

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'Hamed Bougara-Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



**LE DEPARTEMENT DE GÉOPHYSIQUE GÉNIE PARASISMIQUE ET
PHÉNOMÈNES ALÉATOIRES**

Mémoire de fin d'études

Présenté par

REZKALLAH Abdelmoumen

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Hydrocarbures

Option : Géophysique pétrolière

THEME :

**Caractérisation du réservoir à partir des attributs sismiques et les résultats
d'inversion prestack par les méthodes de régression multilinéaire.**

Application au réservoir F6 du Siluro-Dévonien, Bassin d'Illizi

Sous la direction de Monsieur **BAOUCHE Rafik (MCA)**

Soutenu publiquement le: 08/07/2019

Devant le jury composé de :

D^r Allek : Président

P^r Frahtia : Examineur

Boumerdès: 2019

Remerciements :

Au terme de ce modeste travail, j'aimerais d'abord exprimer toute ma gratitude au Dieu le tout puissant de m'avoir donné la force, le courage et la patience pour l'élaboration de ce projet.

Ce manuscrit rassemble l'ensemble du travail scientifique de plus de deux mois. En préambule, je veux adresser tous mes remerciements aux personnes avec lesquelles j'ai pu échanger et qui m'ont aidé pour la rédaction de ce mémoire, et à mener à bien mon projet de fin d'études.

*Mes remerciements vont également à Monsieur **CHAIB Oussama**, ingénieur au département caractérisation des réservoirs, pour sa présence efficace tout au long du mémoire, pour sa disponibilité, sa réactivité et ses compétences. Merci pour toujours d'avoir valorisé mon travail et m'avoir donné plus de confiance en moi.*

*Je tiens tout d'abord à remercier Monsieur **BAUCHE Rafik**, pour son suivi, sa disponibilité, sa rigueur et son esprit critique.*

*Je tiens également à exprimer toute ma reconnaissance à Monsieur **CHEGROUCHE Farid**, directeur développement et conception ENAGEO, de m'avoir mis dans d'excellentes conditions de travail, de m'avoir permis de travailler sur des données réelles et récentes pour faire face aux défis actuels du cadre professionnel, et le remercier pour ses précieux conseils.*

Je remercie tous ceux sans qui cette thèse ne serait pas ce qu'elle est aussi bien par les discussions que j'ai eues la chance d'avoir avec eux, leurs suggestions et contributions.

*Je pense ici en particulier à Messieurs, **TAHRI Ali** Ingénieur à la division d'exploration, Sonatrach. **BOUCHAGOUR Chouaib**, **CHEMLI LAIACHI** et **BERKAT Abdelahk** Ingénieurs à l'ENAGEO*

Je tiens également à remercier les membres du jury d'avoir accepté d'examiner ce travail, et de siéger lors de la soutenance de ce mémoire.

Enfin, j'exprime toute ma gratitude à l'ensemble des enseignants du département de géophysique de la faculté des hydrocarbures et de la chimie, d'avoir contribué à ma formation durant mon cursus.

Dédicace

A la personne la plus précieuse de ma vie, Maman

Autant de phrases aussi expressives soient-elles ne sauraient montrer le degré d'amour et d'affection que j'éprouve pour toi. Tu n'as cessé de me soutenir et de m'encourager de l'enfance jusqu'à ce jour, Tu as toujours été présente à mes côtés pour me consoler quand il fallait. Je te dois ce que je suis aujourd'hui et ce que je serai demain et je ferai toujours de mon mieux pour rester ta fierté et ne jamais te décevoir.

Merci Maman

A ma sœur qu'elle ne plie face à aucune difficulté. Ton amour me ravit, ta force me rend fier et c'est un privilège que de t'avoir dans ma vie.

A celle qui était la bouffée d'oxygène qui me ressourçait dans les moments pénibles, de solitude et de souffrance. Celle qui est le carburant qui me permet d'affranchir mes limites et de réussir l'impossible à toujours. A toi Zineb. Merci d'être toujours à mes côtés, cru en moi et me donne l'encouragement et le soutien.

A mon ami Oussama le frère que je n'ai jamais eu

Par vos mots apaisés, vos conseils inestimables et vos encouragements, vous avez toujours su me pousser à croire et aller de l'avant. Aujourd'hui aucun mot ne peut exprimer ma reconnaissance.

Aux chers amis avec qui j'ai grandi.

Tayeb, Diyaa, Hakoo, Ramzi, Baki, Phergou, Nabil,

Fatima, Fadoua, Rayhana

Merci

Table de matière

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction..... 1

Chapitre I : Evaluation pétrophysique 3

I. Les paramètres pétrophysiques 3

I-1 La matrice : 4

I-2 Volume d'argiles : 4

I-2-1 Polarisation spontanée : 4

I-2-2 Gamma-ray : 4

I-2-3 Neutron-densité : 5

I-3 La porosité : 6

I-4 La résistivité de l'eau de formation: 7

I-4-1 Méthode de la résistivité apparente : 8

I-4-2 Méthode de polarisation spontanée : 8

I-4-3 Méthode du Pickett-plot 9

I-4-4 Méthode de salinité : 10

I-5 Saturation de l'eau de formation : 10

II. Notion du réservoir net..... 11

Chapitre II : Les attributs sismiques 13

I. Définition..... 13

II. Applications..... 13

III. Classification 13

III-1 Les attributs géologiques 14

III-2 Les attributs géophysiques 14

III-3 Les attributs mathématiques..... 14

IV. Attributs physiques : 15

IV-1. Amplitude instantanée (Enveloppe d'amplitude): 16

IV-2. Dérivée première de l'amplitude..... 16

IV-3. Dérivée seconde de l'amplitude 17

IV-4. Intégrale 17

IV-5. Phase instantanée	17
IV-6. Cosinus de la Phase.....	17
IV-7. Fréquence instantanée :.....	18
IV-8. Amplitude Weighted Cosine Phase	18
IV-9. Amplitude Weighted Frequency	18
IV-10. Amplitude Weighted Phase	19
IV-11. Polarité apparente.....	19
V. Attributs géométriques:.....	19
V-1 Pendage (Dip) :	19
V-2 Azimut :	20
V-3 Courbure (curvature) :.....	21
V-4 Discontinuité (cohérence) :.....	22
VI. Attributs issus de l'inversion	23
VI-1 Coefficient de Poisson σ :	23
VI-2 Coefficients de Lamé	24
Chapitre III : Intégration des méthodes de la régression multilinéaire.....	26
I. Les différentes méthodes de la régression multilinéaire :	26
I.1. Single attribute (cross plot).....	26
I.2. Multiple attributs multiple (régression linéaire multivariée) :.....	28
I-2-1. Principe de la méthode multi-attribut	28
I-2-2. Principe de l'algorithme régression step-wise :.....	30
I-2-3. Validation des attributs sélectionnés	31
Chapitre IV : Contexte géologique de la région d'étude.....	34
I. Introduction à la géologie de l'Algérie :	34
II. Présentation du bassin d'Illizi	37
III. Présentation de la zone d'étude Tinhert bassin d'Illizi	39
III-1. Cadre géographique :	39
III-2. Aspect structural de la région :	39
III-3. Système pétrolier de la région.....	40
III-3-1. Roches mères.....	40
III-3-2. Réservoirs	40
III-3-3. Roches Couvertures	42

III-3-4. Types de pièges	42
Chapitre V : Application sur des données réelles.....	44
I. Présentation et caractéristiques de l'étude	44
II. Analyse pétrophysique :	48
II-1- WORK-FLOW analytique	48
II-2- Discrimination lithologique	48
II-3- Calcule du volume d'argile Vsh.....	52
II-4- Calcule de la Porosité effective.....	53
II-5- Estimation de la résistivité de l'eau de formation Rw	55
II-6- Estimation de la saturation de l'eau Sw	57
II-7- Net-Pay:	58
II-8- Résultats d'interprétation :	62
III. Application des méthodes géostatistiques	63
III-1. Volumes d'argile :	68
III-2. Volume de porosité effective	74
III-3. Saturation de l'eau de formation.....	79
IV. Interprétation des résultats :	84
IV-1 Interprétation structural.....	84
IV-2 Analyse et interprétation des résultats :	85
IV-3 Délimitation d'une zone de prospect	90
Conclusion générale.....	93
Bibliographie	94

Liste des figures

Figure I-1: Composition de la roche.....	3
Figure I-2: Volume d'argile par rapport aux différentes formules.....	5
Figure I-3: Pickett-plot $\emptyset(Rt)$	10
Figure II-1: Classification des attributs sismiques	14
Figure II-2: Trace quadrature.....	15
Figure II-3: Amplitude instantané	16
Figure II-4: Phase instantané avec cosinus de la phase	18
Figure II-5: Section sismique.	20
Figure II-6: Azimuth d'une trace sismque.....	21
Figure II-7: Exemples de couvertures.....	22
Figure III-1: Cross plot entre le Log cible et l'attribut sismique	27
Figure III-2: Comparaison entre les deux méthodes	28
Figure III-3: Modélisation du log cible	29
Figure III-4: Variation polynomiale	31
Figure III-5: Polynôme trop entraîné.....	32
Figure IV-1: Les bassins sédimentaires Algériens.....	35
Figure IV-2: Colonne stratigraphique générale de l'Algérie.....	36
Figure IV-3: Situation géographique du bassin d'Illizi.....	37
Figure IV-4: Coupe lithostratigraphique du bassin d'Illizi.....	38
Figure IV-5: Coupe géologique sud-Nord du Bassin d'Illizi.....	39
Figure V-1: Plan de position de l'étude	45
Figure V-2: Isochrone au niveau de l'horizon F6	46
Figure V-3: Isochrone au niveau de l'horizon Silurien Argileux	46
Figure V-4: Horizon slice, attribut d'impédance acoustique Z_p	47
Figure V-5: Horizon slice, attribut d'impédance acoustique Z_s	47
Figure V-6: Workflow de l'interprétation pétrophysique.....	48
Figure V-7: Log composite au niveau du réservoir F6 du puits « 1 ».....	49
Figure V-8: Log composite au niveau du réservoir F6 du puits « 2 ».....	50
Figure V-9: Log composite au niveau du réservoir F6 du puits « 3 ».....	51
Figure V-10: Corrélation du volume d'argile au niveau du réservoir F6.....	53
Figure V-11: Corrélation de la porosité effective au niveau du réservoir F6	55
Figure V-12: Pickett-plot $\emptyset(Rt)$ au niveau des puits « 1 » et « 3 ».....	56

<i>Figure V-13: Corrélacion inter-puits du saturation de l'eau au niveau du réservoir F6</i>	<i>..... 58</i>
<i>Figure V-14: Résultat final et interprétation au niveau du réservoir F6 - puits « 1 »</i>	<i>..... 59</i>
<i>Figure V-15: Résultat final et interprétation au niveau du réservoir F6 - puits « 2 »</i>	<i>..... 60</i>
<i>Figure V-16: Résultat final et interprétation au niveau du réservoir F6 - puits « 3 »</i>	<i>..... 61</i>
<i>Figure V-17: Schéma représente les inputs et les outputs de la régression multilinéaire</i>	<i>.... 63</i>
<i>Figure V-18: Données d'entraînement (Vsh) des trois puits « 1 », « 2 », et « 3 »</i>	<i>..... 65</i>
<i>Figure V-19: Données d'entraînement (PHIE) des trois puits « 1 », « 2 », et « 3 »</i>	<i>..... 66</i>
<i>Figure V-20: Données d'entraînement (Sw) des trois puits « 1 », « 2 », et « 3 »</i>	<i>..... 67</i>
<i>Figure V-21: Cross-plot de Vsh en fonction phase instantanée ($\lambda\rho$) au niveau des puits</i>	<i>... 69</i>
<i>Figure V-22: Evaluation de l'erreur d'entraînement et l'erreur de validation (Vsh)</i>	<i>..... 70</i>
<i>Figure V-23: Application de la loi multilinéaire au niveau des puits (Vsh)</i>	<i>..... 71</i>
<i>Figure V-24: Validation de la loi multilinéaire au niveau des puits (Vsh)</i>	<i>..... 72</i>
<i>Figure V-25 : Volume d'argile généré par la méthode Multi-Attributs</i>	<i>..... 73</i>
<i>Figure V-26: Cross-plot de (PHIE) en fonction dérivée d'Amplitude Instantanées ($\lambda\rho$)</i>	<i>.... 74</i>
<i>Figure V-27: Evaluation de l'erreur d'entraînement et l'erreur de validation (PHIE)</i>	<i>..... 76</i>
<i>Figure V-28: Application de la loi multilinéaire au niveau des puits (PHIE)</i>	<i>..... 77</i>
<i>Figure V-29: Validation de la loi multilinéaire au niveau des puits (PHIE)</i>	<i>..... 77</i>
<i>Figure V-30 : Volume de porosité effective généré par la méthode Multi-Attributs</i>	<i>..... 78</i>
<i>Figure V-31: Cross-plot de Sw en fonction Filtre 15/20-25/30 ($\lambda\rho$) au niveau des puits</i>	<i>..... 79</i>
<i>Figure V-32: Evaluation de l'erreur d'entraînement et l'erreur de validation (Sw)</i>	<i>..... 80</i>
<i>Figure V-33: Application de la loi multilinéaire au niveau des puits (Sw)</i>	<i>..... 82</i>
<i>Figure V-34: Validation de la loi multilinéaire au niveau des puits (Sw)</i>	<i>..... 82</i>
<i>Figure V-35 : Volume de la saturation en eau générée par la méthode Multi-Attributs</i>	<i>.... 83</i>
<i>Figure V-36: Superposition de réseau de faille (lignes noirs) avec l'isochrone de l'horizon F6</i>	<i>..... 85</i>
<i>Figure V-37: Horizon slice, attribut d'impédance acoustique Z_p</i>	<i>..... 86</i>
<i>Figure V-38: Horizon slice, attributs d'impédance acoustique de cisaillement Z_s</i>	<i>..... 87</i>
<i>Figure V-39: Horizon slice du Rapport V_p/V_s</i>	<i>..... 88</i>
<i>Figure V-40: Horizon slice, attribut $\mu\rho$</i>	<i>..... 88</i>
<i>Figure V-41: Horizon slice, attribut $\lambda\rho$</i>	<i>..... 89</i>
<i>Figure V-42: Horizon slice, attribut Net-Pay</i>	<i>..... 89</i>
<i>Figure V-43: Combinaison des attributs sismiques, le Net Pay et la carte en isochrone</i>	<i>..... 90</i>

Liste des tableaux

Tableau I-1: Classification des porosités selon leur qualité..... 7

Tableau V-1: Valeurs du gamma ray maximale et minimale au niveau du puits « 1 ». 52

Tableau V-2: Valeurs du gamma ray maximale et minimale au niveau du puits « 2 ». 52

Tableau V-3: Valeurs du gamma ray maximale et minimale au niveau du puits « 3 ». 52

Tableau V-4: Classification des attributs résultant de la régression linéaire en fonction de leurs coefficients de corrélation et leurs RMSE (V_{sh}) 68

Tableau V-5: Organisation des attributs faite par l’algorithme stepwise régression (V_{sh}).. 70

Tableau V-6: Attributs et coefficients utilisés dans l’équation (V_{sh}) 71

Tableau V-7: Classification des attributs résultant de la régression linéaire en fonction de leurs coefficients de corrélation et leurs RMSE (PHIE) 74

Tableau V-8: Organisation des attributs faite par l’algorithme stepwise régression (PHIE) 75

Tableau V-9: Attributs et coefficients utilisés dans l’équation multilinéaire (PHIE)..... 76

Tableau V-10: Organisation des attributs faite par l’algorithme stepwise régression (S_w) 80

Tableau V-11: Attributs et coefficients utilisés dans l’équation multilinéaire (S_w) 81

Introduction

Introduction

L'exploration pétrolière repose essentiellement sur les propositions de forage, elles sont basées sur l'interprétation des données issues de la sismique qui représente une mesure temporelle d'une onde sismique dont l'exploitation peut se faire structurellement dans le but de mettre en évidence la forme des réflecteurs du sous-sol, ou quantitativement pour établir un modèle stratigraphique fournissant des informations sur la lithologie et sur le contenu en fluide.

