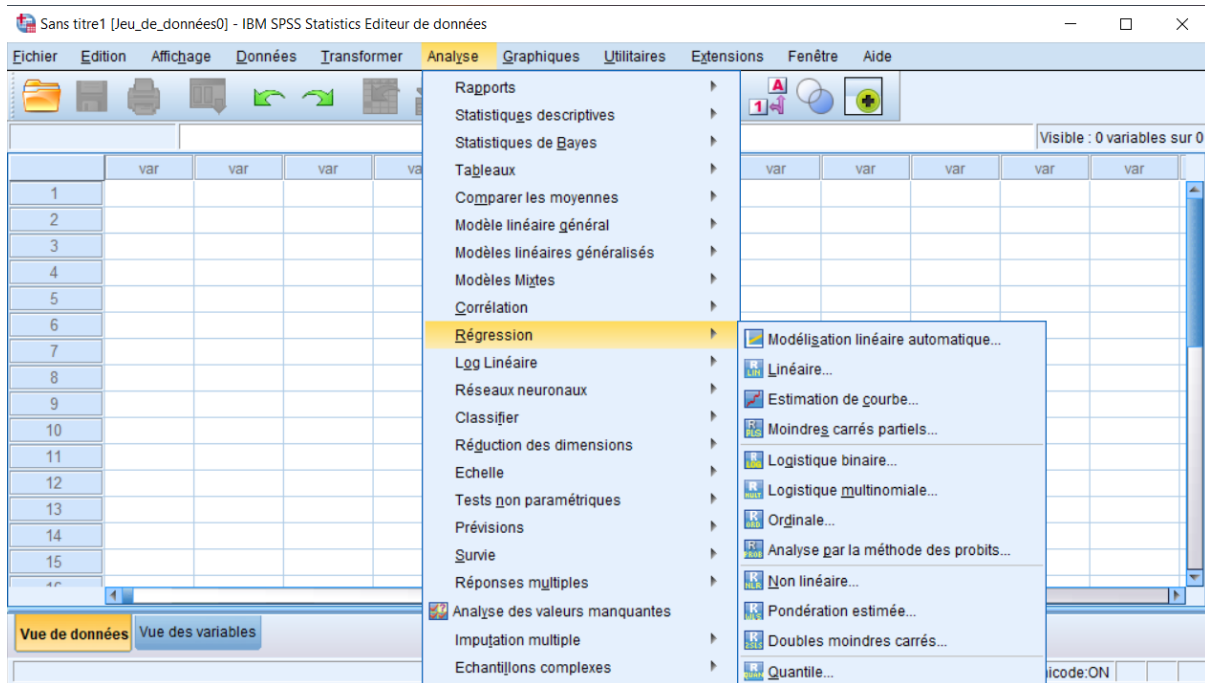


Figure 15 : Chemin d'accès à l'analyse de régression linéaire sous SPSS

- **Outils de diagnostic** : calcul automatique des coefficients de détermination (R^2), des intervalles de confiance, et des tests de signification statistique.
- **Visualisation des résultats** : génération de graphiques et de tableaux facilitant l'interprétation des résultats.

5.2. Application dans l'étude des réservoirs

Dans le cadre de la méthodologie FZI-SWPHI, le logiciel SPSS permet spécifiquement les opérations et les avantages suivants :

- L'analyse de corrélation entre le FZI calculé à partir des carottes et $1 / S_{wirr} \phi_e$ dérivé des diagraphies.
- La détermination des constantes a et b par régression non linéaire, en testant différents modèles pour identifier celui qui offre le meilleur ajustement.
- L'évaluation de la qualité des modèles par le calcul du coefficient R^2 pour chaque modèle testé.
- La validation statistique des relations établies avant leur application aux puits non carottés.

- La représentation graphique des relations entre les variables étudiées afin de visualiser les tendances observées.
- La comparaison des performances des différents modèles statistiques afin de sélectionner le modèle le plus représentatif.

La figure suivante illustre la validation de l'approche FZI-SWPHI en comparant la perméabilité calculée par le modèle FZI-SWPHI à la perméabilité mesurée sur carottes. Les résultats obtenus montrent une meilleure concordance avec les mesures de carottes, ce qui confirme la pertinence et la robustesse de la méthode adoptée pour l'estimation de la perméabilité :

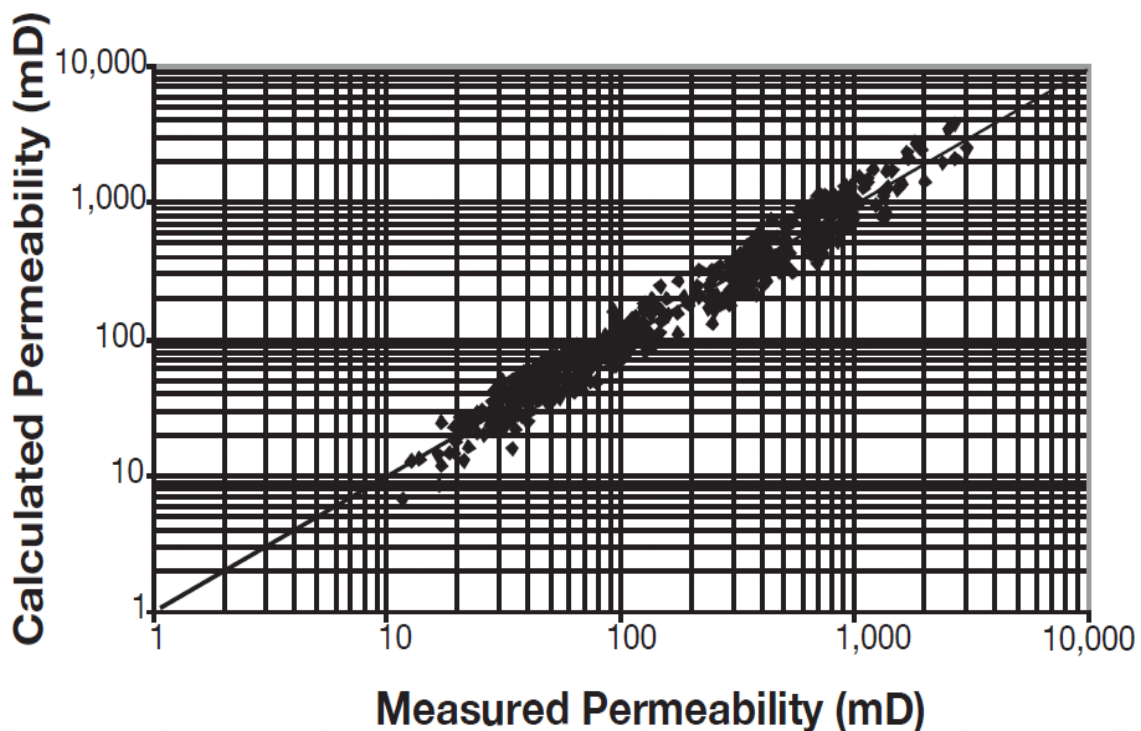


Figure 16 : Corrélation entre la perméabilité de carotte et la perméabilité calculée (**Desouky, 2005**)

Interprétation du cross-plot

La figure représente la corrélation entre la perméabilité mesurée sur carottes (K_{core}) et la perméabilité calculée par la méthode FZI (K_{FZI}). On observe une forte convergence entre les deux nuages de points, confirmée par un coefficient de détermination R^2 élevé (proche de 1).

Cette cohérence démontre que le modèle mathématique établi est fiable et reflète fidèlement la réalité physique du réservoir. Par conséquent, la méthode FZI est validée pour l'estimation continue de la perméabilité dans les zones non carottées.

Conclusion

L'estimation précise de la perméabilité dans les puits non carottés nécessite des méthodes avancées, telles que l'approche FZI-SWPHI développée par **Fazel Alavi** (2014), qui s'appuie sur la physique des milieux poreux (**Svirsky et al.**, 2004 ; **Desouky**, 2005).

Cette méthodologie permet une estimation fiable de la perméabilité à partir de la porosité et de la saturation en eau irréductible, surpassant ainsi les corrélations empiriques classiques. Sa robustesse, validée tant pour les réservoirs homogènes que complexes (**Fazel Alavi**, 2014), garantit une précision accrue.

Le chapitre suivant sera consacré à l'application concrète de cette approche sur les puits du bassin de Berkine, en suivant rigoureusement la procédure établie.

Chapitre 4

Estimation de la perméabilité par la
méthode FZI-SWPHI

Introduction

Ce chapitre présente l'application de la méthode FZI-SWPHI pour l'estimation de la perméabilité à partir des données pétrophysiques, en vue de développer des modèles mathématiques adaptés aux formations étudiées. Les paramètres nécessaires, notamment la saturation en eau irréductible (S_{wirr}) et la porosité efficace (ϕ_e), seront d'abord calculés, puis utilisés pour appliquer la méthode FZI-SWPHI. Une analyse des relations entre les différents paramètres pétrophysiques sera également réalisée afin d'améliorer la précision des modèles développés. Enfin, la fiabilité des modèles sera évaluée sur des puits indépendants afin de vérifier leur validité, leur capacité de généralisation et leur aptitude à fournir des estimations fiables de la perméabilité.

1. Préparation des données diagraphies

L'obtention des valeurs de la saturation en eau irréductible (S_{wirr}) et de la porosité efficace (ϕ_e) à partir des données brutes nécessite plusieurs étapes de traitement. Ce processus implique le calcul de divers indices pétrophysiques en utilisant les logiciels Techlog puis SPSS, selon l'enchaînement suivant :

1.1. Calcul du volume de schiste

Le calcul du volume de schiste (V_{sh}) est une étape cruciale, car il constitue l'élément de correction nécessaire pour déduire la porosité efficace (ϕ_e) de la porosité totale (ϕ_t). Dans le logiciel Techlog, nous utilisons principalement le log Rayonnement Gamma (GR) en suivant les étapes suivantes :

1. Initialisation : importation des données de puits et accès à l'onglet "Petrophysics" puis "Shale Volume" et sélection de l'option "Gamma Ray".