La caractérisation des réservoirs est une interprétation qualitative et surtout quantitative, en effet c'est un travail multidisciplinaire combinant l'évaluation pétrophysique aux niveaux des puits, l'inversion sismique et les attributs sismiques dans le but d'aboutir à un modèle géologique statique qui décrit les propriétés du réservoir à l'équilibre.

Le modèle de réservoir dans le cas d'exploration permet la délimitation du réservoir, la prédiction des paramètres internes et l'estimation des réserves. Ainsi dans le cas de développement, il joue un rôle important tout le long de la vie d'un gisement pour planifier les études complémentaires à effectuer, pour optimiser l'implantation de nouveaux puits.

L'approche utilisée pour la construction du modèle réservoir dans cette étude et pour le cas d'exploration est la régression multilinéaire qui implique l'intégration simultanée des données sismiques puisqu'elles couvrent l'intégralité du réservoir et les données des puits, qui nous donnent des informations ponctuelles sur les propriétés du réservoir. Cette technique dépasse les limites de l'inversion sismique conventionnelle de plusieurs manières. Premièrement, elle prédit les propriétés pétrophysiques. Deuxièmement, elle utilise des attributs dérivés des données sismiques plutôt que les données sismiques elles-mêmes. Troisièmement, au lieu de supposer un modèle particulier reliant les Logs et la sismique, une relation statistique sera tirée en analysant un ensemble de données aux emplacements des puits, puis la validée en utilisant le concept de cross-validation pour estimer la fiabilité de la relation en dehors des puits.

L'objectif de ce travail est de mettre en évidence l'apport de la méthode de régression multilinéaire dans la caractérisation des réservoirs. Ainsi, la délimitation d'une nouvelle zone de prospect dans la région d'Illizi. Cette étude s'articule autour des chapitres suivants :

- ✚ Le premier chapitre représente un bref rappel sur les paramètres pétrophysiques, leurs définitions et les méthodes de calculs pour les estimer.
- ✚ Le second chapitre met en évidence la notion d'attribut sismique et les différentes catégories qui existent, en plus, l'apport des attributs dans l'interprétation quantitative.
- ✚ Le troisième chapitre explique le principe et le fondement mathématique de la régression multilinéaire, utilisés pour la caractérisation.
- ✚ Le quatrième chapitre est un bref exposé sur le contexte géologique de la région étudiée.
- ✚ Le cinquième chapitre consiste à illustrer et expliciter l'application qui est subdivisée en deux parties : La première consiste à faire une évaluation pétrophysique afin de définir les paramètres qui seront utilisés comme input, quant à la deuxième partie qui est consacrée pour l'application de la régression multilinéaire afin de générer les volumes pétrophysiques et l'exploitation de ces résultats dans la caractérisation.

Chapitre I :

Evaluation

pétrophysique

Chapitre I : Evaluation pétrophysique

La caractérisation des réservoirs nécessite une connaissance préalable sur les caractéristiques géologiques de la sub-surface, ces dernières sont déduites à partir de l'évaluation pétrophysique aux niveaux des puits qui seront des points de contrôle et de référence, pour l'extrapolation vers la sismique. Le but de cette évaluation est la détermination de la lithologie, calcul de la porosité, estimation de la saturation et parfois délimitation de l'intervalle Net to Gross.

I. Les paramètres pétrophysiques :

Les paramètres pétrophysiques sont les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir. Ils sont estimés sur des bases mathématiques comprenant des mesures de diagraphies.

Considérons un modèle d'une roche réservoir argilo-gréseuse illustrée dans la figure (I-1) ci-dessous, constituée d'une matrice, d'argiles et des pores remplis de fluides, sur laquelle on va définir les paramètres pétrophysiques.

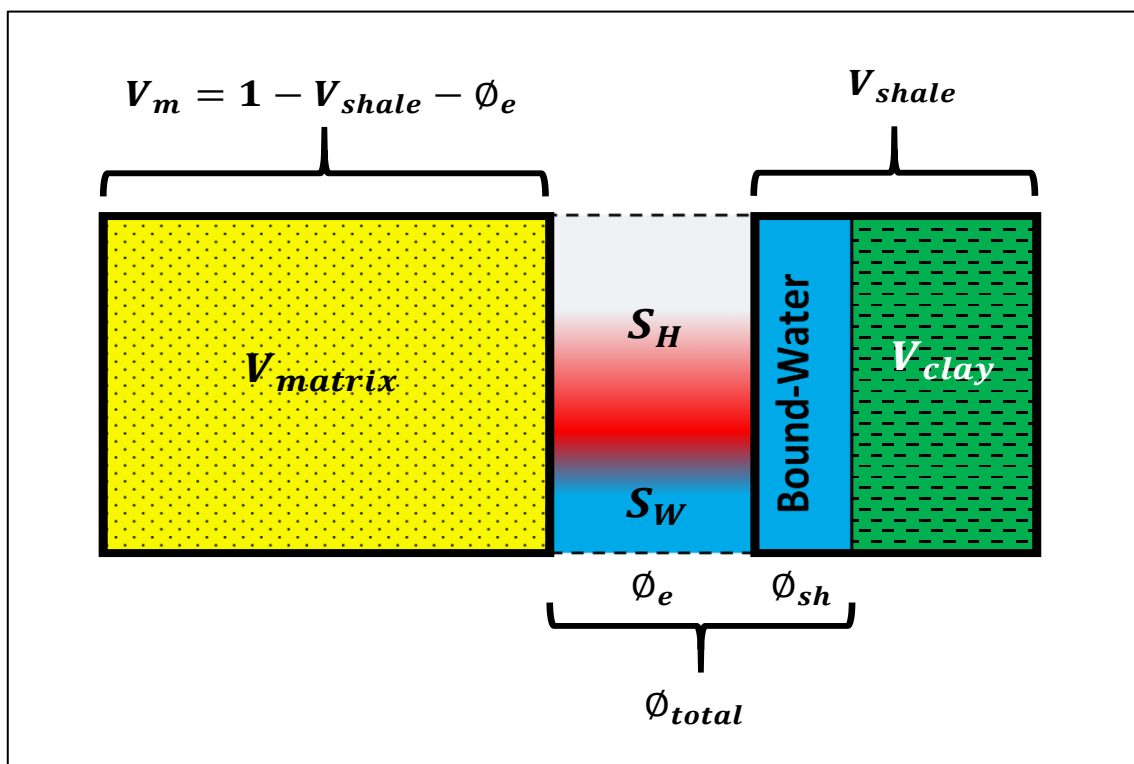


Figure I-1: Composition de la roche

I-1 La matrice :

Les diagraphistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides (grains et ciments) constituant la roche à l'exclusion des argiles. D'où on distingue trois types de matrice :

- **Matrice simple** lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique.
- **Matrice complexe** quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature déférente.
- **Matrice Propre** si elle ne renferme pas d'argiles.

I-2 Volume d'argiles :

Le calcul du volume d'argiles est primordial car il nous permet de déterminer si le réservoir est argileux ou propre, et de corriger les paramètres pétrophysiques influencés par la présence d'argiles.

Pour cela il y a plusieurs méthodes pour l'estimer comme :

I-2-1 Polarisation spontanée :

$$V_{sh} = \frac{PS_{log} - PS_{propre}}{PS_{sh} - PS_{propre}} \quad (\text{I-1})$$

PS_{log} : Polarisation spontanée lue en face le niveau étudié.

PS_{propre} : Polarisation spontanée de la matrice.

PS_{sh} : Polarisation spontanée lue en face un banc argileux, généralement égale à zéro.

Cette méthode repose sur l'hypothèse que la résistivité de l'eau interstitielle R_w est constante pour toutes les zones considérées, en plus de ça, la réponse du PS à l'argilosité est linéaire.

I-2-2 Gamma-ray :

Le gamma-ray a été toujours utilisé comme indicateur de la teneur en argile, en raison de sa mesure de la radioactivité naturelle émise par certains noyaux atomiques instables, en supposant que l'argile est le seul minéral radioactif dans la roche.

Le volume d'argiles est mesuré généralement soit par la formule linéaire suivante :

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (\text{I-2})$$

Soit par l'utilisation du gamma-ray corrigé d'effet d'uranium qui n'est pas nécessairement associé aux argiles mais c'est un indicateur principal de la matière organique :

$$V_{sh} = \frac{CGR_{log} - CGR_{min}}{CGR_{max} - CGR_{min}} \quad (I-3)$$

Ou par les formules non linéaires de **Steiber, Clavier, Larionov** si on est dans un réservoir radioactif par ce qu'elles reflètent un volume d'argiles minimal par rapport à la formule linéaire comme montrée dans la figure (I-2).

$$\text{Steiber (1970) : } V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3 - 2 I_{GR}} \quad (I-4)$$

$$\text{Clavier (1971) : } V_{sh} = 1.7 [(3.38 + I_{GR})^2]^{0.5} \quad (I-5)$$

$$\text{Larionov (roche ancienne) : } V_{sh} = 0.33 (2^{2 I_{GR}} - 1) \quad (I-6)$$

$$\text{Larionov (roche tertiaire) : } V_{sh} = 0.83 (2^{3.7 I_{GR}} - 1) \quad (I-7)$$

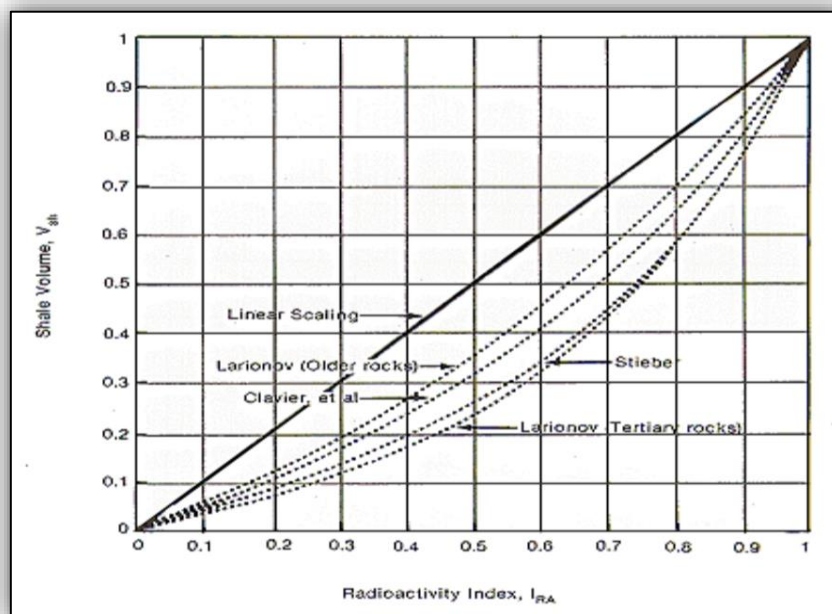


Figure I-2: Volume d'argile par rapport aux différentes formules.

[Krygowski, D. A. (2003). Guide to petrophysical interpretation. American Association of Petroleum Geologists, Austin, TX.]

Ces méthodes présentent beaucoup d'incertitude dans le cas des grès radioactifs ainsi qu'en présence d'argiles non radioactifs (passifs)

I-2-3 Neutron-densité :

$$V_{sh} = \frac{\phi_D - \phi_N}{\phi_{D sh} - \phi_{N sh}} \quad (I-8)$$

Cette méthode suppose que les porosités neutron et de densité sont corrigées en fonction de la lithologie appropriée et donne une fausse estimation en présence de gaz

I-3 La porosité :

La porosité est la capacité d'une roche à stocker des fluides. Elle est définie comme étant le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche considérée et exprimée en pourcentage.

$$\phi_T = \frac{V_{\text{pores}}}{V_{\text{total}}} \times 100\% \quad (\text{I-9})$$

Calculée à partir des trois diagraphies de porosité :

- **Log Neutron :** la porosité neutron ϕ_N est directement lue sur le log, il réagit à la quantité d'hydrogène contenu dans les pores et par conséquent les fluides.
- **Log Densité :** en se basant sur l'effet Compton, ϕ_D réagit à la densité électronique et par conséquent à la matrice.

$$\phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \quad (\text{I-10})$$

ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié

ρ_{ma} : Densité de la matrice

ρ_f : Densité des fluides

- **Log Sonique :** réagit simultanément à la matrice et aux fluides.

Wyllie Time-Average Equation :

$$\phi_S = \frac{\Delta T_{\text{log}} - \Delta T_{\text{ma}}}{\Delta T_f - \Delta T_{\text{ma}}} \times \frac{1}{B_{cp}} \quad (\text{I-11})$$

ΔT_{log} : Temps de parcours de l'onde sonique en face du niveau étudié

ΔT_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice

ΔT_f : Temps de parcours de l'onde sonique dans le fluide

B_{cp} : Correction de compaction tell que $B_{cp} \approx 1$

Gardner-Hunt-Raymer (Relation Empirique De Schlumberger) :

$$\phi_S = \frac{5}{8} \times \frac{\Delta T_{\text{log}} - \Delta T_{\text{ma}}}{\Delta T_{\text{log}}} \quad (\text{I-12})$$

- ◆ Pour une meilleure estimation de la porosité totale on combine les trois lois de porosité

$$\phi_T = \frac{\phi_N + \phi_S + \phi_D}{3} \quad (\text{I-13})$$

3.1 Classification de la porosité :

- **Classification selon la qualité :** voir tableau (I-1)

Valeur de la porosité en %	La qualité
$\phi \leq 5$	Faible
$5 \leq \phi \leq 10$	Médiocre
$10 \leq \phi \leq 20$	Moyenne
$20 \leq \phi$	Bonne

Tableau I-1: Classification des porosités selon leur qualité

- **Classification selon la nature :**

Porosité primaire : C'est la porosité qui résulte des vides laissés entre les grains au cours de la sédimentation et la diagenèse. Elle se forme en même temps que la roche.

Porosité secondaire : C'est la porosité qui se forme ultérieurement après la formation et la consolidation de la roche, elle résulte de la fissuration, dissolution, recristallisation...etc.

➤ Porosité effective :

La porosité utile ou effective est celle des pores interconnectés retenue pour un réservoir qui a la capacité de transmettre les fluides, doit être corrigée de l'effet d'argiles.

$$\phi_e = \phi_T - (V_{sh} \times \phi_{sh}) \quad (\text{I-14})$$

ϕ_{sh} : est lue directement sur le log de la Porosité totale en face d'un banc argileux suffisamment épais, avec moins de cavité et le plus proche du réservoir.

I-4 La résistivité de l'eau de formation:

Eau de formation, parfois eau connais ou eau interstitielle, c'est l'eau non-contaminée par la boue de forage et remplit les pores des formations.

La résistivité R_w de l'eau de formation est le degré d'opposition au passage du courant électrique, dépend de :

- La composition interne de la roche.
- La nature et la quantité des fluides, donc de la porosité et de la saturation.
- La texture de la roche.
- Le Contenu en sel dissout et La température.

C'est un paramètre important qui entre dans l'estimation de la saturation (eau/ hydrocarbures). Pour le calculer il y a plusieurs méthodes :

I-4-1 Méthode de la résistivité apparente :

Cette estimation repose sur la comparaison des valeurs calculées de la résistivité de l'eau entre les intervalles d'un puits. L'hypothèse est que la valeur la plus basse de R_w qui est supérieure à la valeur minimale indique la présence d'hydrocarbures. Et en supposant que la zone avec la valeur la plus basse de R_{wa} soit une zone aquifère, cette valeur minimale de R_{wa} peut être utilisée comme estimation de la valeur de R_w de toutes les zones considérées.

Rappeler à partir de l'équation d'Archie :

Dans les zones poreuses aquifères, propres. La résistivité des formations R_0 est reliée à celle de l'eau interstitielle R_w , par la relation (I-15):

$$R_0 = F \cdot R_w \quad (\text{I-15})$$

F : étant le facteur de formation qui dépend de la texture de la roche

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (\text{I-16})$$

a : coefficient dépendant de la lithologie, Il varie entre 0,6 et 2.

m : facteur de cimentation, Il varie entre 1,3 et 2,2.

- Pour les formations sableuses $F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$
- Pour les formations consolidées $F = \frac{1}{\phi^2}$

Combinons les équations (I-15) et (I-16) on aura $R_w = \frac{R_0 \cdot \phi^m}{a}$ (I-17)

$$R_{wa} = \frac{R_t \cdot \phi^m}{a} \quad (\text{I-18})$$

Dans une zone aquifère ($S_w = 1$) :

$$R_0 = R_t \text{ Et } R_w = R_{wa}$$

Dans les zones à hydrocarbures ($S_w \neq 1$) :

$$R_0 < R_t \text{ Et } R_w < R_{wa}$$

I-4-2 Méthode de polarisation spontanée :

La PS nous permet la détermination de l'eau de formation R_w à l'aide de la formule (I-19):

$$PSS = -K_C \log \frac{R_{mfe}}{R_{we}} \quad (\text{I-19})$$

- Avec $K_C = 65 + 0.24 T(C^\circ)$. (I-20)
- PSS est un potentiel spontané statique et théorique égal au potentiel réel lu sur l'enregistrement si l'épaisseur du réservoir > 20m, sinon sera multiplié par un facteur ($PSS = PS.F$) déterminé par l'abaque **SP-4**.
- si $R_{mfe} \geq 0.13\Omega.m$ donc $R_{mfe} = 0.85R_{mf}$, sinon R_{mfe} déterminé par l'abaque **SP-2**.

I-4-3 Méthode du Pickett-plot

Cette méthode c'est une solution graphique de l'équation d'Archie en termes des résistivités, elle est représentée dans la figure (I-3):

$$R_t = \frac{a.R_w}{\phi^m.S_w^n} \quad (\text{I-21})$$

Entrant le logarithme dans l'équation (21)

$$\log(R_t) = \log(a.R_w) - m \log(\phi) - n \log(S_w) \quad (\text{I-22})$$

Si la zone est aquifère, c'est-à-dire ($S_w = 1$), on aura $n \log(S_w) = 0$ et l'équation (22) sera :

$$\log(R_t) = \log(a.R_w) - m \log(\phi) \quad (\text{I-23})$$

$$\log(\phi) = \log(a.R_w) - \frac{1}{m} \log(R_t) \quad (\text{I-24})$$

C'est une forme d'équation ($y = b + ax$), si on plote R_t dans l'axe des abscisses et ϕ dans l'axe des ordonnées (sur une échelle logarithmique). On peut déterminer le produit $a.R_w$ depuis les ordonnées, et le facteur de cimentation (m) depuis la pente de la ligne.

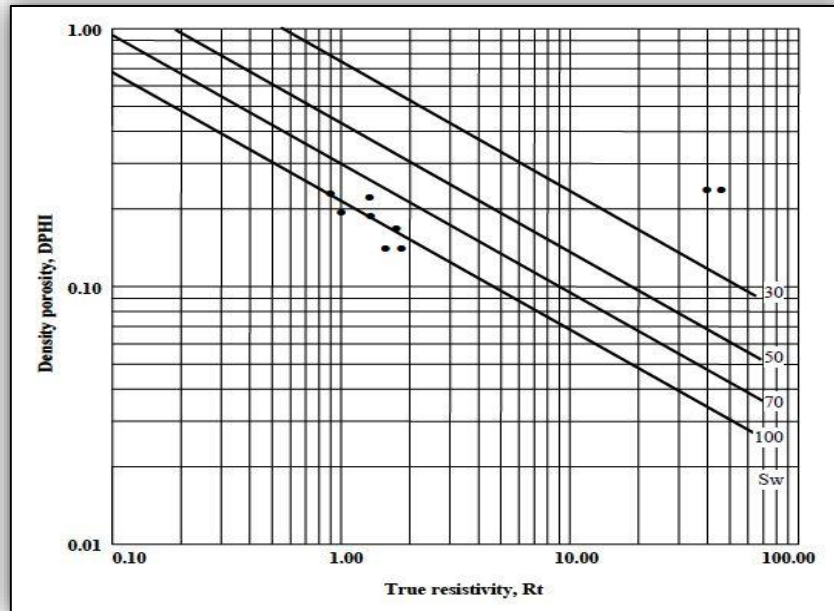


Figure I-3: Pickett-plot $\phi(R_t)$ [Krygowski, D. A. (2003). Guide to petrophysical interpretation. American Association of Petroleum Geologists, Austin, TX.]

I-4-4 Méthode de salinité :

C'est la meilleure estimation de la valeur R_w quand elle est disponible car elle se base sur des tests directs au niveau de puits. Connaissant la température et la salinité de l'eau de formation, on aura la valeur de la résistivité R_w d'après l'abaque **Gen-9**.

I-5 Saturation de l'eau de formation :

L'arrangement des éléments solides laisse généralement subsister des pores qui sont occupés par des fluides. Le pourcentage de ces fluides dans les roches est la fraction (ou pourcentage) du volume pure des fluides sur le volume total des pores.

$$S_w = \frac{V_{fluid}}{V_{Total}} \times 100\% \tag{I-25}$$

Dans un réservoir à hydrocarbures, les pores contiennent de l'eau, de l'huile ou du gaz.

Tell que $S_w + S_H = 1$ (I-26)

Pour des réservoirs propres, le calcul de la saturation en eau peut se réaliser à partir de la loi d'Archie comme suit :

Dans la zone vierge (uninvaded zone) :

$$S_w^n = \frac{a.R_w}{\phi^m.R_t} \tag{I-27}$$

La même équation peut être écrite pour la zone lavée (flushed zone) dans laquelle le filtrat de boue de forage, dont la résistivité est R_{mf} remplace l'eau de la formation :

$$S_{xo}^n = \frac{a \cdot R_{mf}}{\phi^m \cdot R_{xo}} \quad (\text{I-28})$$

Dans le cas d'un réservoir non propre (argilo-gréseux) l'estimation de la saturation en eau par la formule d'Archie sera surestimée à cause de l'effet d'argiles; Archie suppose que la saturation en eau vient seulement par les pores, négligeant l'eau liée aux argiles (**Bound-Water**). Simoundoux a corrigé l'hypothèse d'Archie intégrant un terme d'argiles.

$$\frac{S_w^n}{F \cdot R_w} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}} = \frac{1}{R_t} \quad (\text{I-29})$$

II. Notion du réservoir net

Pour mieux caractériser un réservoir, nous présentons la notion de Réservoir Net et Net Pay. Ceux sont des indices qui aident à rétrécir les zones d'intérêts et visualiser facilement les formations qui contiennent des hydrocarbures avec leurs profondeurs. Ils sont déterminés à partir des cutoffs du volume d'argiles, de porosité effective et de saturation en eau.

❖ **Réservoirs nets:** sont des intervalles de grés nets ayant des propriétés de réservoir utiles, déduites à partir des seuils (cutoff) de porosité effective et de volume d'argiles tel que $V_{sh} < V_{sh \text{ cutoff}}$ et $\phi_e > \phi_e \text{ cutoff}$.

❖ **Net Pay:** les intervalles nets dans le réservoir contenant des hydrocarbures importants, déterminés dans l'intervalle d'un réservoir net précisant le seuil de la saturation de l'eau de formation $S_w < S_w \text{ cutoff}$.

Chapitre II :

Les attributs sismiques

Chapitre II : Les attributs sismiques

I. Définition

Les attributs sismiques représentent toute information pouvant être déduite ou calculée depuis les données sismiques. Ils permettent de projeter les données sismiques sur un autre angle de vision et permettant de soulever les zones d'ambiguïtés.

Les attributs sismiques sont des composants de données sismiques obtenues par plusieurs méthodes qui agissent comme des filtres supprimant une partie du signal à révéler un autre composant. Et les outils permettant d'inférer la géologie.

Les attributs sismiques conservent la forme des données dont ils sont dérivés et ils sont définis par la propriété qu'ils mesurent et non par ses mathématiques.

Les attributs sismiques peuvent être présentés sous forme d'une carte, d'une cross section ou de volume.

Les attributs sismiques sont uniques, comparables, faciles à utiliser et significatifs sur le plan géologique.

II. Applications

Les attributs sismiques facilitent l'interprétation sismique en révélant des caractéristiques qu'il nous ait difficile d'observer à œil nue sur les données sismiques. L'analyse des attributs est une facette essentielle de la sismique et trouve de nombreuses applications, ils permettent de bien cerner et mettre en évidence les différentes propriétés structurales mais aussi l'enrichissement du modèle stratigraphique en offrant différentes informations lithologiques. Réduisant ainsi les risques d'exploration et de développement.

Anstey a conclu son célèbre rapport sur les attributs sismiques (1973) par une affirmation audacieuse: "*Nous affirmons donc que nous entrons dans une nouvelle ère de prospection sismique: une nouvelle perspective géologique, une méthode qui rend la méthode sismique beaucoup plus quantitative et une autre qui nécessite un nouvel arsenal de compétences en interprétation sismique. La méthode sismique est en train de faire un grand pas en avant.*"

III. Classification

La catégorisation des attributs sismiques aide à donner un sens à leur grand nombre pour éviter la confusion causée par leurs variétés. Les attributs peuvent être classés par : la méthode de calcul, le mode d'application (**Chen et Sidney, 1997**), ou par la propriété mesurée (**Chen et Sidney, 1997; Brown, 2011**) comme illustré dans la figure (II-1).

Les attribues sismiques sont de nature géologique, géophysique, ou mathématique.

III-1 Les attributs géologiques

Cette catégorie représente les attributs qui mettent en évidence les propriétés structurales, stratigraphiques ou lithologiques des données sismiques.

- Les attributs structuraux ou Géométriques (Taner et al. 1994) comprennent le pendage, l’azimut, la courbure et la discontinuité (cohérence).
- Les attributs stratigraphiques se réfèrent largement aux motifs de la sismique stratigraphique. Ils incluent l’espace de réflexion, le parallélisme et les couches minces.
- Les attributs lithologiques mesurent la porosité, la densité, le contenu en fluide et le volume de la matrice. La vitesse, l’impédance et le facteur de qualité. Ils peuvent également être considérés comme des attributs lithologiques ou préstack attributs.

Les attributs de nature géologique sont faciles à comprendre mais souvent difficiles à quantifier.

III-2 Les attributs géophysiques

Ce type d’attributs montre les propriétés des ondes sismiques et des ondelettes. Ils comprennent l’amplitude, la phase, la fréquence et la bande passante. Ils doivent être inversés ou interprétés pour obtenir des informations géologiques.

Les attributs de nature géophysique sont relativement simples à mesurer, mais ils peuvent être difficiles à comprendre et à relier à la géologie.

III-3 Les attributs mathématiques

La dernière catégorie des attributs est calculée à partir des moyennes, des variances, des ratios et autres statistiques des données sismiques. Ils appartiennent à la catégorie la plus nombreuse car ils sont faciles à créer mais ils ont des définitions purement mathématiques et manquent la signification géologique

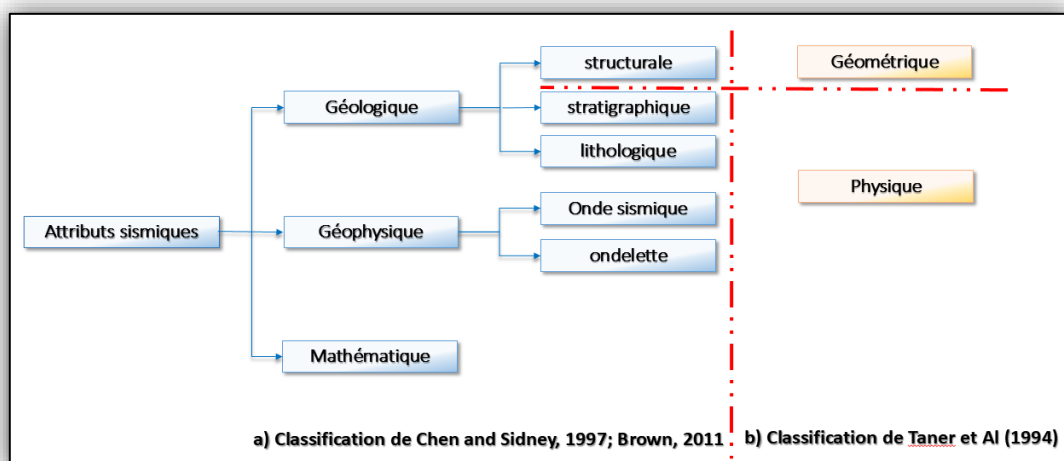


Figure II-1: Classification des attributs sismiques

Dans la suite de ce chapitre, les attributs sismiques seront traités suivant la classification de *Taner et Al (1994)* illustrée dans la figure précédente :

IV. Attributs physiques :

Les attributs physiques sont pour la plupart liés aux propriétés spectrales et autres du signal sismique qui sont-elles mêmes liées à certaines propriétés structurales et lithologiques des formations géologiques traversées.

Analyse des traces sismiques complexes

L'analyse des traces sismiques complexes est la méthode la plus appliquée et la plus polyvalente pour calculer les attributs sismiques, elle considère une trace sismique comme le produit de deux attributs, amplitude instantanée et cosinus de la phase instantanée figure (II-2).