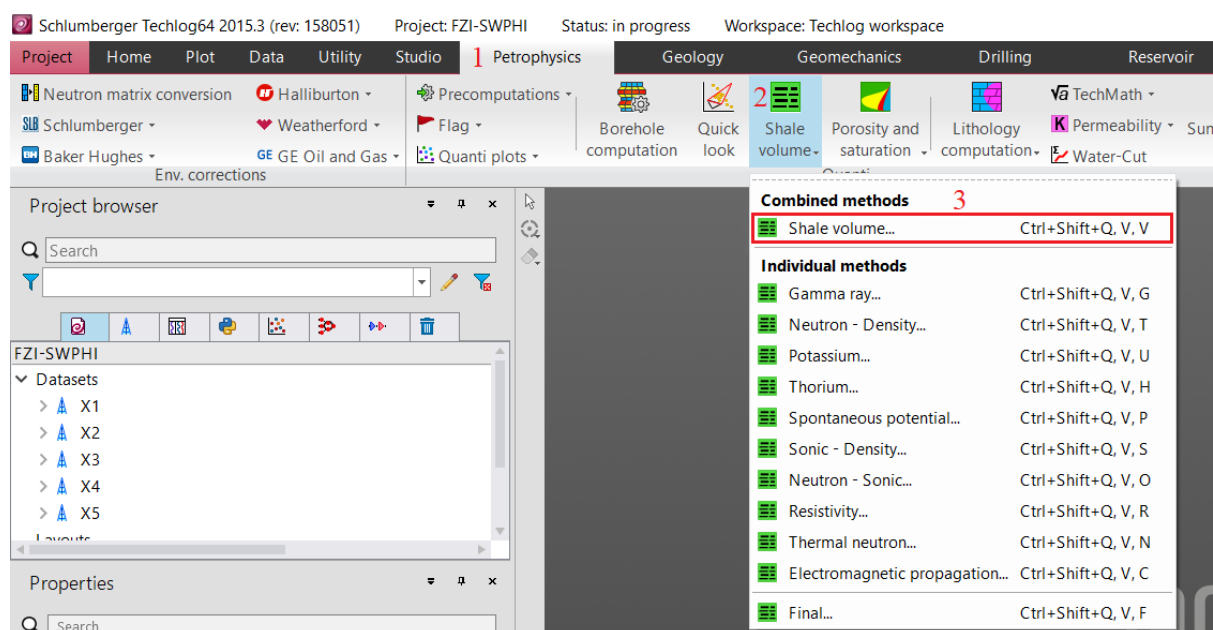


Figure 17 : Méthode d'accès au calcul du volume de schiste

Problématiques du calcul du volume de schiste

L'augmentation excessive de V_{sh} (due à la nature argileuse du réservoir) a entraîné une annulation de la porosité efficace (ϕ_e) par surcorrection de l'argile, ainsi qu'une estimation erronée de la saturation en eau (S_w) dans les modèles de Simandoux et d'Indonesia.

La Solution

Utilisation du log CGR (au lieu du GR standard) : pour se baser uniquement sur le Potassium et le Thorium (les deux composants principaux de l'argile) et exclure l'Uranium afin d'éviter l'inflation des lectures.

Analyse par Histogramme : pour déterminer avec précision les paramètres de la matrice (Matrix) et de l'argile (Shale) pour le CGR, permettant ainsi de mieux distinguer la roche propre (Figure 18).

Logs Neutron et Densité : pour calibrer leurs valeurs propres de Matrix et de Shale, optimisant ainsi la précision du calcul final (Figure 19).

2. Configuration du Workflow : après avoir renseigné les variables (GR, NPHI et RHOB), le "Workflow Manager" est ouvert pour y glisser le Dataset correspondant au puits étudié.
3. Paramétrage des indicateurs (Calibrage) : afin d'obtenir des résultats proches des données de carottes, les paramètres sont ajustés comme suit :

- Indicateur GR :

GR Matrix / Shale : valeur minimale et maximale du CGR (Clean / Argileux formation).

Note : ces valeurs sont déterminées à partir des percentiles P5 et P95 de l'histogramme.

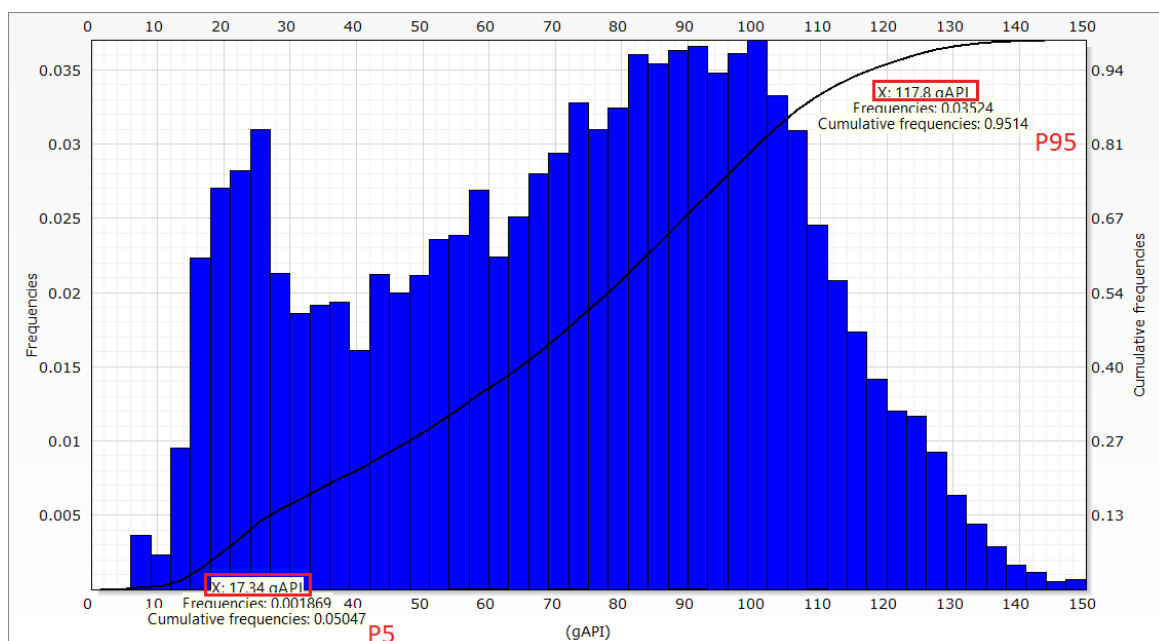


Figure 18 : Extraction des valeurs Matrix et Shale à partir de l'histogramme

- Indicateur ND (Neutron–Density) :

NPHI Matrix / Shale : saisie des valeurs minimale et maximale du log Neutron.

RHOB Matrix / Shale : saisie des valeurs minimale et maximale du log Densité.

RHOB Fluid : densité du fluide présent dans les pores de la formation. En son absence, une valeur légèrement inférieure à la densité de la boue de forage peut être utilisée, (extraite du Master Log).

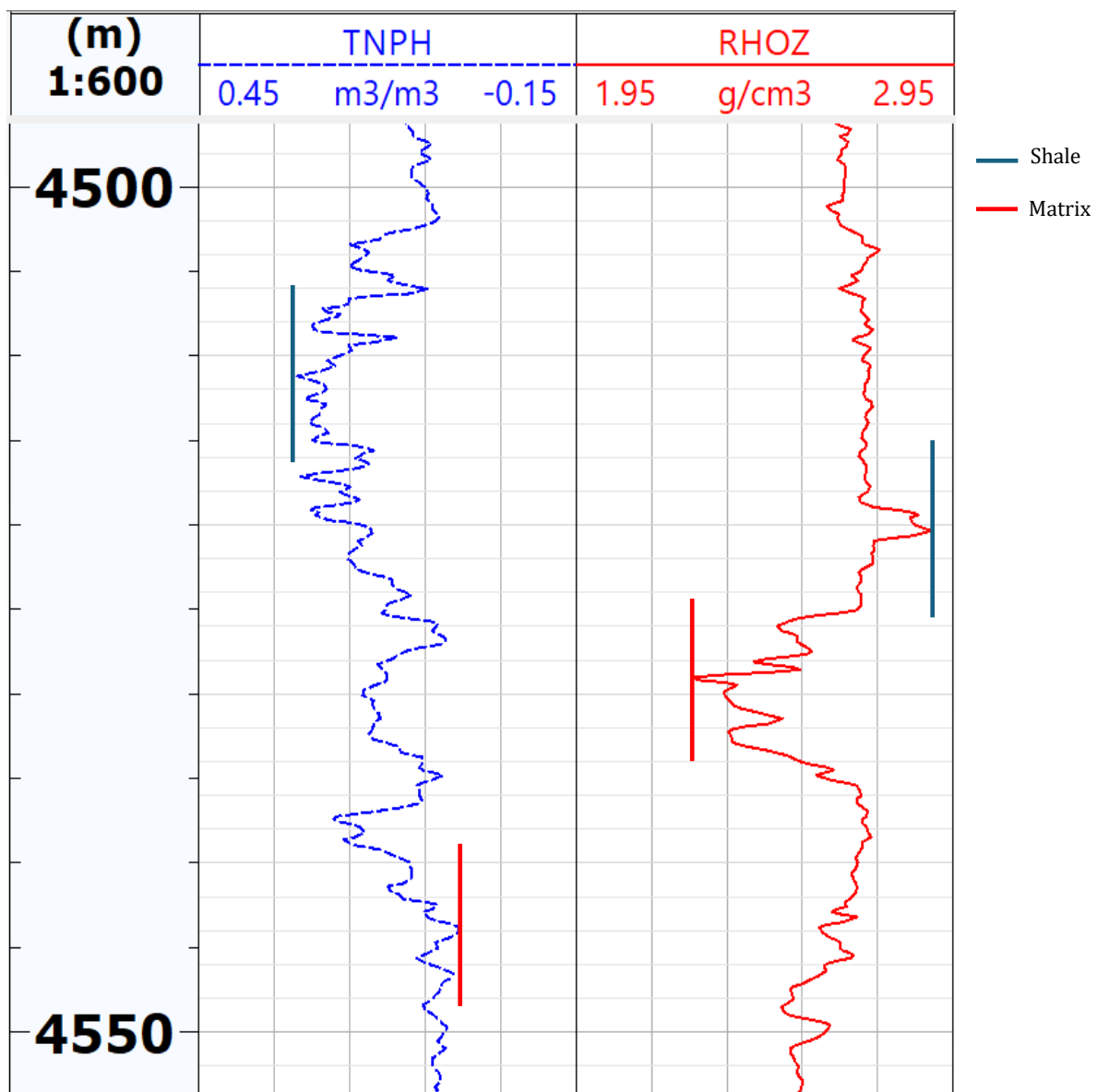


Figure 19 : Extraction des valeurs Matrix et Shale des logs Neutron–Density

4. Validation : après avoir cliqué sur "Save", le nouveau log calculé V_{sh} est généré dans le "Project Browser".

1.2. Calcul des porosités totale et efficace

Le calcul des porosités repose sur l'intégration des données de densité (RHOB), de neutron (NPHI) et du volume de schiste (V_{sh}) déjà estimé. La démarche est la suivante :

1. Accéder à l'onglet "Petrophysics", puis à la section "Porosity and Saturation". Sélectionner "Porosity", et dans la liste "Effective Porosity", choisir l'option "Neutron-Density".