Avec $x(t) = a(t) \times \cos \theta_i(t)$ (II-1)

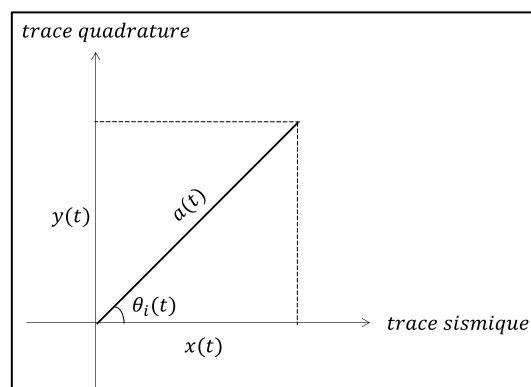


Figure II-2: Trace quadrature

Cette équation ne définit pas les attributs d'amplitude et de phase car elle relie la trace connue à deux paramètres inconnus. On résout ce problème en inventant **la trace quadrature** $y(t)$, exprimée par :

$y(t) = a(t) \times \sin \theta_i(t) = h(t) * x(t)$ (II-2)

Avec $TC(t) = x(t) + iy(t)$ (II-3)

$CT(t)$: Trace complexe.

$x(t)$: Trace sismique.

$y(t)$: Quadrature de la trace sismique $x(t)$.

La partie magique de la trace complexe suggérée par la nature de la transformation de Hilbert, qui déphase les ondes sinusoïdales, produisant une rotation de phase de (-90°) de la trace sismique réelle.

De ces deux traces sismiques et quadratures qui dérivent la plupart des attributs, parmi eux:

IV-1. Amplitude instantanée (Enveloppe d'amplitude):

L'amplitude instantanée est une quantité positive déduite de l'amplitude, indépendante de la polarité ou la phase des données sismiques. Plus communément appelé «enveloppe de trace» ou «force de réflexion», il représente la magnitude de la sinusoïde qui correspond le mieux à la trace sismique dans une petite fenêtre instantanée. Plus précisément, il est égal à la valeur maximale que la trace peut atteindre selon une phase constante figure (II-3).

$$e(t) = \sqrt{x(t)^2 + y(t)^2} \quad (\text{II-4})$$

L'amplitude instantanée met en évidence les indicateurs directs de présence d'hydrocarbures DHI (Direct Hydrocarbon indicator), il permet d'avoir une idée sur la lithologie et éventuellement d'avoir une idée sur les changements latéraux de faciès.

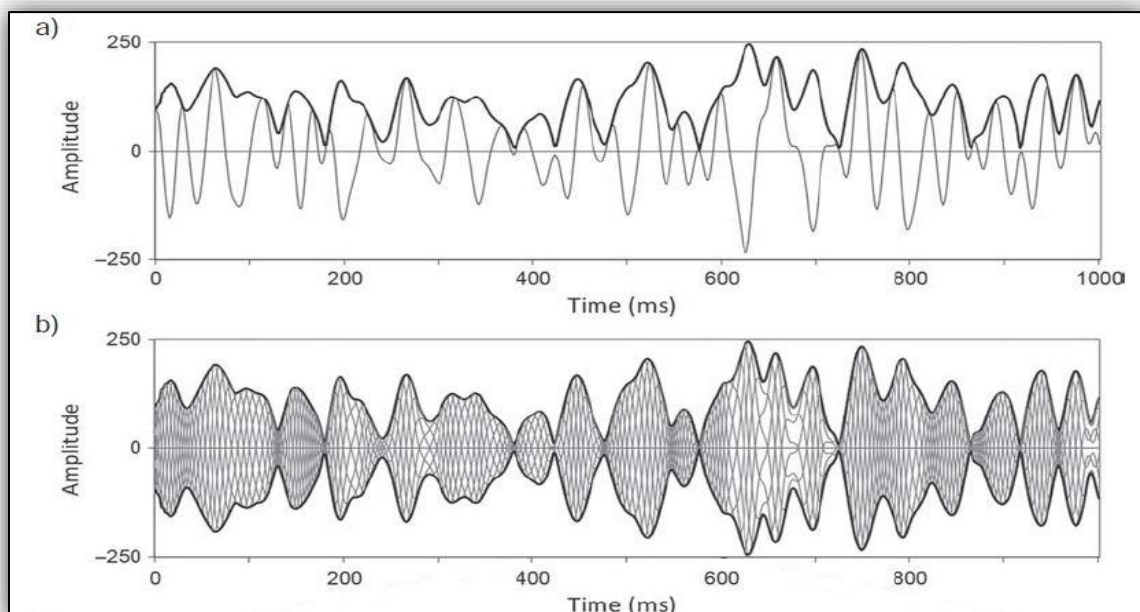


Figure II-3: Amplitude instantané [Barnes, A. E. (Ed.). (2016). Handbook of poststack seismic attributes. Society of Exploration Geophysicists.]

IV-2. Dérivée première de l'amplitude

La dérivée première de l'enveloppe (vitesse temporelle de changement de l'enveloppe) montre la variation de l'énergie des événements réfléchis. Les événements avec une forte augmentation de cette dernière impliquent également une plus grande largeur d'une bande passante, donc moins d'effets d'absorption. Cet attribut est aussi un attribut physique et il peut être utilisé pour détecter d'éventuels effets de fracturation et d'absorption.

$$e'(t) = \frac{d e(t)}{dt} \quad (\text{II-5})$$

IV-3. Dérivée seconde de l'amplitude

La seconde dérivée de l'enveloppe n'est pas trop sensible à l'amplitude, il met en évidence les événements même faibles. Il peut être utilisé pour identifier toutes interfaces réfléchissantes dans la bande passante sismique.

$$e''(t) = \frac{d^2 e(t)}{dt^2} \quad (\text{II-6})$$

IV-4. Intégrale

Basée sur la trace sismique intégrée ou son enveloppe d'amplitude. Les valeurs intégrées sont parfois appelées énergie totale et calculées comme définie par l'équation (II-7):

$$E = \int_{-\infty}^{+\infty} e(t)^2 dt \quad (\text{II-7})$$

$$\text{Tel que } I_i = e_i + I_{i-1} \quad (\text{II-8})$$

Avec I_i : La valeur intégrée

IV-5. Phase instantanée

La phase instantanée est un décalage en temps qui peut se traduire par une mesure angulaire d'une position relative sur une onde sinusoïdale. À un moment donné, elle représente la phase de la sinusoïde qui convient le mieux à la trace sismique dans une petite fenêtre instantanée comme montre la figure (II-4).

$$\theta_i(t) = \arctan\left(\frac{y(t)}{x(t)}\right) \quad (\text{II-9})$$

La phase instantanée varie en degré $(-\pi, \pi)$. Elle est indépendante de l'amplitude et montre une meilleure indication de la continuité et la discontinuité des événements, elle est utilisée pour calculer la vitesse de phase et dérivée pour avoir la fréquence instantané.

IV-6. Cosinus de la Phase

Il est parfois utilisé à la place de la phase instantanée car il ne présente aucune discontinuité. En effet, cosinus de la phase est le gain automatique ultime dans la mesure où il supprime toutes les informations d'amplitude.

$$C(t) = \cos \theta_i(t) \quad (\text{II-10})$$

La figure (II-4) suivante compare entre le cosinus de la phase et la phase instantanée.

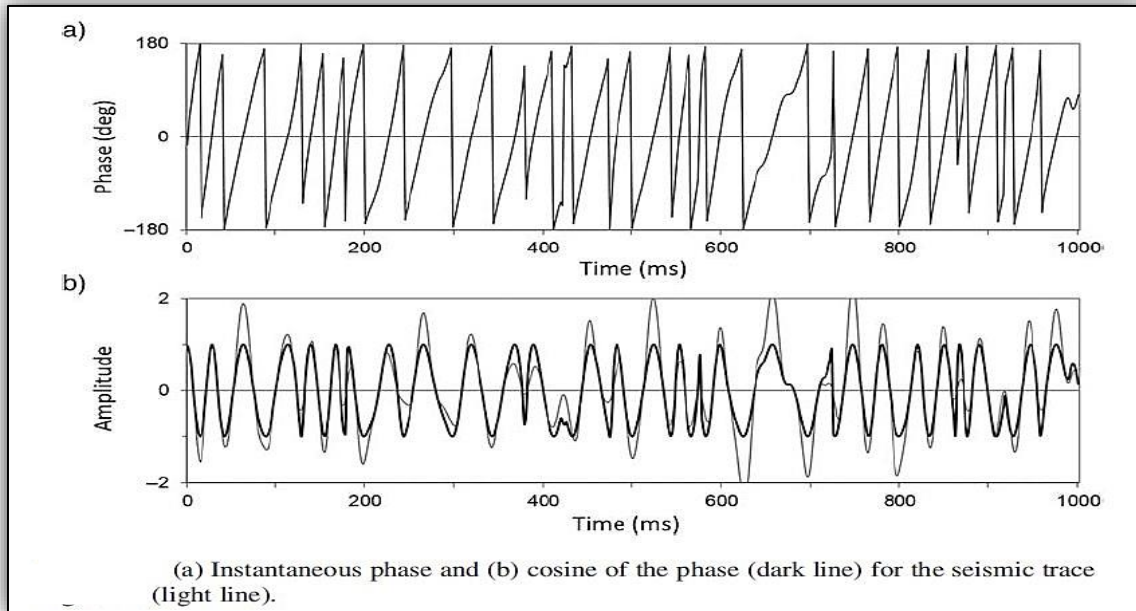


Figure II-4: Phase instantané avec cosinus de la phase

[Barnes, A. E. (Ed.). (2016). *Handbook of poststack seismic attributes*. Society of Exploration Geophysicists.]

Les réflexions sismiques sont plus faciles à suivre sur la phase instantanée ou le cosinus de la phase que les suivre sur l'enveloppe parce qu'ils manquent des contrastes d'amplitude qui masquent parfois la discontinuité des réflexions.

IV-7. Fréquence instantanée :

La fréquence instantanée est la dérivée temporelle de la phase instantanée qui a comme unité l'hertz. À un moment donné, la fréquence instantanée représente la fréquence de la sinusoïde qui convient le mieux à la trace sismique dans une petite fenêtre instantanée.

$$f_i(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta_i(t)}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d[\arctan(\frac{y(t)}{x(t)})]}{dt} = \frac{1}{2\pi} \times \frac{x(t)y(t)' - x(t)'\ y(t)}{x(t)^2 + y(t)^2} \quad (\text{II-11})$$

La fréquence instantanée peut nous indiquer sur les couches minces et autres facteurs lithologiques, un Indicateur d'hydrocarbures à cause de ses anomalies de basse fréquence, il met en évidence les fissures qui apparaissent comme une zone de faibles fréquences.

IV-8. Amplitude Weighted Cosine Phase

$$e(t) \times \cos \theta_i(t) \quad (\text{II-12})$$

IV-9. Amplitude Weighted Frequency

$$e(t) \times f_i(t) \quad (\text{II-13})$$

IV-10. *Amplitude Weighted Phase*

$$\mathbf{e}(t) \times \theta_i(t) \quad (\text{II-14})$$

IV-11. *Polarité apparente*

La polarité apparente est le signe des données sismiques au pic de l'enveloppe met à l'échelle par la valeur du pic d'enveloppe. Le calcul suppose une ondelette de phase zéro et il donne un signe positif lorsque le coefficient de réflexion est positif et un signe négatif lorsque le coefficient de réflexion est négatif.

V. *Attributs géométriques:*

Les attributs géométriques sont des attributs qui décrivent la relation spatiale et temporelle des caractéristiques sismiques révélant des détails structuraux.

V-1 *Pendage (Dip) :*

Le pendage (γ) est l'angle en degrés qu'une réflexion sismique fait avec l'horizontale, qui est l'arc-tangente du rapport sans dimension du changement de profondeur d'une réflexion sur une certaine distance horizontale et dérivée depuis les pentes horizontales dans les directions (x) et (y).

$$\gamma = \arctan \left(\sqrt{p_x^2 + p_y^2} \right) \quad (\text{II-15})$$

$$\text{Tell que la pente horizontale dans la direction des abscisses : } p_x = \frac{dz}{dx} \quad (\text{II-16})$$

$$\text{La pente horizontale dans la direction des ordonnées : } p_y = \frac{dz}{dy} \quad (\text{II-17})$$

En 3D le pendage sera dérivé à partir les nombres d'ondes k_i tell que :

$$k_i = k_{x_i} + k_{y_i} + k_{z_i} = \frac{1}{2\pi} \nabla \theta_i \quad (\text{II-18})$$

Avec :

$$\text{Nombres d'ondes dans la direction des (x): } k_{x_i} = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta_i(t)}{dx} = -\frac{p_x}{f_i} \quad (\text{II-19})$$

$$\text{Nombres d'ondes dans la direction des (y): } k_{y_i} = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta_i(t)}{dy} = -\frac{p_y}{f_i} \quad (\text{II-20})$$

$$\text{Le Pendage peut dériver seulement de la profondeur } k_{z_i} = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta_i(t)}{dz} \quad (\text{II-21})$$

$$\gamma = \arctan \left(\frac{\sqrt{k_{x_i}^2 + k_{y_i}^2}}{|k_{z_i}|} \right) \quad (\text{II-22})$$

C'est un attribut qui calcule, pour chaque trace, le meilleur plan (3D) ou ligne (2D) entre ses traces voisines immédiates sur un horizon et délivre le pendage du plan ou de cette ligne selon la figure (II-5), exprimé en degrés. Ceci peut rendre les failles plus perceptibles.

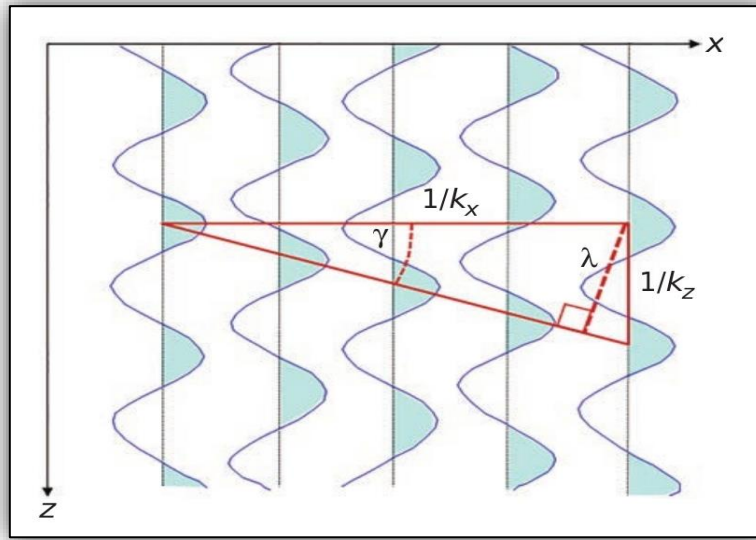


Figure II-5: Section sismique [Chopra, S., & Marfurt, K. J. (2007). Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers.

V-2 Azimut :

L'azimut est une mesure angulaire qui nous permet de calculer pour chaque trace, l'angle entre l'inclinaison maximale de ses traces voisines immédiates et le nord géographique dans le sens des aiguilles d'une montre, ceci est illustré dans la figure (II-6).

$$\text{En 1D : } \phi = \arctan \left(\frac{p_y}{p_x} \right) + \phi_0 \quad (\text{II-23})$$

$$\text{En 3D : } \phi = \arctan \left(\frac{k_{y_i}}{k_{x_i}} \right) + 180 + \phi_0 \quad (\text{II-24})$$

ϕ : L'angle entre l'inclinaison maximale et le nord géographique dans le sens des aiguilles d'une montre.

ϕ_0 : L'angle entre le repère sismique (x, y) et le nord géographique dans le sens des aiguilles d'une montre.