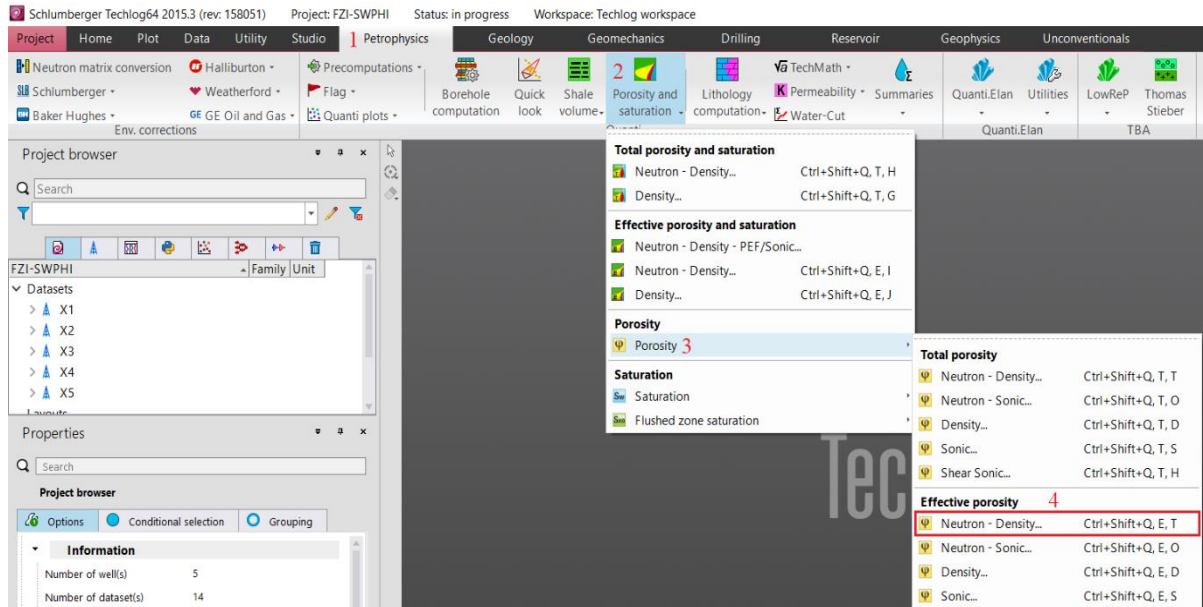


Figure 20 : Méthode d'accès au calcul des porosités totale et efficace

2. Introduire les variables (Neutron, Densité et Volume de schiste), puis cliquer sur "Create".

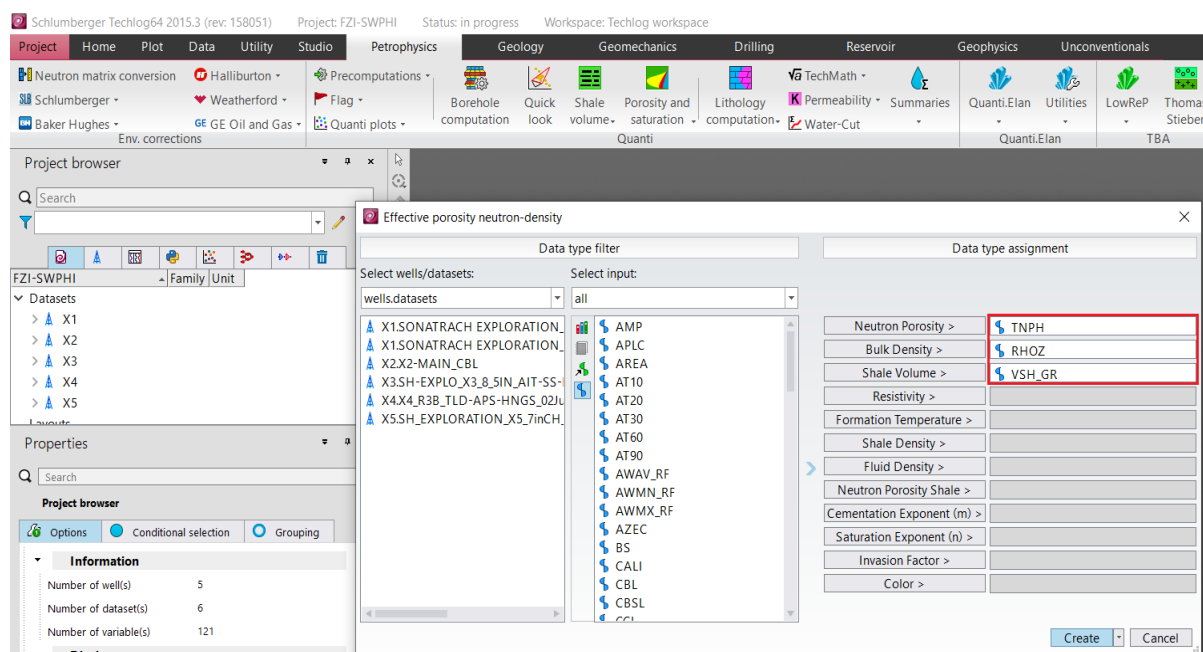


Figure 21 : Introduire les variables (Neutron, Densité et Volume de schiste)

Problématiques du calcul de la porosité totale et efficace

l'annulation de la porosité efficace (ϕ_e) due à la surcorrection de l'argile, et le manque de précision de la porosité totale (ϕ_t).

La Solution

Porosité efficace : résolue par le réajustement de V_{sh} (les procédures précédentes) car l'équation de la porosité efficace soustrait la valeur d'argile.

Porosité totale : elle est résolue par la calibration des paramètres de la matrice (Matrix) et de l'argile (Shale) pour les enregistrements du Neutron et de la Densité.

3. Glisser le Dataset du puits dans le "Workflow Manager" et, dans l'onglet "Parameters", définissez les valeurs des variables comme indiqué précédemment :

RHOB Shale : saisie des valeurs maximale du log Densité.

NPHI Shale : saisie des valeurs maximale du log Neutron.

RHOB fluid : densité du fluide présent dans les pores de la formation. En son absence, une valeur légèrement inférieure à la densité de la boue de forage peut être utilisée, (extraite du Master Log).

Les valeurs des variables NPHI et RHOB sont extraites des mêmes logs, de la même manière que précédemment (Figure 19).

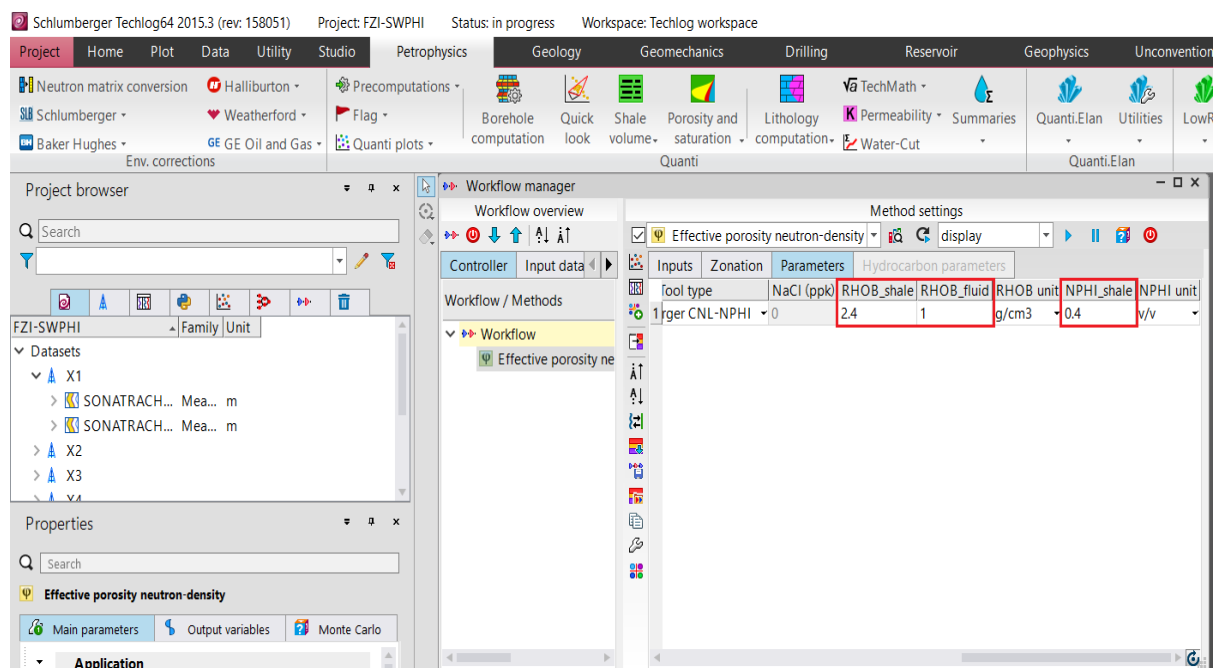


Figure 22 : Détermination des valeurs des variables (Neutron, Densité et Densité fluid)

4. Validation : après avoir cliqué sur "Save", le nouveau log calculé PHIE et PHIT est généré dans le "Project Browser".

1.3. Calcul de la saturation en eau

Pour le calcul de la saturation en eau, la résistivité (Deep Resistivity), la porosité efficace (ϕ_e) et le volume d'argile sont utilisés. La procédure suit les étapes suivantes :

1. Accéder à l'onglet « Petrophysics », puis à la section « Porosity and Saturation ». Sélectionner « Saturation », puis choisir le modèle souhaité parmi les modèles proposés, en fonction des caractéristiques pétrophysiques du réservoir.

Problématiques du calcul de la saturation en eau

Nous avons rencontré deux problèmes principaux : un résultat de saturation totale en eau (100 %) et une inexactitude des résultats par rapport à la saturation mesurée en laboratoire. Pour y remédier, plusieurs modèles de calcul de la saturation en eau ont été testés afin de sélectionner celui qui s'adapte le mieux aux caractéristiques pétrophysiques du réservoir.

La Solution

1. Résultat de saturation = 100 % : ce problème a été résolu en recalculant la porosité efficace qui était proche de zéro. Étant donné que la plupart des équations de saturation divisent par la porosité efficace, cela entraînait une hausse de la saturation.
2. La non-concordance entre les résultats calculés et les mesures sur carottes est due au principe pétrophysique du modèle utilisé, comme suit :
 - Archie (Valeurs anormales et élevées) : car il suppose que le réservoir est une roche propre, alors que le réservoir SAG contient des couches d'argile denses (Figure 27).
 - Indonesia (Valeurs très basses) : car il suppose une distribution dispersée de l'argile, tandis que le réservoir SAG se caractérise par une argile laminée alternée (Figure 27). De plus, il est conçu pour les eaux douces, alors que l'eau du bassin de Berkine est ultra-salée.
 - Dual Water (Valeurs anormales à 100 %) : car il suppose une argile dispersée qui obstrue les pores et augmente l'eau liée, alors que le réservoir SAG présente une argile laminée où le sable conserve sa porosité libre et sa propreté.

Le test du modèle de Simandoux a donné des valeurs très proches de celles mesurées sur carottes, ce qui confirme sa bonne adaptation aux caractéristiques pétrophysiques du réservoir SAG. Contrairement aux autres modèles, Simandoux prend en compte l'influence des formations argileuses sur la conductivité électrique, ce qui permet d'obtenir une estimation plus réaliste de la saturation en eau dans ce type de réservoir. Cette bonne concordance avec les données de carottes confirme ainsi la pertinence et la fiabilité du modèle pour les formations étudiées.