En ajoutant 180° dans l'équation en 3D fait référence à l'azimut dans le sens descendant, ce qui est nécessaire car les nombres d'ondes k_{x_i} et k_{y_i} sont négatifs dans ce sens.

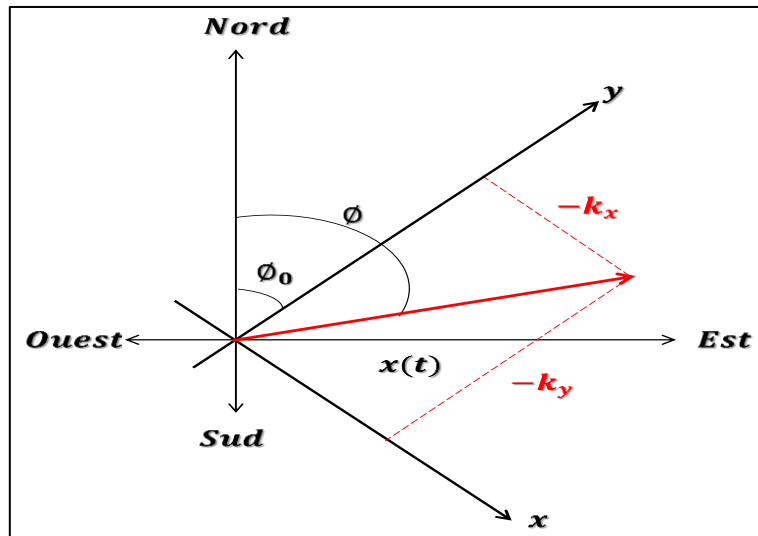


Figure II-6: Azimuth d'une trace sismique

V-3 Courbure (curvature) :

La courbure fait référence au taux de changement de pendage et d'azimut le long d'une réflexion sismique ou d'un horizon.

Les propriétés des courbures sont définies en termes des coefficients du second degré polynomial dans les deux directions horizontales (x) et (y) qui correspond le mieux à l'horizon $z(x, y)$:

$$z(x, y) = C_{xx}x^2 + C_{yy}y^2 + C_xxy + C_x x + C_y y + C_0 \tag{II-25}$$

Avec :

$$C_{xx} = \frac{1}{2} \frac{d^2 p_x}{dx^2}, \quad C_{yy} = \frac{1}{2} \frac{d^2 p_y}{dy^2}, \quad C_{xy} = \frac{dp_x}{dy} = \frac{dp_y}{dx}, \quad C_x = \frac{dp_x}{dx}, \quad C_y = \frac{dp_y}{dy}$$

Les pendages et les azimuts peuvent varier dans différentes directions. Donc la courbure forme un ensemble complexe de propriétés qui comprend :

La courbure moyenne : $\kappa_{moy} = \frac{C_{xx}(1+C_y^2)+C_{yy}(1+C_x^2)-C_{xy}C_xC_y}{\sqrt[3]{1+C_x^2+C_y^2}}$ (II-26)

La courbure gaussienne : $\kappa_{gauss} = \frac{4C_{xx}C_{yy}-C_{xy}^2}{(1+C_x^2+C_y^2)^2}$ (II-27)

La courbure maximale : $\kappa_{max} = \kappa_{moy} + \sqrt{\kappa_{moy}^2 - \kappa_{gauss}}$ (II-28)

La courbure minimale : $\kappa_{min} = \kappa_{moy} - \sqrt{\kappa_{moy}^2 - \kappa_{gauss}}$ (II-29)

La courbure la plus positive : $\kappa_{pos} = C_{xx} + C_{yy} + \sqrt{(C_{xx} - C_{yy})^2 + C_{xy}^2}$ (II-30)

La courbure la plus négative : $\kappa_{neg} = C_{xx} + C_{yy} - \sqrt{(C_{xx} - C_{yy})^2 + C_{xy}^2}$ (II-31)

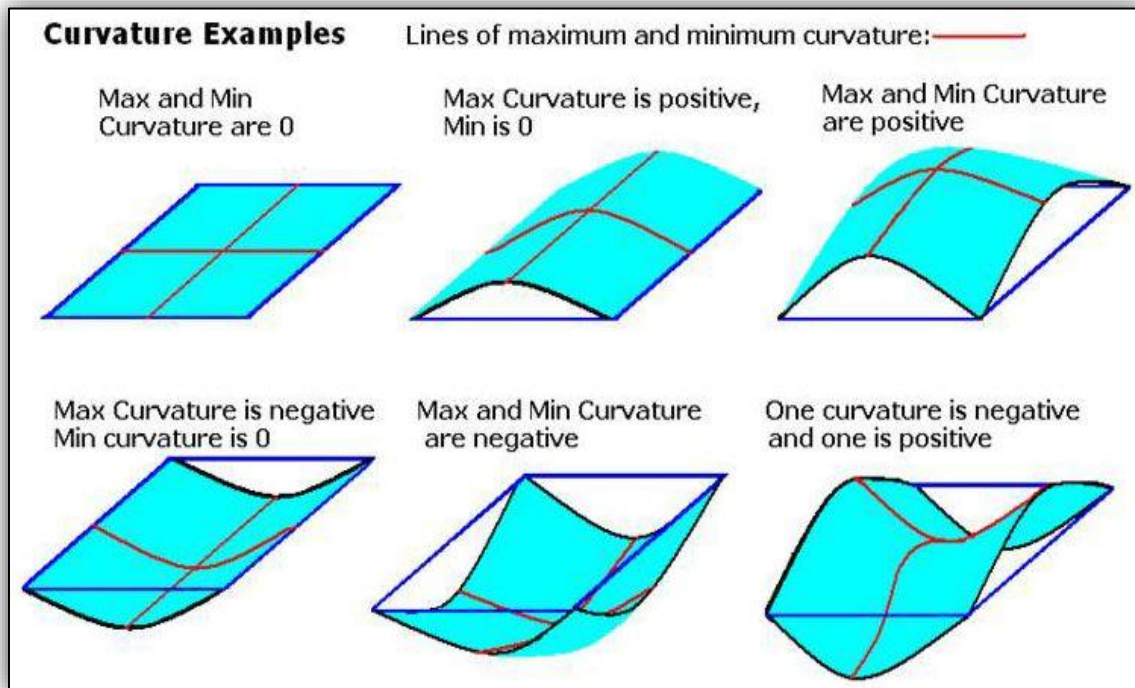


Figure II-7: Exemples de couvertures [HLS software Guide to Volume Attributes, 2015]

La courbure révèle les failles, les chenaux, les sommets anticlinaux, les fonds synclinaux et les flexions.

V-4 Discontinuité (cohérence) :

La continuité sismique est la mesure dans laquelle les réflexions sismiques ont des paramètres internes constants comprennent l’amplitude, phase, fréquence.

L’attribut de discontinuité mesure cette continuité entre les traces sismiques dans une fenêtre spécifiée et révèle les ruptures dues à des failles, diapirs, chenaux, pincements, bruit.

La discontinuité sismique est souvent appelée cohérence ou similitude, elle est basée sur la semblance, donc c’est une mesure de continuité normalisée définie comme le rapport de l’énergie de la trace moyenne E_a d’un ensemble de (M) traces à l’énergie totale comme la montre l’équation (II-32) :

$$C = \frac{ME_a}{E} \tag{II-32}$$

Tell que $D = 1 - C$ (II-33)

D : Discontinuité

La discontinuité de la ressemblance est une mesure de la variance d'un ensemble de traces. Pour montrer cela, considérons un ensemble de M traces. Soit (ε_j) la distance entre la trace moyenne (x_a) et certaines traces (x_j) qui ont le même pendage. L'énergie de discontinuité de la trace j^{eme} sera donc :

$$\varepsilon_j^2 = |x_j - x_a|^2 \quad (\text{II-34})$$

$$\varepsilon_j^2 = E_j + E_a - 2x_j x_a \quad (\text{II-35})$$

L'énergie de discontinuité totale (E_D) est la somme des énergies de discontinuité de L'ensemble (M) de trace:

$$E_D = \sum_{j=1}^M \varepsilon_j^2 = \sum_{j=1}^M E_j + E_a - 2x_j x_a \quad (\text{II-36})$$

$$E_D = E + ME_a - 2x_a \cdot \sum_{j=1}^M x_j \quad (\text{II-37})$$

$$E_D = E - ME_a \quad (\text{II-38})$$

VI. Attributs issus de l'inversion

VI-1 Coefficient de Poisson σ :

Le coefficient de Poisson est défini par le rapport entre le rétrécissement latéral et l'allongement longitudinal quand un matériau est soumis à une force de traction (dans le domaine élastique). Ainsi, il permet de caractériser le rétrécissement du matériau perpendiculairement à la direction de l'effort appliqué, il est compris entre 0.2 et 0.3 et ne dépasse pas 0.5, il s'écrit comme suit :

$$\sigma = \frac{\Delta d/d0}{\Delta l/l0} \quad (\text{II-39})$$

Où :

$\Delta d/d0$: Déformation transversale

$\Delta l/l0$: Déformation longitudinale, dans la direction de la traction.

On peut aussi exprimer le coefficient de Poisson en fonction de V_p/V_s comme suit:

$$\sigma = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2} \quad (\text{II-40})$$

Tell que $Z_p = V_p \times \rho$ et $Z_s = V_s \times \rho$

$$\text{Donc } \sigma = \frac{\left(\frac{Z_p}{Z_s}\right)^2 - 2}{2\left(\frac{Z_p}{Z_s}\right)^2 - 2} \quad (\text{II-41})$$

Il est habituellement inférieur ou égal à 1/2 et peut être utilisé comme un bon indicateur lithologique des sédiments. Il peut différencier les sables à gaz des sables saturés en eau.

VI-2 Coefficients de Lamé

➤ **Module de rigidité μ :**

Le module de rigidité (appelé aussi module de cisaillement ou de Coulomb), représente la résistance des matériaux aux cisaillements et il est défini comme étant le rapport de la contrainte tangentielle à la déformation correspondante, pour un cisaillement pure, le module s'écrit :

$$\mu = \frac{\Delta F/S}{\Delta x/x} \quad (\text{II-42})$$

Où :

ΔF : Force tangentielle.

S : Surface de cisaillement.

x : Distance entre les surfaces de cisaillement.

Δx : Déplacement de cisaillement.

Les fluides n'ont aucune résistance au cisaillement, donc $\mu = 0$.

Il existe aussi un autre paramètre, peu utilisé, appelé, constante de Lamé λ .

On peut exprimer le module de rigidité μ et le constant de Lamé λ en fonction des impédances acoustiques Z_S et Z_p selon la Transformation LMR (Lambda Mu Rho):

On a:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad \text{Alors:} \quad \mu = V_s^2 \rho \quad (\text{II-43})$$

Comme :

$$Z_S = V_s \rho \quad \text{Donc:} \quad \mu \rho = Z_S^2 \quad (\text{II-44})$$

On a aussi :

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda+2\mu}{\rho}} \quad \text{Alors:} \quad \lambda = V_p^2 \rho - 2\mu \quad (\text{II-45})$$

Comme :

$$Z_p = V_p \rho \quad \text{Donc:} \quad \lambda \rho = Z_p^2 - 2Z_S^2 \quad (\text{II-46})$$

Les attributs $\mu\rho$ et $\lambda\rho$ se sont des attributs élastiques qui peuvent être indiqués sur la lithologie et le contenu en fluide

Chapitre III :

Intégration des méthodes de la régression multilinéaire

Chapitre III : Intégration des méthodes de la régression multilinéaire**I. Les différentes méthodes de la régression multilinéaire :**

L'approche de la régression multilinéaire est une méthode qui utilise les informations obtenues dans le domaine déjà foré (domaine étalon) pour prévoir des informations dans la zone qu'on n'a pas encore traversée par le forage (domaine de prévision).

L'utilisation de cette approche dans la caractérisation des réservoirs permet de générer un modèle de réservoir en analysant statistiquement les données de puits et la sismique pour déterminer une relation arbitraire au niveau des puits et l'extrapoler à tous les autres emplacements du volume sismique.

Cette méthode peut être définie comme étant une procédure visant à extraire des informations relatives à la lithologie, contenue en fluide et à la composition de la sub-surface à partir d'observations limitées en espace, en intégrant les données sismiques y compris les attributs externes de l'inversion.

Deux méthodes sont utilisées dans notre travail pour déterminer les volumes de saturation (S_w) de porosité effectif ($PHIE$) et du volume d'argile (V_{sh}).

Ces méthodes sont :

- Single attribute (cross plot).
- Multi-Attributs.

I.1. Single attribute (cross plot)

Une façon de mesurer la corrélation entre les données cibles et un attribut quelconque est de les tracer graphiquement (cross plot), c'est la procédure la plus simple pour déduire la relation désirée entre eux.

Cette méthode consiste à calculer les erreurs quadratiques moyennes (RMS) pour tous les attributs et les classer selon leurs valeurs. L'erreur minimale est associée à la meilleure corrélation entre le log prédit par l'attribut et le log original

La figure (III-1) montre un exemple dans lequel une propriété du log cible est tracée par rapport à un attribut sismique, après un filtrage fréquentielle pour réduire la propriété à la même résolution que l'attribut sismique qui est généralement bas fréquent.

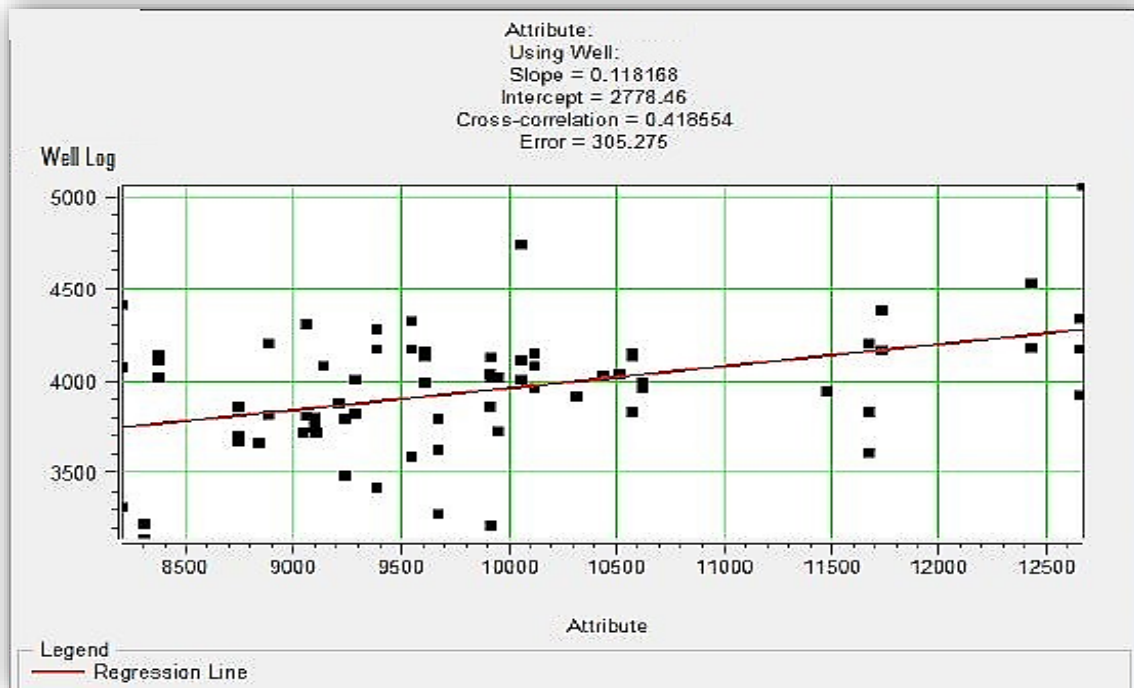


Figure III-1: Cross plot entre le Log cible et l'attribut sismique [Hampson, D. P., Schuelke, J. S., & Quirein, J. A. (2001). *Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data*. *Geophysics*, 66(1), 220-236.]

En supposant qu'il y a une relation linéaire entre le log cible et l'attribut, une droite peut être ajustée par régression sous forme de :

$$y = a + bx \quad (\text{III-1})$$

Les coefficients a et b de cette équation peuvent être dérivés en minimisant l'erreur quadratique moyenne de prédiction, donnée par l'équation:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2 \quad (\text{III-2})$$

Où la somme concerne tous les points du cross-plot.

L'erreur de prédiction calculée (E) est une mesure de la qualité de l'ajustement pour la droite de régression définie par l'équation (III-1).

Une mesure alternative qui est le coefficient de corrélation normalisé, il permet de connaître si deux collections distinctes sont liées, défini par l'équation suivante:

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (\text{III-3})$$

Tell que

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x) (y_i - m_y) \tag{III-4}$$

$$\sigma_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2 \tag{III-5}$$

$$\sigma_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - m_y)^2 \tag{III-6}$$

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i) \tag{III-7}$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i) \tag{III-8}$$

I.2. Multiple attributs multiple (régression linéaire multivariée) :

I-2-1. Principe de la méthode multi-attribut

Pour améliorer le pouvoir de prédiction comme illustre la figure (III-2), nous allons opter pour l'utilisation de plusieurs attributs ce qui signifie que les attributs sont utilisés dans des groupes, contrairement au Single attribut où les attributs sont utilisés individuellement. Elle définit la combinaison la plus optimale d'attributs sismiques à utiliser en analysant les modèles spatiaux de corrélation entre les données de puits et les données sismiques.

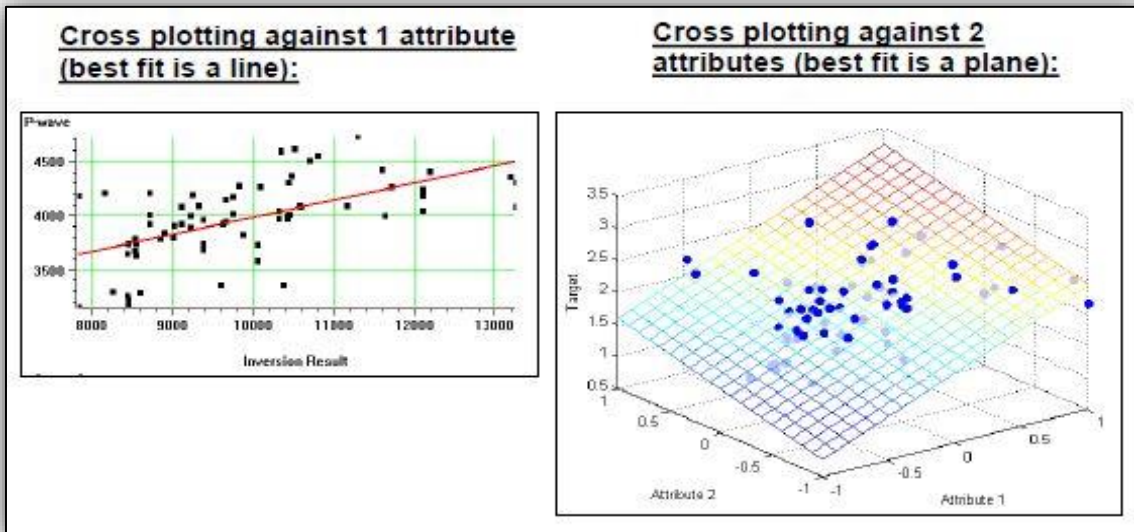


Figure III-2: Comparaison entre les deux méthodes [Hampson, D. P., Schuelke, J. S., & Quirein, J. A. (2001). Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data. Geophysics, 66(1), 220-236.]

L'extension de l'analyse linéaire conventionnelle vers plusieurs attributs (régression linéaire multivariée) est simple. Supposons, chaque échantillon du log cible est modélisé comme une combinaison linéaire d'échantillons d'attributs en même temps. Comme le montre la figure (III-3).

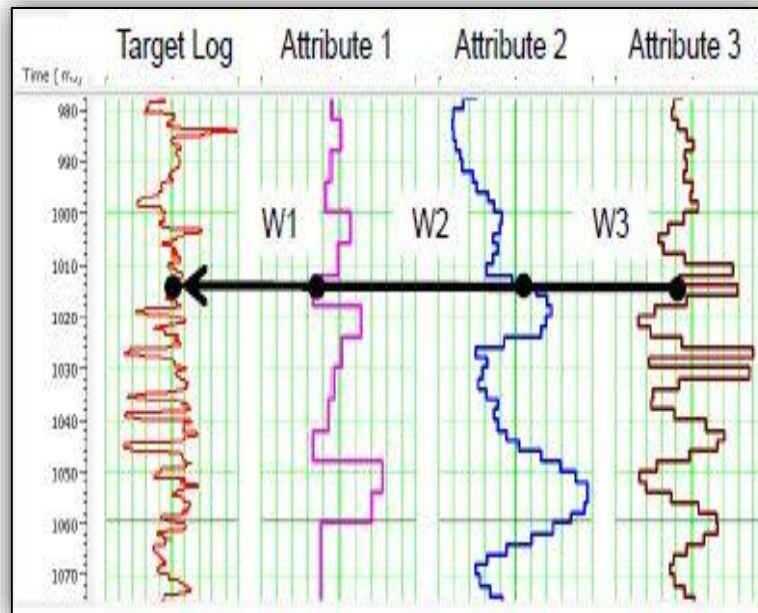


Figure III-3: Modélisation du log cible [Hampson, D. P., Schuelke, J. S., & Quirein, J. A. (2001). Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data. *Geophysics*, 66(1), 220-236.]

A chaque échantillon, le log cible est modélisé par l'équation linéaire (III-9) donnée comme suit:

$$L_N = w_0 + w_1A_1(t) + w_2A_2(t) + \dots + w_nA_n(t) \tag{III-9}$$

Avec : L = log à prédire

$A(t)$ = attribut utilisé

w = poids (weights)

Ceci peut être écrit comme une série d'équations linéaires:

$$\begin{aligned} L_1 &= w_0 + w_1A_{11}(t) + w_2A_{12}(t) + \dots + w_nA_{1n}(t) \\ L_2 &= w_0 + w_1A_{21}(t) + w_2A_{22}(t) + \dots + w_nA_{2n}(t) \\ &\dots \\ L_N &= w_0 + w_1A_{n1}(t) + w_2A_{n2}(t) + \dots + w_nA_{nn}(t) \end{aligned} \tag{III-10}$$

Notez que les équations (III-10) peuvent être écrites comme indiqué par la matrice (III-11):

$$\begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ L_3 \\ \vdots \\ L_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & A_{11} & A_{12} & A_{13} & \dots & A_{1n} \\ 1 & A_{21} & A_{22} & A_{23} & \dots & A_{2n} \\ 1 & A_{31} & A_{32} & A_{33} & \dots & A_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & A_{n1} & A_{n2} & A_{n3} & \dots & A_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \\ \vdots \\ w_n \end{bmatrix} \quad \text{(III-11)}$$

Où $L = A \cdot w$

Où L est une matrice N×1 contenant les valeurs connues du log, A est une matrice N×N contenant les valeurs d'attribut, et W est une matrice N×1 avec les poids (weights) inconnus.

Les poids (weights) dans cette équation peuvent être dérivés en minimisant l'erreur quadratique moyenne de prédiction, comme défini dans l'équation (III-12) :

$$w = [A^T A]^{-1} A^T L \quad \text{(III-12)}$$

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \\ \vdots \\ w_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{i1} & \sum A_{i2} & \sum A_{i3} & \dots & \sum A_{in} \\ \sum A_{i1} & \sum A_{i1}^2 & \sum A_{i1} A_{i2} & \sum A_{i1} A_{i3} & \dots & \sum A_{i1} A_{in} \\ \sum A_{i2} & \sum A_{i2} A_{i1} & \sum A_{i2}^2 & \sum A_{i2} A_{i3} & \dots & \sum A_{i2} A_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sum A_{in} & \sum A_{in} A_{i1} & \sum A_{in} A_{i2} & \sum A_{in} A_{i3} & \dots & \sum A_{in}^2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{i1} L_i \\ \sum A_{i2} L_i \\ \vdots \\ \sum A_{in} L_i \end{bmatrix} \quad \text{(III-13)}$$

Ces coefficients minimisent l'erreur de prédiction totale:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 + w_1 A_{1i}(t) + w_2 A_{2i}(t) + \dots + w_n A_{ni}(t))^2 \quad \text{(III-14)}$$

L'erreur de prédiction pour N + 1 attributs ne peut jamais être plus grande que l'erreur de prédiction pour N attributs quels que soient les attributs utilisés.

Afin de sélectionner la meilleure combinaison d'attributs qui permet de prévoir le log de porosité de la façon la plus optimale possible on a recouru à un processus appelé **stepwise régression**. L'hypothèse de cette procédure est que si la meilleure combinaison de M attributs est déjà connue, alors chercher la meilleure combinaison d'attributs M + 1 inclut les attributs M précédents. Bien sûr, les coefficients calculés précédemment doivent être re-dérivés. Le processus est illustré dans cette série d'étapes.

I-2-2. Principe de l'algorithme régression step-wise :

Dans un premier temps, on cherche un seul et meilleur attribut de la liste qui prévoit au mieux le log porosité. Le critère pour évaluer la prédiction est l'erreur quadratique moyenne (RMS). En d'autres termes, essaie chaque attribut, calcul l'erreur (RMS) et détermine le meilleur attribut en tant que celui qui donne la plus basse erreur.

Après avoir trouvé le meilleur attribut seul, on cherche la meilleure paire d'attributs, en prenant comme premier attribut de la paire, celui trouvé précédemment qui donne la meilleure

corrélation. Le deuxième attribut de la paire est choisi en faisant à nouveau le calcul et le tri. Après avoir trouvé la meilleure paire. Après cela on cherche le meilleur triplet, quadruplet et ainsi de suite.

Pour connaître à quel nombre d'attribut nous pouvons arrêter d'ajouter des attributs, en introduisant la validité des combinaisons.

I-2-3. Validation des attributs sélectionnés :

Ajouter des attributs revient à ajuster une courbe à travers un ensemble de points, en utilisant un polynôme d'ordre croissant l'interpolation entre les points sera différentes, comme illustré dans la figure (III-4):

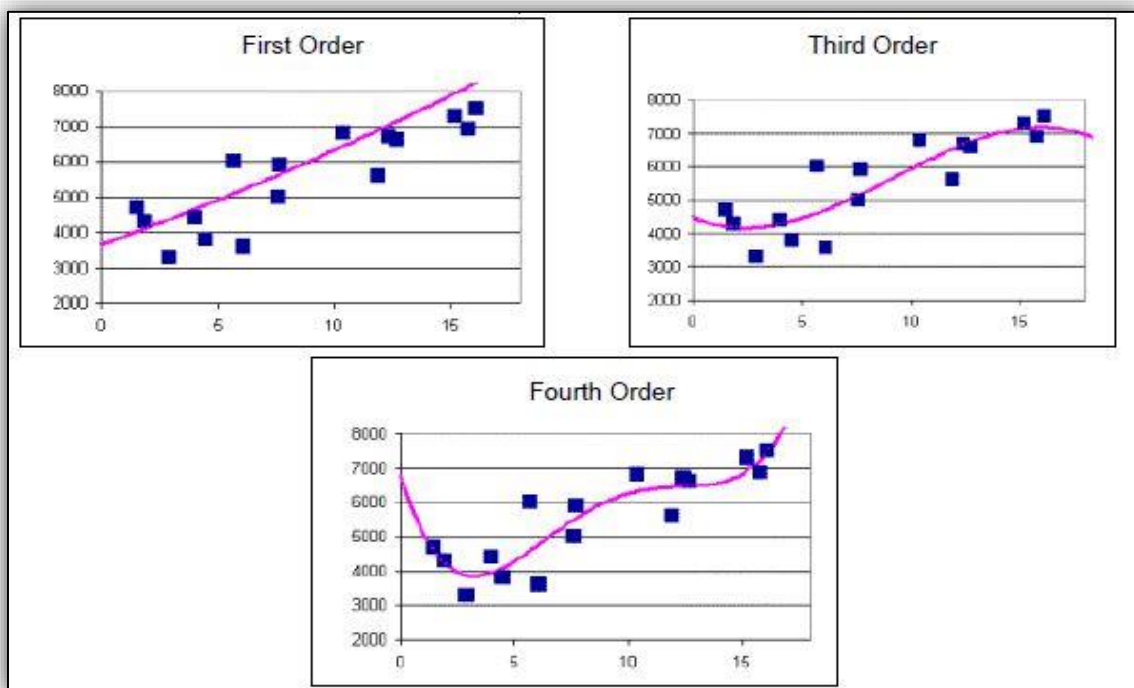


Figure III-4: Variation polynomiale [Hampson, D. P., Schuelke, J. S., & Quirein, J. A. (2001). Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data. *Geophysics*, 66(1), 220-236.]

Au fur et à mesure que l'ordre du polynôme augmente, l'erreur de prédiction diminuera toujours. Le problème est que, malgré le polynôme d'ordre supérieur prédit mieux les données d'apprentissage, mais il surestime l'interpolation ou l'extrapolation au-delà des limites des données d'apprentissage.

La figure (III-5) met en évidence un polynôme d'ordre élevé qui convient bien aux données d'apprentissage peut encore mal correspondre aux données de validation. Cela indique que l'ordre du polynôme est trop élevé ou trop entraîné.

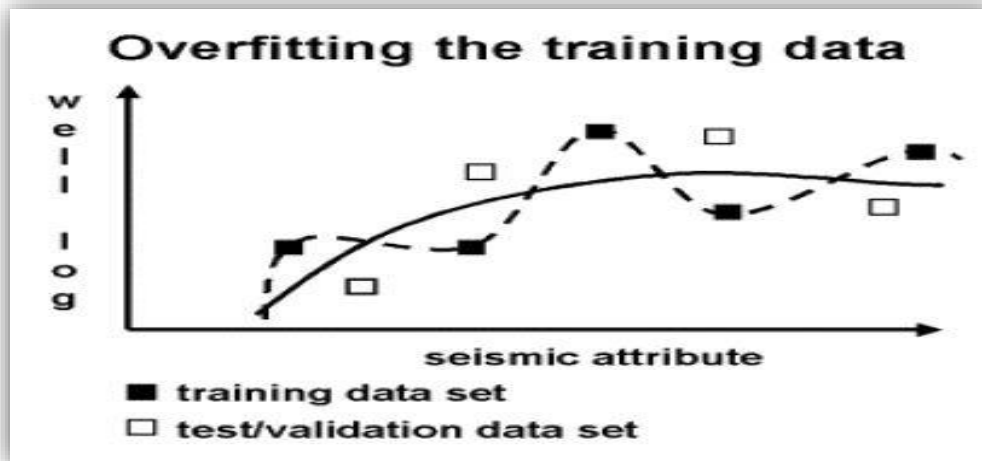


Figure III-5: Polynôme trop entraîné [Hampson, D. P., Schuelke, J. S., & Quirein, J. A. (2001). Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data. *Geophysics*, 66(1), 220-236.]