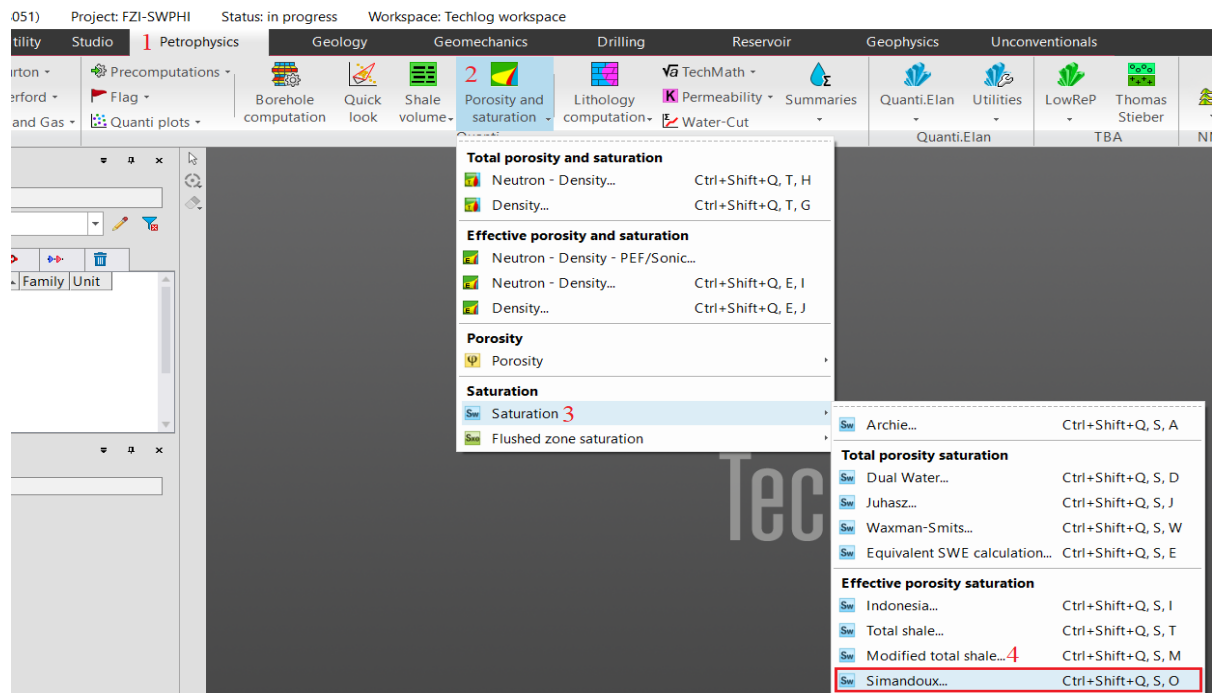


Figure 23 : Méthode d'accès au calcul de la saturation

2. Introduire les variables "Deep Resistivity", de porosité totale et du volume de schiste, puis cliquer sur "Create".
3. Glisser le Data set dans le "Workflow Manager" et cliquer sur "Save" pour générer le log saturation en eau (S_w).

1.4. Estimation de la saturation en eau irréductible

Pour extraire la saturation en eau irréductible (S_{wirr}), nous utilisons les valeurs de porosité efficace (ϕ_e) et de saturation en eau (S_w) préalablement calculées dans le logiciel Techlog.

Cette opération repose sur la représentation graphique de S_w en fonction de ϕ_e dans le logiciel SPSS, où la porosité efficace est placée sur l'axe X et la saturation sur l'axe Y.

La démarche suivie sur SPSS comprend les étapes suivantes :

1. Importer le tableau de données contenant les valeurs de la porosité efficace (ϕ_e) et de la saturation (S_w) correspondant aux profondeurs des carottes dans le logiciel SPSS.
2. Accéder au menu "Analyse", puis "Régression", et sélectionner "Estimation de courbe".
3. Introduire la variable de saturation (S_w) dans la liste "Dépendante" et la porosité efficace (ϕ_e) dans la liste "Indépendante", sélectionner le modèle "Inverse", puis cliquer sur "OK", Le résultat de l'ajustement du modèle inverse est présenté dans la Figure (25).

Estimation de courbe

Variable(s) dépendante(s) : SW (log) [SWlog]

Indépendante : Variable : Øe (Log) [ØeLog]

Libellés d'observation : Inclure terme constant dans l'équation Représenter sous forme graphique

Modèles : Linéaire Quadratique Composé De croissance Logarithmique Cubique S Exponentiel Inverse Puissance : Logistique

Borne supérieure :

Afficher le tableau ANOVA

OK Coller Réinitialiser Annuler Aide

Figure 24 : Paramétrage de la fenêtre Estimation de courbe

- Extraire l'équation de la courbe et l'appliquer à l'ensemble du réservoir pour calculer les valeurs de S_{wirr} en se basant sur la porosité efficace (ϕ_e).

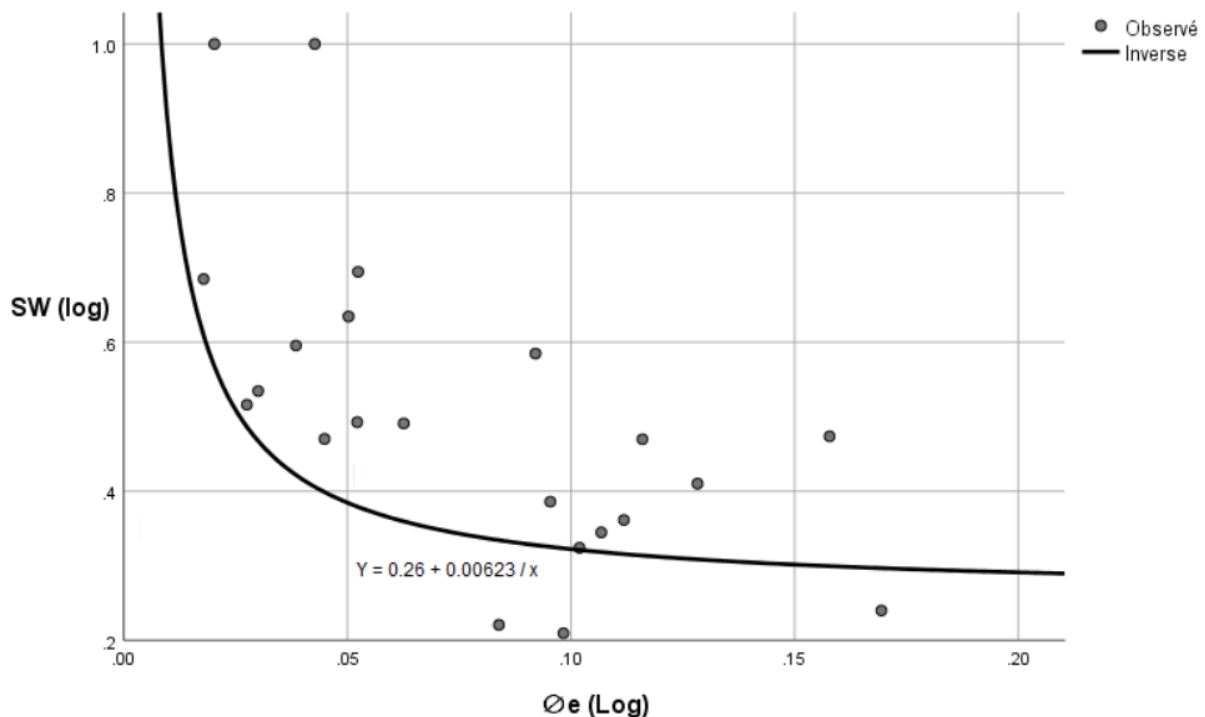


Figure 25 : Ajustement du modèle inverse entre la saturation et la porosité efficace (Puits X1)

- Modélisez les points de données présentant des valeurs impossibles ($S_{wirr} > S_w$) à l'aide d'une formule mathématique cohérente avec leurs propriétés pétrophysiques.

Cette courbe est appelée ligne de BVW constant (Bulk Volume Water). La distribution des points autour de cette ligne a des significations physiques :

Points situés au-dessus de la courbe ($S_{wirr} < S_w$)

Ces points indiquent que la quantité d'eau présente dans les pores est supérieure à la quantité d'eau irréductible.

Interprétation pétrophysique : le réservoir contient, en ces points, de l'eau libre mobile.

Résultat productif : ces zones peuvent produire des hydrocarbures avec de l'eau associée, ou correspondre à des zones de transition, voire à des zones entièrement aquifères.

Points situés sur la courbe ($S_{wirr} = S_w$)

Ces points indiquent que la quantité d'eau présente dans les pores est exactement égale à la quantité d'eau irréductible.

Interprétation pétrophysique : cet état représente la saturation en eau irréductible, où l'eau est liée aux grains par les forces capillaires et reste immobile (Guo et al., 2005).

Résultat productif : ces zones sont considérées comme ayant le meilleur potentiel réservoir. Elles garantissent une production propre (100 % d'hydrocarbures) sans venue d'eau, ce qui prouve que la formation se situe au-dessus de la zone de transition.

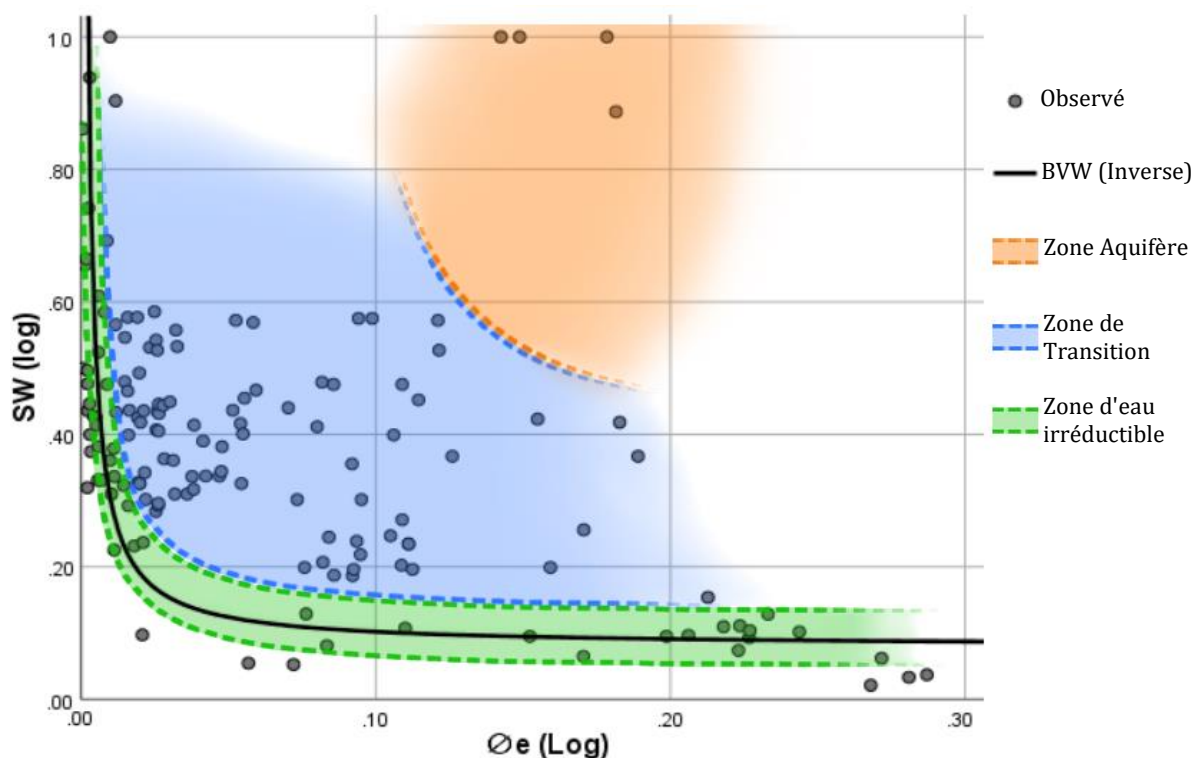


Figure 26 : Ajustement du modèle inverse entre la saturation et la porosité efficace (Puits X4)

Remarque : des valeurs aberrantes ($S_{wirr} > S_w$) ont été corrigées à l'aide de la formule de Coates (Éq. 2.18), basée sur les données de carottes.

2. Application de la méthode FZI-SWPHI

L'étude a été réalisée sur cinq puits du réservoir : X1, X2, X3, X4 et X5. Parmi ces puits, le puits X1 a été sélectionné comme puits clé pour l'établissement du modèle pétrophysique, et ce pour plusieurs critères essentiels :

- Il est situé au-dessus de la zone de transition, où $S_{wirr} = S_w$, ce qui constitue une condition fondamentale pour l'application de la méthode (Guo et al., 2005).
- Il dispose de données de diagraphies et de carottes de haute qualité, reconnues pour leur fiabilité et leur représentativité.
- Il se caractérise par une homogénéité et une stabilité des valeurs de porosité et de perméabilité entre les couches, facilitant ainsi l'identification des zones géologiques.

Par conséquent, l'utilisation du puits X1 comme puits de référence constitue une option robuste pour l'élaboration d'un modèle représentatif, basé sur la méthode FZI-SWPHI, et applicable aux autres puits du réservoir (Guo et al., 2005).

2.1. Corrélation des données (carottes–diagraphies)

Un appariement entre les données de carottes et les données diagraphiques a été réalisé à l'aide des logs Gamma Ray (GR) afin de vérifier la correspondance des profondeurs et détecter d'éventuels décalages.

Les échantillons présentant des fractures, des fissures ou une teneur élevée en argile ont été exclus sur la base de la valeur de V_{sh} précalculée ainsi que des informations issues du diagraphies et Master Log.

Exemple : La carotte n°03 a été exclue du puits clé après l'analyse détaillée du Description Master Log, qui a clairement révélé la présence de fractures horizontales remplies d'argile, comme le montre la figure suivante :



Figure 27 : Lithologie et description de la carotte n°03, Puits X1 (Sonatrach, 2017)

2.2. Calcul des valeurs du FZI, de $(1 / S_{wirr} \phi_e)$ et de leurs pourcentages

Le calcul du FZI est effectué point par point pour chaque échantillon de carotte selon la procédure suivante :

1. Calcul de l'indice de qualité du réservoir (RQI) : selon l'équation (3.1).
2. Calcul du rapport du volume des pores au volume des grains (ϕ_z) : selon l'équation (3.2).
3. Détermination du FZI : selon l'équation (3.3).

Cette procédure est appliquée de manière systématique pour chaque profondeur carottée sur l'ensemble des puits de l'étude (Guo et al., 2005).

4. La valeur $(1 / S_{wirr} \phi_e)$ est calculée pour chaque point de profondeur à partir des diagraphies.
5. Les percentiles de P10, P20 ... P90 ont été calculés pour le FZI et pour les valeurs de $(1 / S_{wirr} \phi_e)$, puits par puits (Figure 28).

Percentile	$1/S_{wirr}\phi_e$	FZI
(%)	(-)	(μm)
10	15.6375454	0.366226211
20	20.99163969	0.40546204
30	24.82912696	0.601413304
40	29.65235419	0.643001238
50	32.53381785	0.680686845
60	38.27267134	0.883386459
70	46.62739316	1.24905177
80	50.77233086	1.317116237
90	73.42968291	1.425617026

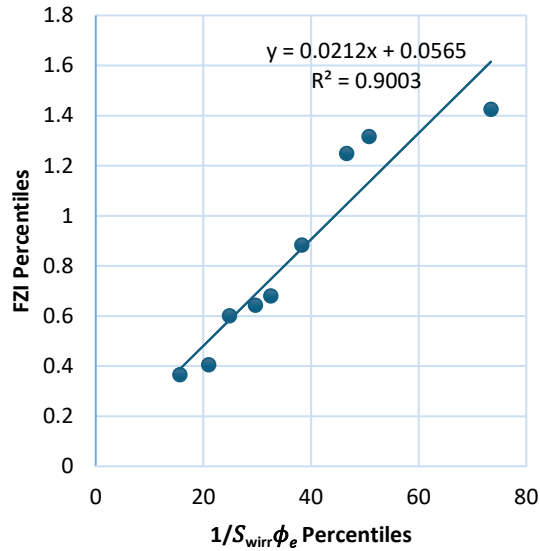
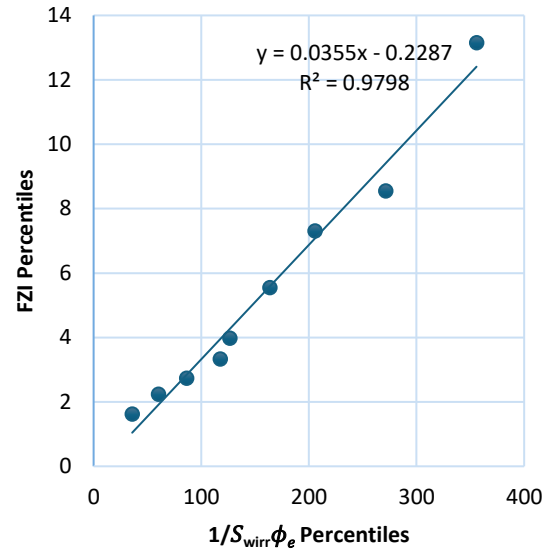
Figure 28 : Percentiles du FZI et de $1 / S_{wirr} \phi_e$

2.3. Extraction des équations

Les rapports FZI et $(1 / S_{wirr} \phi_e)$ de chaque puits ont été représentés graphiquement individuellement comme suit :

- FZI sur l'axe des Y.
- $(1 / S_{wirr} \phi_e)$ sur l'axe des X.

Une analyse de régression linéaire a ensuite été effectuée pour chacun des cinq puits (Guo et al., 2005). Les résultats obtenus pour les puits X1 et X4 sont présentés dans les figures suivantes.

Figure 29 : FZI en fonction de $1 / S_{wirr} \phi_e$, puits X1Figure 30 : FZI en fonction de $1 / S_{wirr} \phi_e$, puits X4

Les résultats du puits X4 (Figure 30) ont été présentés car il a enregistré la meilleure corrélation avec un $R^2 = 0,98$ (Guo et al., 2005). En revanche, le puits clé X1 (Figure 29) a obtenu une corrélation de $R^2 = 0,90$.

Le tableau suivant présente les résultats de corrélation pour l'ensemble des puits étudiés :

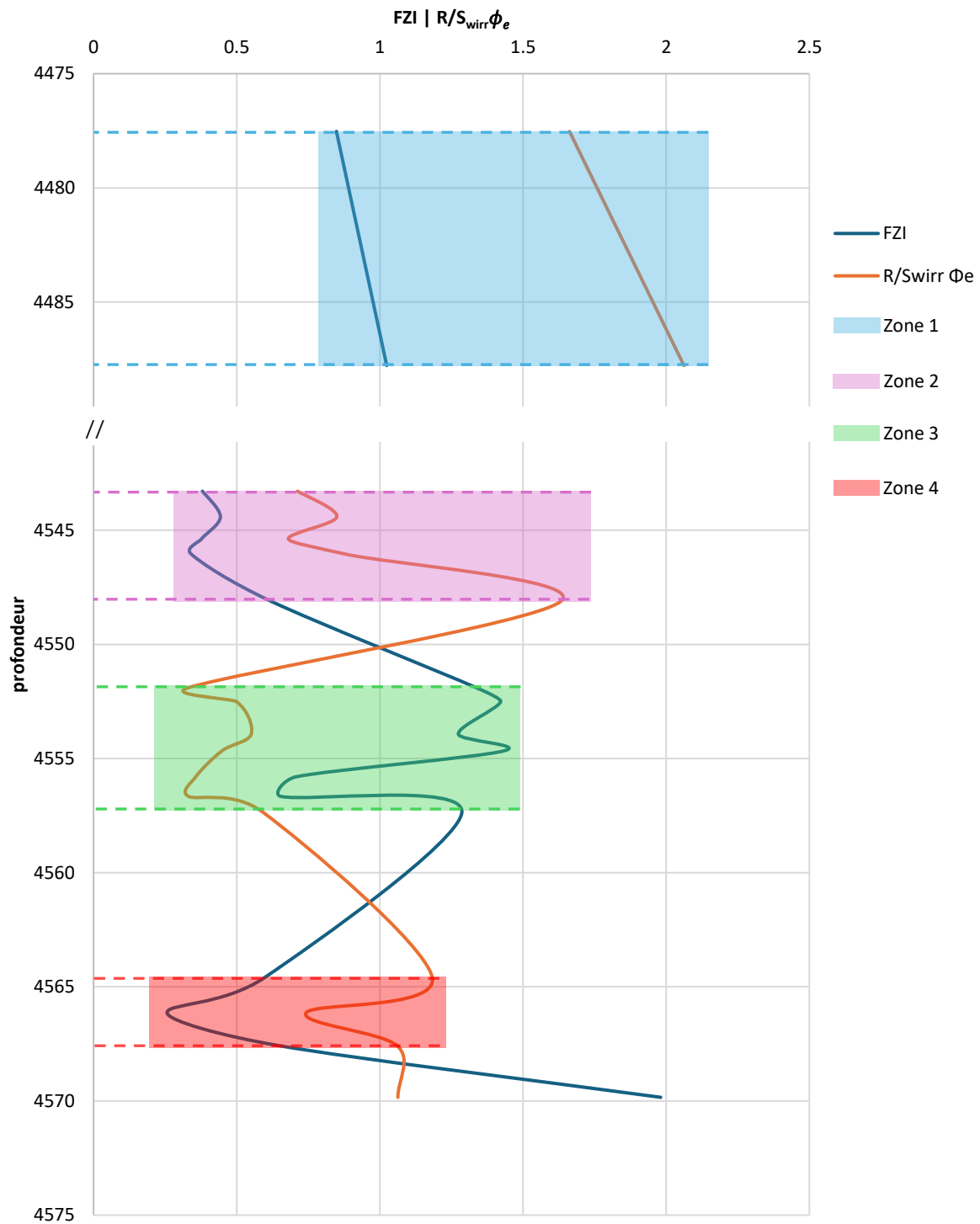
Tableau 6 : Résultats de la régression non linéaire des puits étudiés

Puits	R^2	Équation du FZI	Équation de la perméabilité
X1	0,90	$0,0212 x + 0,0565$	$1014 (0,0212 x + 0,0565)^2 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
X2	0,94	$0,0319 x - 1,6440$	$1014 (0,0319 x - 1,6440)^2 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
X3	0,73	$0,1401 x - 29,289$	$1014 (0,1401 x - 29,289)^2 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
X4	0,98	$0,0355 x - 0,2287$	$1014 (0,0355 x - 0,2287)^2 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
X5	0,43	$0,5730 x - 84,448$	$1014 (0,5730 x - 84,448)^2 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$

Où $x = \frac{1}{S_{wirr} \phi_e}$

Après l'application de l'équation du puits principal X1, les valeurs de perméabilité n'ont pas montré une concordance avec les valeurs extraites des carottes, ce qui a nécessité la division du puits X1 en zones secondaires selon les critères suivants :

- La courbe $(R / S_{wirr} \phi_e)$ et la courbe FZI en fonction de la profondeur, pour déterminer les limites et les domaines des zones.
- La classification d'Archie des roches, pour reconnaître les caractéristiques pétrophysiques de chaque zone.