Pour déterminer la validité des attributs, on utilise la procédure de validation suivante :

En divisant les données disponibles en deux groupes :

- Données d'apprentissage.
- Données de validation.

Quand on détermine les coefficients du polynôme à utiliser pour la régression, on utilise les données d'apprentissage. Quand on mesure l'erreur de prédiction, on utilise les données de validation, en suivant les étapes suivantes.

- (1) Dans la première étape, on écarte un puits des données d'apprentissages, puis on calcule les coefficients qui entrent dans la formulation de l'équation multilinéaire pour l'ensemble des puits restants (prédiction à partir des données d'apprentissage).
- (2) Après, on applique l'équation tirée auparavant au puits retiré et calcule l'erreur de prédiction. (C'est à dire, on prédit la propriété dans un puits à partir des autres).
- (3) Pour chaque puits à tour de rôle, on refait les deux étapes précédentes
- (4) à la fin, on somme les erreurs de prédiction pour tous les puits.

$$E_A = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N E_i \quad (\text{III-15})$$

Avec N nombre de puits

Cette procédure nous aide à savoir quelle est le nombre d'attribut maximal à retenir dans la prédiction de notre propriété.

Chapitre IV :

Contexte géologique de la région

Chapitre IV : Contexte géologique de la région d'étude**1. Introduction à la géologie de l'Algérie :**

Sur le plan morphologique le territoire Algérien est subdivisé en quatre domaines qui se distinguent du nord au sud :

- L'Atlas tellien, ensemble de reliefs escarpés et de plaines littorales dont les plus riches sont la Mitidja au centre, le Chelif à l'ouest et le Seybouse à l'est.
- L'Atlas saharien, longue suite de reliefs orientés NE-SO s'étendant de la frontière marocaine à celle de la Tunisie.
- Le Sahara, siège de l'essentiel des ressources en hydrocarbures, désert formé de grandes étendues de dunes (Ergs oriental et occidental), de plaines caillouteuses (regs), et parsemé d'oasis où les agglomérations sont de plus en plus importantes.
- Les massifs des Eglab au sud-ouest et du Hoggar au sud.

Sur le plan structural, l'Algérie est subdivisée en deux unités tectoniques majeures séparées par la faille sud atlasique :

- ❖ Au nord, un domaine alpin marqué par des chaînes de montagnes d'âge tertiaire résultant de l'orogénèse alpine.
- ❖ Au sud, la plate-forme saharienne, domaine relativement plus stable constitué d'un socle précambrien sur lequel se sont déposées d'épaisses séries sédimentaires dans des bassins structurés essentiellement durant le Paléozoïque.

La figure (IV-1) suivante montre la répartition des bassins sédimentaires Algériens.

▪ La province du nord :

Englobe les bassins du Sud-Est Constantinois–Melhrir, du Hodna, du Chelif, de l’offshore et de l’Atlas saharien. À cause de son extrême complexité géologique, cette province n’a pas connu une grande activité d’exploration. Néanmoins, les travaux réalisés jusque-là ont permis la mise en évidence de gisements d’huile, montrant ainsi un potentiel certain dans le nord de l’Algérie.

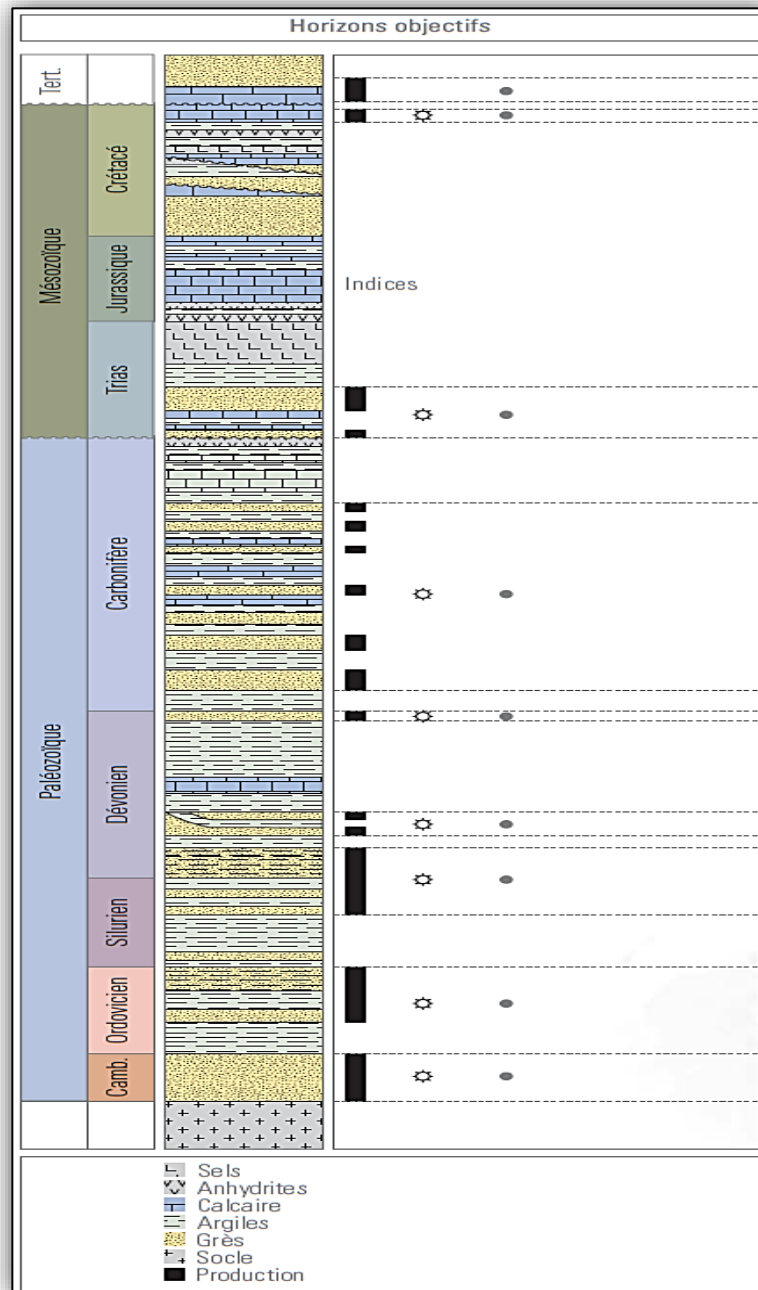


Figure IV-2: Colonne stratigraphique générale de l’Algérie. [Zeroug, S., Bounoua, N., & Lounissi, R. (2007). Well Evaluation Conference (WEC), Algérie 2007. Sonatrach-Schlumberger/Wetmore Printing, Houston, TX.]

II. Présentation du bassin d'illizi

Le bassin d'illizi (figure IV-3) se trouve dans la province orientale, d'une superficie de 108 424 km², il est limité à l'ouest par la dorsale d'Amguid–El Biod, à l'est par la mole de Tihemboka et les confins tuniso-libyens, au nord et au sud par les bassins de Berkine de Taffassasset respectivement.

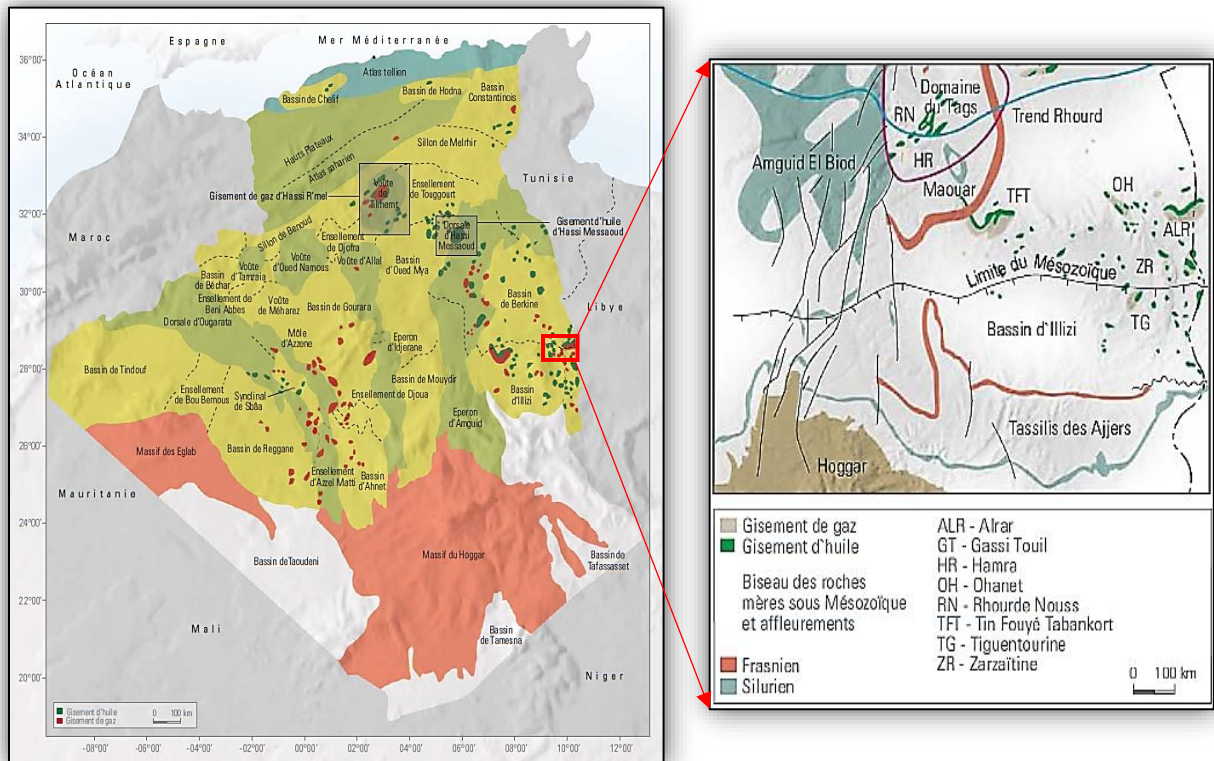


Figure IV-3: Situation géographique du bassin d'illizi [Zeroug, S., Bounoua, N., & Lounissi, R. (2007). Well Evaluation Conference (WEC), Algérie 2007. Sonatrach-Schlumberger/Wetmore Printing, Houston, TX.]

Ce bassin est le siège d'un effort d'exploration assez important qui a débuté en 1956 avec la découverte d'Edjeleh. Depuis, pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23 %.

On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz (qui ont donné lieu à des gisements d'hydrocarbures dans le Paléozoïque et le Trias telles que celles de Tin Fouyé, Zarzaïtine, Edjeleh, Alrar, Ohanet et Stah.

Au cours de son histoire, le bassin d'illizi a été, pour l'essentiel, un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui a permis l'installation d'une importante colonne sédimentaire paléozoïque remontant à l'affleurement au sud où ils forment les Tassilis. Quant aux formations mésozoïque, elles

n'affleurent qu'au centre du bassin. Les dépôts tertiaires sont bien représentés dans le nord-ouest. (Voir figure IV-2)

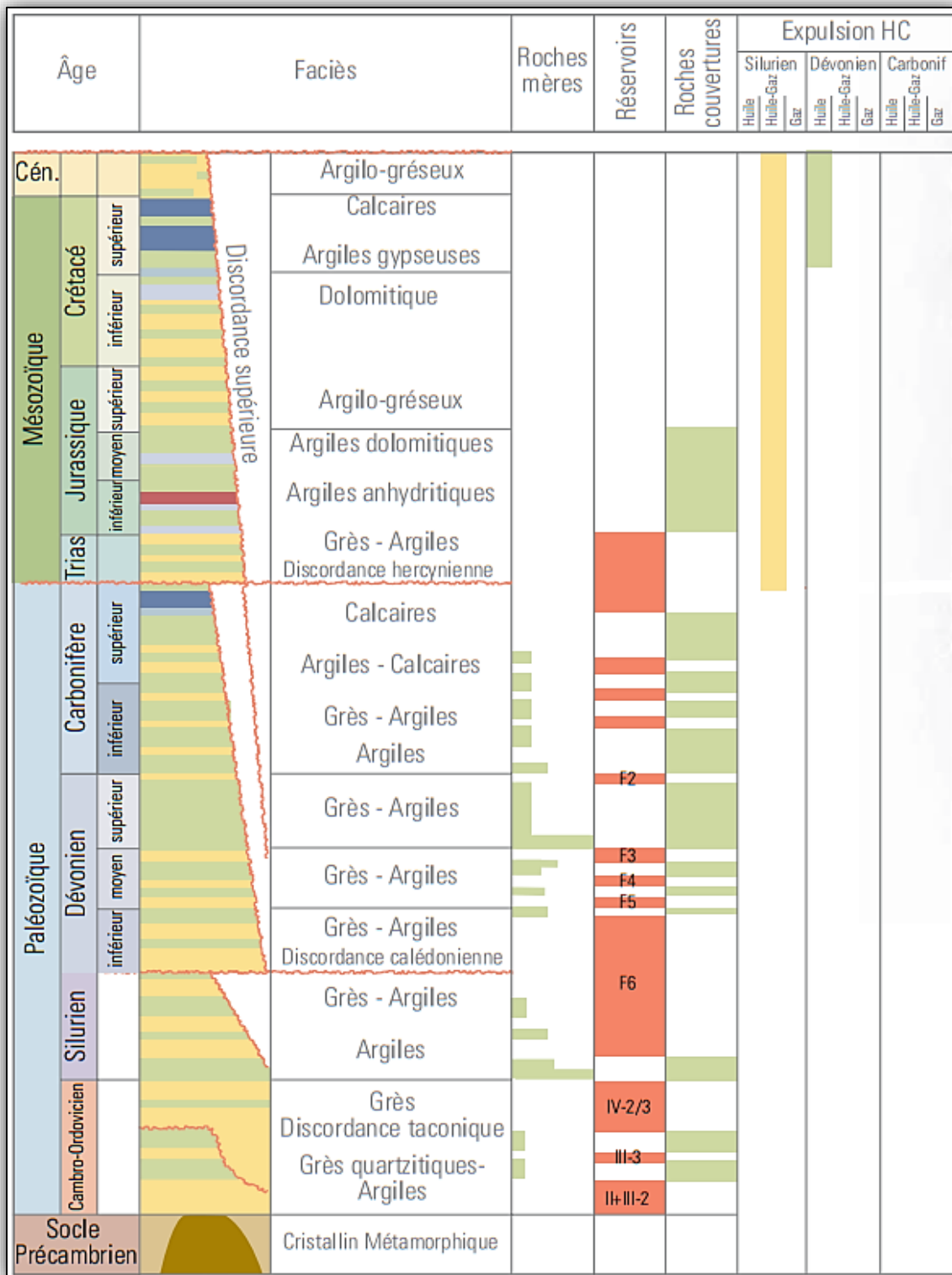


Figure IV-4: Coupe lithostratigraphique du bassin d'Illizi [Zeroug, S., Bounoua, N., & Lounissi, R. (2007). Well Evaluation Conference (WEC), Algérie 2007. Sonatrach-Schlumberger/Wetmore Printing, Houston, TX.]