Figure 31 : FZI et $R / S_{wirr} \phi_e$ en fonction de la profondeur

Interprétation

- Parallélisme

Dans les zones 1, 2, 3 et 4 ce qui signifie que ces intervalles représentent différentes unités de flux hydrauliques (HFU), où la perméabilité suit les mêmes lois dans chaque unité (**Guo et al., 2005**).

- Tendance

Ascendante dans les zones 1 et 2, ce qui explique une amélioration continue de la perméabilité du réservoir.

La sinuosité (les fluctuations) dans les zones 2, 3 et 4 indique une hétérogénéité résultant d'une fluctuation des propriétés pétrophysiques, telles que la variation de la taille des grains et des seuils de pores. Cela se manifeste intensément dans la zone 3.

- Intersections

Les points d'intersection définissent les limites entre différentes unités de flux. Ils traduisent un changement des faciès sédimentaires et des conditions de dépôt ayant entraîné des variations dans la texture de la roche (granulométrie, tri et organisation des grains). Ces changements ont influencé les propriétés pétrophysiques des couches, notamment la porosité et la perméabilité. Par conséquent, ces zones d'intersection indiquent des transitions entre des unités réservoirs présentant des comportements d'écoulement divergents.

- Positionnement

Lorsque le FZI est supérieur à $(R / S_{wirr} \phi_e)$ dans la zone 3, cela indique une excellente qualité de réservoir, caractérisée par une bonne connectivité des pores et une capacité élevée d'écoulement des fluides, ce qui se traduit par de bonnes valeurs de flux.

Lorsque le FZI est inférieur à $(R / S_{wirr} \phi_e)$ dans les zones 1, 2 et 4, cela indique une qualité de réservoir moyenne à médiocre, caractérisée par une connectivité poreuse moins favorable et une capacité d'écoulement réduite. Ces zones peuvent nécessiter des techniques de stimulation afin d'améliorer la productivité du réservoir.

Classification d'Archie des roches

Classe Archie les roches réservoirs selon deux critères principaux :

- Les lettres (A, B, C) : représentent la taille des pores visibles : la qualité du réservoir s'améliore de A vers C avec l'augmentation de la taille des pores.
- Les chiffres romains (I, II, III) représentent la texture de la matrice rocheuse ; la perméabilité augmente de I à III avec l'augmentation de la taille et de la netteté des grains.

La classification d'Archie a été attribuée à notre intervalle d'étude, sur la base de la description des carottes et du master log, comme suit :

Zone 1 : grès compact très fin à fin $\longrightarrow$ I, A

Zone 2 : grès silico-argileux compact très fin à fin $\longrightarrow$ I, A

Zone 3 : grès fracturé très fin à fin $\longrightarrow$ I/II, B

Zone 4 : grès argileux très fin à fin $\longrightarrow$ I, A

Résultats de la zonation

Les courbes FZI et $(R / S_{wirr} \phi_e)$ ont été utilisées pour déterminer les intervalles et les limites des unités de flux, tandis que la classification d'Archie a été utilisée pour évaluer la qualité pétrophysique de ces unités. Les résultats obtenus peuvent être résumés comme suit :

- Il est nécessaire de diviser l'intervalle d'étude en 4 zones selon la profondeur (Tableau 7).
- La meilleure zone en termes de qualité est la zone 3.

Tableau 7 : Zonation du puits X1

Zone	Intervalle (m)	Classe de roche selon la classification d'Archie	$R / S_{wirr} \phi_e$ pour Diagraphies comparé au FZI pour Carottes
1	4477,53–4487,78	I, A	Supérieur au FZI
2	4543,29–4548,11	I, A	Supérieur au FZI
3	4551,90–4557,35	I/II, B	Inférieur au FZI
4	4564,58–4567,58	I, A	Supérieur au FZI

Une analyse de régression linéaire est réalisée pour chaque zone afin de déterminer ses propres coefficients (Tableau 8).

Tableau 8 : Coefficients de corrélation entre FZI et $1 / S_{wirr} \phi_e$ dans le puits X1

Zone	Intervalle (m)	a	b	R^2
1	4477,53–4487,78	0,0098	0,1181	1,00
2	4543,29–4548,11	0,0068	0,1439	0,95
3	4551,90–4557,35	0,0550	0,1088	0,71
4	4564,58–4567,58	0,0205	0,3990	0,98

2.4. Validation des équations de perméabilité

La perméabilité est recalculée avec les nouveaux coefficients.

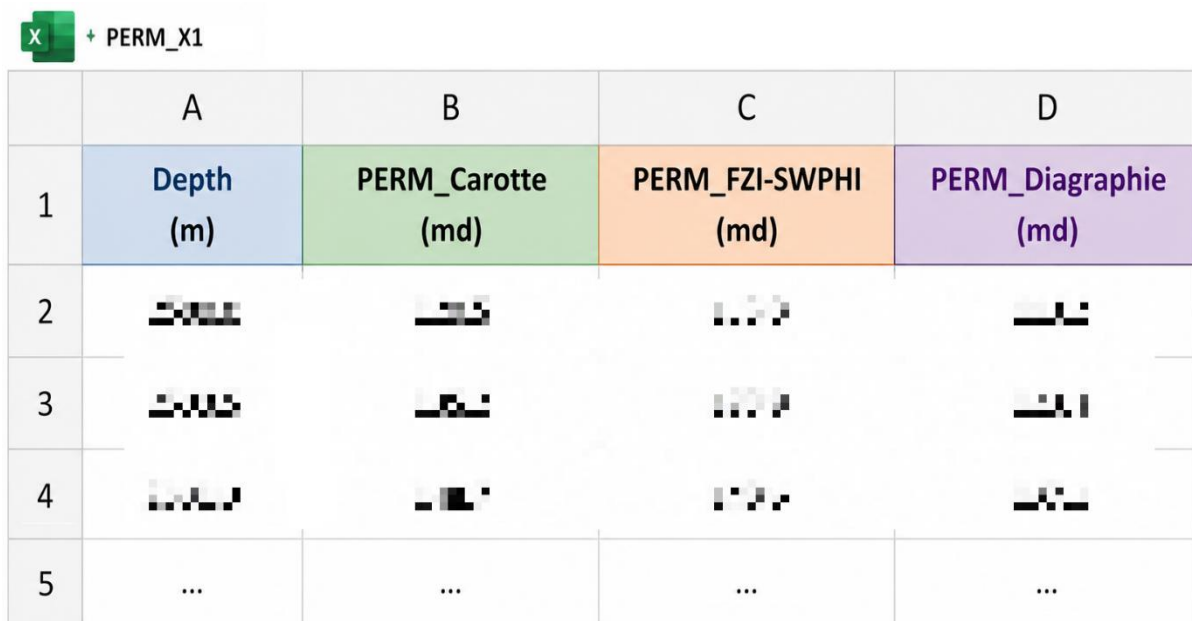
Tableau 9 : Comparaison des perméabilités carotte et estimées (FZI-SWPHI diagraphies) puits X1

Zone	Carottes	FZI-SWPHI		Diagraphies	
	K (mD)	K (mD)	Erreur (%)	K (mD)	Erreur (%)
1	0,01	0,011	10	0,001	-90
2	0,014	0,015	7,1	0,083	492,9
3	2,9	2,89	-0,3	1,95	-32,8
4	0,03	0,026	-13,3	0,13	333,3

L'étape suivante présente la procédure adoptée pour l'intégration des valeurs de perméabilité calculées dans le logiciel Techlog en fonction de la profondeur, sous forme de variables, afin de permettre une comparaison et une analyse plus efficaces des résultats obtenus.

Première étape : Création d'un fichier de données (Excel).

1. Ouvrir Microsoft Excel et créer un nouveau fichier, nommé par exemple PERM_X1.
2. Renseigner les données dans les colonnes suivantes :
 - Colonne A : Profondeur (Depth), en (m).
 - Colonne B : Perméabilité mesurée sur carottes, en (mD).
 - Colonne C : Perméabilité calculée par la méthode FZI-SWPHI, en (mD).
 - Colonne D : Perméabilité issue de l'interprétation des diagraphies, en (mD).
3. Vérifier que les données sont correctement ordonnées en fonction de la profondeur.
4. Enregistrer le fichier au format CSV.



	A	B	C	D
1	Depth (m)	PERM_Carotte (md)	PERM_FZI-SWPHI (md)	PERM_Diagraphie (md)
2	...	...	...	...
3	...	...	...	...
4	...	...	...	...
5	...	...	...	...

Figure 32 : Préparation des données de profondeur et des perméabilités sous Excel

Deuxième étape : Importation des données dans Techlog.

1. Dans Techlog, cliquer sur Import, puis sélectionner le fichier CSV. La fenêtre Data Import Wizard s'ouvre alors.
2. Dans le tableau de définition des variables, paramétrer les colonnes comme suit :
 - Première colonne (Depth) :
Type : Reference
Unité : m

- Deuxième, troisième, quatrième colonnes (Perméabilité) :
Type : Variable
Unité : mD
 - Dans la fenêtre Data Import Wizard :
Saisir le nom du puits (Well Name), par exemple : X1.
Définir le nom du jeu de données (Dataset name), par exemple : PERM_X1.
Choisir le type de données (Dataset type) : Continuous.
3. Après vérification de l'ensemble des paramètres, cliquer sur Load to the Import Buffer afin de charger les données dans le logiciel.

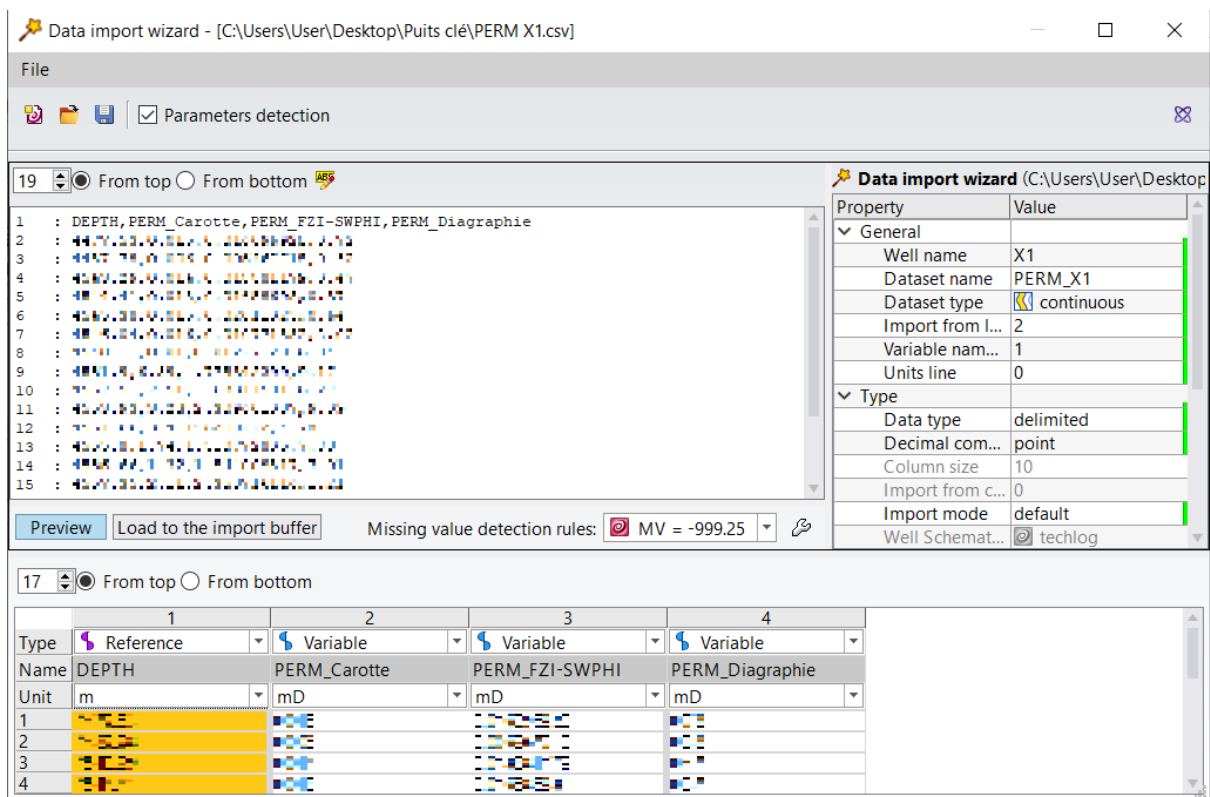


Figure 33 : Paramétrage de la fenêtre "Data Import Wizard"

Objectif

L'intégration des données de perméabilité dans Techlog vise à faciliter leur visualisation et leur comparaison avec les données de diagraphies. Cette représentation permet de visualiser l'ensemble des valeurs malgré les fortes variations de perméabilité entre les différentes couches, lesquelles peuvent entraîner une déformation des courbes dans une représentation classique.

Après avoir chargé les données dans Techlog, les variables importées sont glissées dans la fenêtre Log View pour s'afficher comme suit (Figure 34).

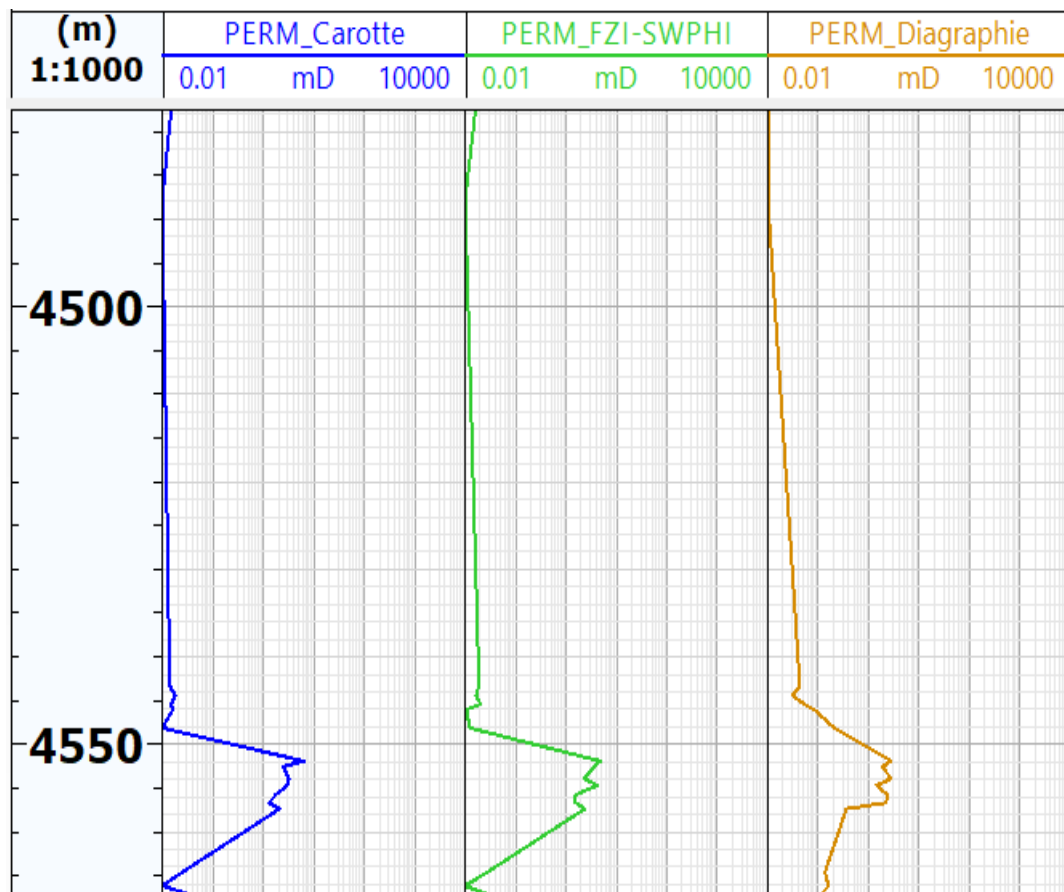


Figure 34 : Comparaison des variables de perméabilité dans Techlog (puits X1)

Une convergence est observée entre les valeurs de perméabilité calculées et celles des carottes, témoignant du succès des sous-équations dans l'évaluation de la perméabilité du puits X1, Ensuite, nous procédons à la corrélation des profondeurs entre le puits X1 et le puits X2.

Tableau 10 : Corrélations entre les zones des puits X1 et X2

Zone	Profondeur du puits X1 (m)	Profondeur du puits X2 (m)
1	4477,53–4487,78	4468,19–4473,71
2	4543,29–4548,11	Absent
3	4551,90–4557,35	4567,09–4575,47
4	4564,58–4567,58	4577,54–4582,43

Ensuite, les valeurs de perméabilité pour chaque zone sont calculées à l'aide des équations précédentes.

Tableau 11 : Comparaison des perméabilités carotte et estimées (FZI-SWPHI diagraphies) puits X2

Zone	Carottes	FZI-SWPHI		Diagraphies	
	K (mD)	K (mD)	Erreur (%)	K (mD)	Erreur (%)
1	0,039	0,036	-7,7	0,12	207,7
2	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent
3	36,9	28,38	-23,1	63,7	72,6
4	0,39	0,4	2,6	0,15	-61,5

Les données de perméabilité sont introduites dans Techlog en fonction de la profondeur (selon la même procédure), afin de faciliter leur comparaison.

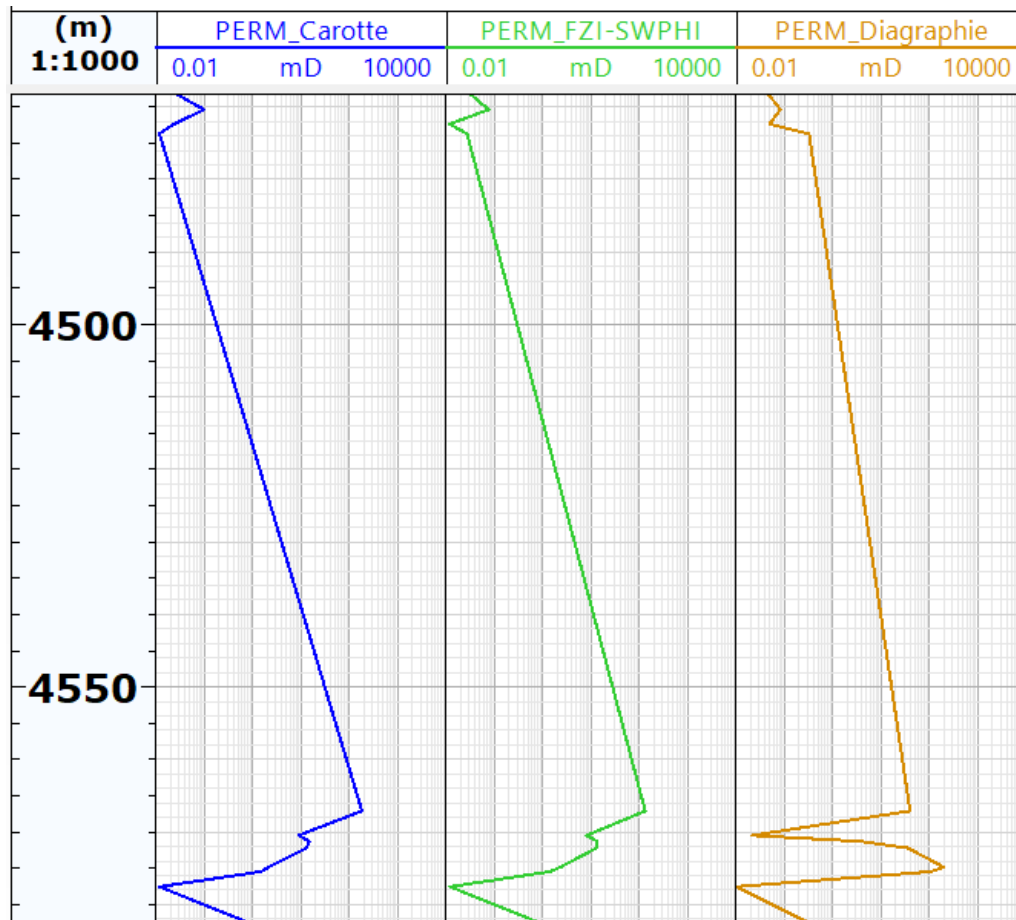


Figure 35 : Comparaison des variables de perméabilité dans Techlog (puits X2)

Une bonne concordance a été observée entre les valeurs de perméabilité calculées et celles mesurées sur les carottes, ce qui confirme la pertinence des équations retenues pour l'évaluation de la perméabilité du puits X2 à partir des données diagaphiques.

Conclusion

L'application de la méthode FZI-SWPHI a permis de développer un modèle précis pour la prédiction continue de la perméabilité.

La subdivision du puits X1 en quatre zones a optimisé la convergence entre les valeurs calculées et celles des carottes, malgré des taux d'erreur élevés dans les zones à très faible perméabilité, effet des valeurs proches de zéro (Guo et al., 2005). Cette approche a permis d'améliorer la représentativité des valeurs de perméabilité dans chaque zone.

De plus, le modèle a démontré une excellente capacité de généralisation lors de sa corrélation avec le puits X2 (Guo et al., 2005). Ce modèle s'avère ainsi fiable pour la prédiction de la perméabilité du réservoir.

Conclusion générale

Au terme de ce travail, consacré à l'évaluation pétrophysique de la perméabilité du réservoir Silurien argilo-gréseux (SAG) dans la région de Bir Berkine, il a été possible de mettre en évidence l'importance de la caractérisation précise des propriétés pétrophysiques dans l'amélioration de la compréhension et de la gestion des réservoirs d'hydrocarbures.

Dans un premier temps, l'étude du cadre géologique et structural du bassin de Berkine a permis de mettre en évidence la complexité géologique du réservoir étudié. Les variations lithologiques, l'alternance des niveaux gréseux et argileux ainsi que l'hétérogénéité des propriétés pétrophysiques entre les différentes unités du réservoir constituent des facteurs majeurs influençant la qualité réservoir et le comportement des fluides. Cette complexité rend particulièrement difficile l'estimation fiable de la perméabilité à partir des approches conventionnelles (**Galeazzi et al., 2010**).

Par la suite, une analyse des principales méthodes d'estimation des propriétés pétrophysiques a été réalisée. Cette analyse a montré que, malgré leur large utilisation dans l'industrie pétrolière, les méthodes classiques de prédiction de la perméabilité présentent plusieurs limitations, notamment leur incapacité à représenter correctement l'hétérogénéité du milieu poreux et à prendre en compte les particularités géologiques propres au réservoir étudié. L'importante dispersion observée entre la porosité et la perméabilité confirme que les corrélations conventionnelles demeurent insuffisantes pour fournir des estimations fiables dans des réservoirs complexes tels que le SAG.

Afin de surmonter ces limitations, l'approche basée sur les Hydraulic Flow Units (HFU) et le Flow Zone Indicator (FZI) a été adoptée. Cette méthodologie permet de regrouper les échantillons présentant des caractéristiques hydrauliques similaires et d'établir des relations plus représentatives entre les paramètres pétrophysiques (**Desouky, 2005**). L'utilisation du FZI a ainsi permis de mieux prendre en compte l'hétérogénéité du réservoir et d'améliorer significativement la qualité des corrélations établies (**Chandra, 2008**).

L'application de la méthode FZI-SWPHI aux données du puits X1 a conduit à l'élaboration de sous-équations spécifiques adaptées aux différentes unités hydrauliques identifiées. Les résultats obtenus ont montré une nette amélioration de l'estimation de la perméabilité par rapport aux approches conventionnelles. La comparaison entre les valeurs calculées et les mesures issues des carottes a révélé une bonne concordance, témoignant de la pertinence de la méthodologie adoptée et de sa capacité à reproduire fidèlement le comportement réel du réservoir.

L'intégration des données dans le logiciel Techlog a constitué une étape importante de cette étude. Elle a permis la visualisation des différentes courbes de perméabilité et leur comparaison directe avec les données de diagraphies et les mesures sur carottes. Cette représentation a facilité l'identification des concordances et des écarts éventuels tout en permettant une meilleure compréhension de la distribution verticale de la perméabilité au sein du réservoir.

Les résultats obtenus démontrent que la méthode FZI-SWPHI constitue un outil efficace pour l'estimation de la perméabilité dans les réservoirs hétérogènes du bassin de Berkine. Cette approche offre l'avantage de réduire la dépendance aux données de carottes, souvent coûteuses et limitées, tout en améliorant la fiabilité des estimations dérivées des données diagraphiques. Elle représente ainsi une alternative robuste pour l'évaluation pétrophysique des puits disposant d'un nombre limité de mesures directes (**Chandra, 2008**).

Cependant, certaines difficultés ont été rencontrées au cours de l'étude. Les fortes variations lithologiques, la présence d'interstratifications argileuses, ainsi que les changements rapides des propriétés pétrophysiques avec la profondeur ont nécessité plusieurs phases d'ajustement, de recalage et de zonation afin d'obtenir des corrélations satisfaisantes. Ce comportement hétérogène, propre aux réservoirs siliciclastiques complexes, confirme les observations antérieures sur la nécessité d'une zonation hydraulique stricte pour surmonter les limitations des modèles de perméabilité conventionnels (**Desouky, 2005**).

En perspective, les équations établies dans cette étude pourront être appliquées à d'autres puits du champ de Bir Berkine présentant des caractéristiques géologiques similaires. Elles pourraient également être intégrées dans des travaux futurs portant sur la modélisation statique des réservoirs, l'estimation des réserves récupérables ou encore l'optimisation des plans de développement (**Galeazzi et al., 2010 ; Gauthier et al., 1995**).

Enfin, cette étude confirme que la combinaison des données de carottes, des données diagraphiques et de l'approche FZI-SWPHI constitue une démarche particulièrement pertinente pour la caractérisation pétrophysique des réservoirs complexes. Les résultats obtenus démontrent la capacité de cette méthodologie à fournir des estimations fiables de la perméabilité et à contribuer efficacement à une meilleure compréhension du comportement des réservoirs du Silurien argilo-gréseux dans le champ de Bir Berkine (**Belhouchet & Benzagouta, 2019 ; Benzagouta, 2015**).

Références bibliographiques

- Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K.** (1993). Enhanced reservoir description: Using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- Belhouchet, H. E., & Benzagouta, M. E.** (2019). Rock typing: Reservoir permeability calculation using discrete rock typing methods (DRT): Case study from the Algerian B-H oil field reservoir. In S. Banerjee, M. Erle, A. Aloui, & M. K. M. Al Hosni (Eds.), *Advances in Petroleum Engineering and Petroleum Geochemistry* (pp. 9–12). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-030-01578-7_2
- Benzagouta, M. S.** (2015). The use of polar angle, polar arm and other physical attributes in rock characterization. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 27(2), 232–237. <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2013.06.002>
- Beuf, S., Biju-Duval, B., de Charpal, O., Rognon, P., Gariel, O., & Bennacef, A.** (1971). *Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara : Sédimentation et discontinuités, évolution structurale d'un craton*. Éditions Technip.
- Boote, D. R. D., Clark-Lowes, D. D., & Traut, M. W.** (1998). Palaeozoic petroleum systems of North Africa. In D. S. Macgregor, R. T. J. Moody, & D. D. Clark-Lowes (Eds.), *Petroleum Geology of North Africa* (Geological Society Special Publication, Vol. 132, pp. 253–289). Geological Society. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1998.132.01.25>
- Chandra, P.** (2008). Petrophysical rock typing using hydraulic flow units. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/115164-MS>
- Coates, G. R., & Denoo, S. A.** (1981). The productivity index and permeability from nuclear magnetic resonance logging. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Coates, G. R., & Dumanoir, J. L.** (1974). A new approach to improved log-derived permeability. *SPWLA 15th Annual Logging Symposium*.
- Core Laboratories.** (s. d.). *Core Measurement System (CMS-300)*. Consulté le 5 avril 2026, à l'adresse : <https://www.corelab.com/products/core-measurement-system-cms-300>
- Desouky, S. E. D. M.** (2005). Predicting permeability in un-cored intervals/wells using hydraulic flow unit approach. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 44(7), 55–58. <https://doi.org/10.2118/05-07-04>
- Echikh, K.** (1998). Geology and hydrocarbon occurrences in the Ghadames Basin, Algeria, Tunisia, Libya. In D. S. Macgregor, R. T. J. Moody, & D. D. Clark-Lowes (Eds.), *Petroleum Geology of North Africa* (Geological Society Special Publication No. 132, pp. 109–129). Geological Society. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1998.132.01.06>

- Fazel Alavi, M.** (2014). Determination of reservoir permeability based on irreducible water saturation and porosity from log data and flow zone indicator (FZI) from core data. *International Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17429-MS>
- Galeazzi, S., Point, O., Haddadi, N., Mather, J., Druesne, D., & Zargouni, F.** (2010). Regional geology and petroleum systems of the Illizi–Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview. *Marine and Petroleum Geology*, 27(1), 143–178. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.10.002>
- Gauthier, F., Clermonte, J., & Derder, M. E. M.** (1995). Evolution tectono-stratigraphique du bassin de Berkine (Ghadamès) Oriental, Algérie. *Bulletin de la Société Géologique de France*, 166(5), 523–535.
- Guo, G., Diaz, M. A., Paz, F., Smalley, J., & Dacy, J. M.** (2005). Rock typing as an effective tool for permeability and water-saturation modeling: A case study in a clastic reservoir in the Oriente Basin. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/97033-PA>
- IBM Corp.** (2026). *IBM SPSS Statistics*. IBM. Consulté le 11 mai 2026, à l'adresse <https://www.ibm.com>
- Klett, T. R.** (2000). *Total petroleum systems of the Trias/Ghadames Province, Algeria, Tunisia, and Libya: The Tanezzuft-Oued Mya, Tanezzuft-Melrhir, and Tanezzuft-Ghadames total petroleum systems* (Bulletin 2202-C). U.S. Geological Survey. <https://doi.org/10.3133/b2202C>
- Newsham, K., Chemali, R., Hanna, R., Lee, R., & Whitney, C.** (2018). As-received core electrical-properties tests for determining formation factor (FF) and resistivity index (RI). *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/191476-MS>
- Schlumberger.** (2016). *Rapport MDT (Modular Formation Dynamics Tester) du puits X1, champ de Bir Berkine, bassin de Berkine, Algérie*. Rapport technique interne non publié, réalisé pour Sonatrach, Direction Exploration.
- SLB.** (2026). *Techlog Wellbore Software Platform*. SLB. Consulté le 11 mai 2026, à l'adresse <https://www.slb.com>
- SONATRACH.** (2012). *Rapport d'implantation : Puits X2, Périmètre de recherche Bir Berkine (Bloc Y1)* [Rapport technique interne non publié]. Activité Exploration–Production, Division Exploration, D.A.E., Département Bassin Berkine Est.
- SONATRACH.** (2012). *Rapport d'implantation : Puits X4, Périmètre de recherche Bir Berkine (Bloc Y1)* [Rapport technique interne non publié]. Activité Exploration–Production, Division Exploration, D.A.E., Département Bassin Berkine Est.

- SONATRACH.** (2013). *Rapport d'implantation : Puits X3, Périmètre de recherche Bir Berkine (Bloc Y2)* [Rapport technique interne non publié]. Activité Exploration–Production, Division Exploration, D.A.E., Département Bassin Berkine Est.
- SONATRACH.** (2014). *Rapport d'implantation : Puits X5, Périmètre de recherche Bir Berkine (Bloc Y1)* [Rapport technique interne non publié]. Activité Exploration–Production, Division Exploration, D.A.E., Département Bassin Berkine Est.
- SONATRACH.** (2016). *Rapport d'implantation : Puits X1, Périmètre de recherche Bir Berkine (Bloc Y1)* [Rapport technique interne non publié]. Activité Exploration–Production, Division Exploration, D.A.E., Département Bassin Berkine Est.
- SONATRACH.** (2017). *Master log : puits X1: Périmètre de recherche Bir Berkine (Bloc Y1)* [Rapport technique interne non publié]. Activité Exploration–Production, Division Exploration, D.A.E., Département Bassin Berkine Est.
- SONATRACH, & Schlumberger.** (2007). Well evaluation conference Algeria 2007. Schlumberger.
- Khalid, M., Desouky, S. E.-D., Rashed, M., Shazly, T., & Sediek, K.** (2020). Application of hydraulic flow units' approach for improving reservoir characterization and predicting permeability. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(2), 467–479. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00758-7>
- Svirsky, D., Ryazanov, A., Pankov, M., Corbett, P. W. M., & Posysoev, A.** (2004). Hydraulic flow units resolve reservoir description challenges in a Siberian oil field. *SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management*. <https://doi.org/10.2118/87056-MS>
- Timur, A.** (1968). An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs. *The Log Analyst*, 9(4), 8–17.
- Tixier, M. P.** (1949). Evaluation of permeability from electric log resistivity gradients. *Oil and Gas Journal*, 48(5), 113–120.
- Wyllie, M. R. J., & Rose, W. D.** (1950). Some theoretical considerations related to the quantitative evaluation of the physical characteristics of reservoir rock from electrical log data. *Transactions of the AIME*, 189, 105–118. <https://doi.org/10.2118/950105-G>