III. Présentation de la zone d'étude Tihert bassin d'Illizi

III-1. Cadre géographique :

La région de Tihert se situe dans la partie nord-ouest du bassin d'Illizi, dont le plateau est limité par :

- ◆ le grand Erg oriental au nord.
- ◆ le plateau de Tadjentourt au Sud.
- ◆ le gisement d'ALRAR à l'Est.
- ◆ le gisement d'OHANET à l'Ouest.

La figure (IV-5) illustre une coupe géologique N-S qui passe sur le bassin d'Illizi :

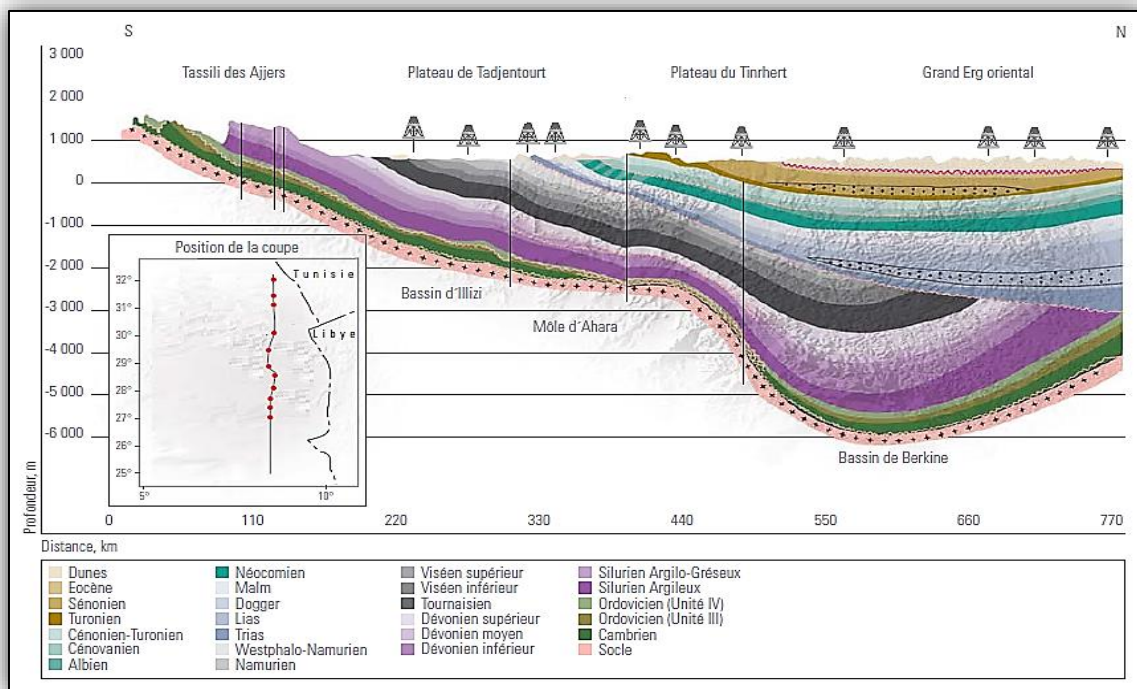


Figure IV-5: Coupe géologique sud-Nord du Bassin d'Illizi [Zeroug, S., Bounoua, N., & Lounissi, R. (2007). Well Evaluation Conference (WEC), Algérie 2007. Sonatrach-Schlumberger/Wetmore Printing, Houston, TX.]

III-2. Aspect structural de la région :

Le périmètre de Tihert est affecté par une tectonique complexe compressive importante donnant naissance à un réseau de failles en majorité inverse, très dense d'orientation plus ou moins Nord -Sud, et une individualisation de compartiments.

III-3. Système pétrolier de la région

III-3-1. Roches mères

Dans l'ensemble du bassin d'Illizi et d'après les études géochimiques, toutes les argiles paléozoïques ont généré des hydrocarbures. Nous retiendrons les plus importantes :

- ❖ Les argiles radioactives du Silurien argileux. Ce sont des argiles noires, brunes, feuilletées, silteuses et micacées. Ces argiles sont les résultats de la plus grande transgression marine durant le paléozoïque et sont considérées comme la roche mère, génératrice d'hydrocarbures, la plus importante dans la coupe stratigraphique de tout le Sahara.
- ❖ Les argiles du Dévonien moyen à supérieur.
- ❖ les argiles de l'Ordovicien d'après les études récentes ont confirmé leurs générations des hydrocarbures.

III-3-2. Réservoirs

Au niveau du périmètre Tinrhert, le paléozoïque comprend pour l'essentiel des réservoirs objectifs. En effet, les différents réservoirs du Dévonien (F2, F4) et du Siluro-Dévonien F6, constituent les plus importants réservoirs. Les réservoirs Cambro-Ordoviciens ont été explorés dans le périmètre de Tinrhert par les études récemment faite entre 2010 et 2012, et qui ont révélé de bons débits de gaz de condensat.

a. Le Cambro-Ordovicien

La limite entre le cambrien et l'Ordovicien n'a pas été jusqu'à présent déterminée par des faunes précises. Ce complexe est constitué de bas en haut par les séries suivantes:

- **Unité II** (Ensemble gréso-conglomératique de base): Cet ensemble, gréseux repose en discordance majeur sur le socle éruptif ou métamorphique et à son tour cette unité est subdivisée en deux termes
 - La base : ce sont des grés fins à moyen comportant des niveaux grossiers à micro conglomératiques à ciment siliceux et argileux. Le ciment argileux est constitué de kaolinite avec présence d'illite.
 - La partie sommitale: la formation est souvent constituée de grés quartzitique fins à moyens à ciment kaolinitique et siliceux. Ce terme a un aspect massif dont l'épaisseur varie de 30 à 80 environs.
- **Unité III** : Constituée de trois sous unités, de bas en haut, ce sont:
 - Ensemble argilo- gréseux inférieur AGI ou Unité III-1: Cette unité, de 50m d'épaisseur, repose en concordance sur l'AGS. Ce terme est constitué de grés fins à très fins, localement quartzitiques et à ciment argileux s'alternant avec des argiles noirs schisteuses.
 - Ensemble des grés intermédiaires GI ou Unité III-2: généralement, cette formation est identifiable facilement sur les logs de diagraphies. Cette formation est un ensemble de grés quartzitique et quartzites, fins a moyens, parfois grossiers, voire conglomératiques comportant quelques rares lits argileux, en particulier à la base de la formation. On

observe souvent de longues tigilites verticales plus ou moins abondantes avec présence d'argiles noires, pyriteuses et micacées.

- Ensemble argilo- gréseux supérieur AGS ou Unité III-3: Contrairement aux formations sous-jacentes, l'argilo-gréseux supérieur est caractérisé par la présence d'argiles marine, souvent fossilifères qui alternent avec des grés fins argileux ou siliceux.
- **Unité IV** ou complexe terminal : Cette formation regroupe l'ensemble des dépôts d'origine glaciaire. Elle repose en discordance sur n'importe quel ensemble sous- jacent.

Deux sous unité distinctes dominent la constitution du complexe terminal :

- Unité IV-2/1: Généralement ce sont des grés gris clairs à gris foncé et parfois blanc, siliceux à grains fins à moyens avec des intercalations d'argiles grises-foncées, feuilletées et micacées .Des traces de silts blanc et calcaires ont été observés.
- Unité IV-3: Du point de vue lithologie cette formation contient des grés blancs, claires et parfois brunâtres, hétérogènes (fins, moyens à grossiers) mal classés, reliés par un ciment siliceux à tendance quartzitiques. Les grés sont bien consolidés, compacts, présentant de rares microfissures et de nombreux grains de quartz blancs avec inclusion de pyrites.

b. Siluro-Dévonien

Ce méga-réservoir produit de l'huile et du gaz dans le bassin d'Ilizi ; c'est un ensemble argilo-gréseux subdivise de bas en haut en huit (08) unités :

- F6 -unité M1 : Complexe argilo-gréseux à grés beiges, siliceux et peu consolidés et argiles brunes finement silteuses et micacées.
- F6 -unité M2 : Composée d'argiles noires, micacées, silteuses à minces intercalations de grés blancs.
- F6 -unité A : Composée de grés blancs à gris clair, peu consolidées et à grains fins à moyens devenant très fins à la base.
- F6 -unité B1 : On remarque une alternance d'argiles grises claires, schisteuses et de grés gris fins.
- F6 -unité B2 : Grés gris et argiles grises.
- F6 -Unité C1 : Ensemble gréseux avec présence de quartz et argile noire.
- F6 -Unité C2 : Ensemble argileux micacé et peu consolidé.
- F6 -Unité C3 : Ensemble gréseux à grains fins à moyens ciment kaolintique parfois quartzitique, bitumineux avec passées d'argiles.

Cette série litho stratigraphique peut être scindée en deux, une série inférieure appartenant au Silurien supérieur (Ludlow) et une série supérieure d'âge Dévonien inférieure (Praguien). Les niveaux réservoirs sont composés de grès marins peu profonds (M1) et de grès fluviaux (A, B1, C1, C2 et C3).

Il possède les valeurs de porosité et de perméabilité les plus élevées de la région : la porosité atteint 20 à 25 % et la perméabilité varie de 0,1 mD à quelques centaines de mD. Le F6 est pratiquement présent sur l'ensemble du bassin à l'exception de la partie nord-occidentale où il est partiellement érodé. Les réservoirs du F6 produisent de l'huile à Tin Fouye, Djoua Ouest, Ahara, Tinrhert, Gara Tisselit, Tin Mesnaguene.

III-3-3. Roches Couvertures

Les bassins de la plate-forme Saharienne comprennent des niveaux de roches couvertures d'âge Paléozoïque et Mésozoïque, se sont des dépôts argilo- évaporitiques. Le Namurien, le Viséen C, le Tournaisien, les argiles du Silurien argileux, et le Dévonien assurent respectivement le rôle de couverture des réservoirs Carbonifère, du Dévonien et de l'Ordovicien.

III-3-4. Types de pièges

Les pièges sont souvent de type structural formé lors de différentes phases tectoniques, des anticlinaux associés aux failles, d'orientation Nord -Sud, NW-SE et WNW- ESE, néanmoins des pièges de types stratigraphiques pourraient être mis en évidence au niveau du périmètre Alrar-sud en relation avec des divers paléo-environnements interprétés par les dépôts du Dévonien et de l'Ordovicien.

Chapitre V :

Application sur des données réelles

Chapitre V : Application sur des données réelles

Objectif

Dans ce chapitre les étapes qui nous mènent à caractériser un réservoir sur des données réelles seront exposées de manière explicite. L'application a été effectuée à l'Entreprise National de Géophysique (ENAGEO).

L'objectif de cette étude est résumé par les points suivants :

- Détection du niveau réservoir au niveau des puits à partir de l'évaluation pétrophysique.
- Délimitation de l'extension du réservoir au niveau du volume sismique, en utilisant les méthodes géostatistiques.
- Déterminer la présence et la nature des fluides contenus dans le réservoir à partir des paramètres pétrophysiques obtenus par les méthodes géostatistiques.

Le niveau réservoir objectif de cette étude étant le réservoir F6 du Siluro-Dévonien.

I. Présentation et caractéristiques de l'étude

On cherche à caractériser le réservoir F6 situé dans le bassin d'Illizi, au champ de Tinhert et pour cela, l'outil dont on dispose est la méthode de régression multilinéaire explicitée dans le chapitre III, pour ce faire, une campagne sismique a été effectuée dans la région, et plusieurs puits ont été forés.

◆ *Données sismiques*

Les données sismiques utilisées dans le cadre de ce travail, représentent des données réelles acquises lors d'une campagne sismique 3D, dans la région d'Illizi, le plan de position est illustré dans la figure (V-1) ci-dessous :

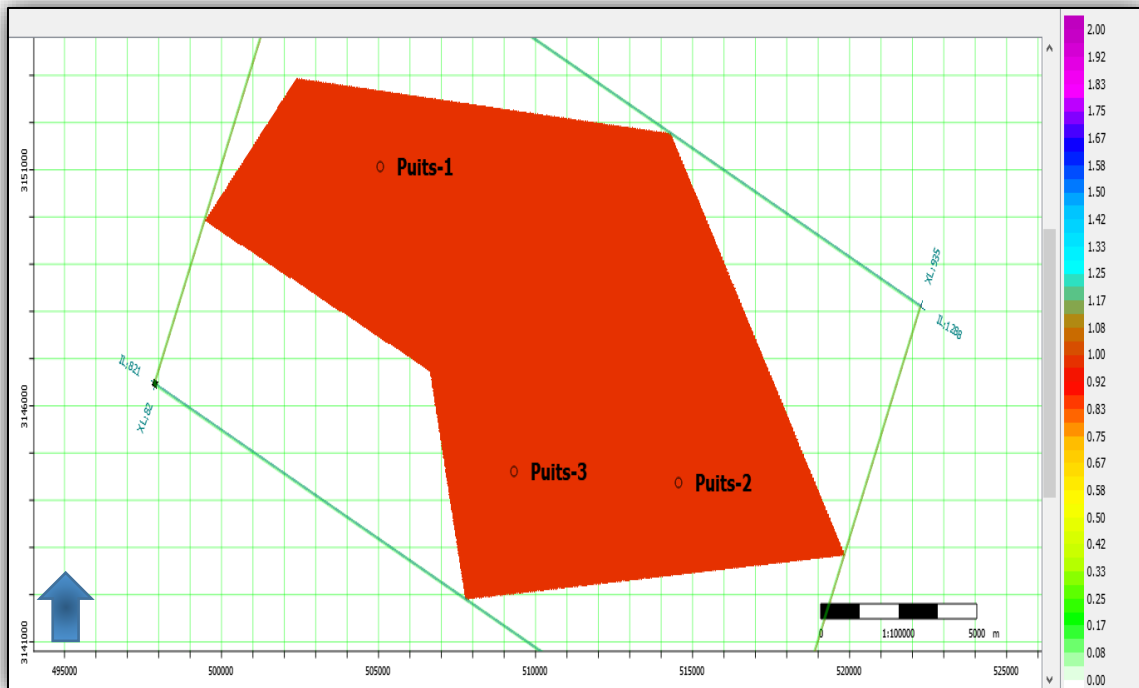


Figure V-1: Plan de position de l'étude

◆ Données de puits

Nous disposons de trois puits implantés dans la région couverte par la sismique, comme illustré par la figure (V-1) ci-dessus, les puits disponibles sont les suivants :

- Puits-1
- Puits-2
- Puits-3

Notons que les puits 1 et 2 ont produit du gaz à condensa, ce qui confirme le potentiel pétrolier de la région, et qui vont servir comme points de calibration lors de l'interprétation finale.

Le puits-3 n'ont pas fait des tests de puits.

◆ Les horizons sismiques :

L'interprétation structurale reste indispensable, car elle est d'une importance capitale lors de la construction du modèle réservoir. Les horizons disponibles sont les suivants (on les prend comme input dans notre étude):

- F6.
- Silurien Argileux.

L'horizon F6, a été établi suivant le toit du réservoir F6, qui représente l'objectif pétrolier de cette étude.

Les figures (V-2, V-3) représentent les cartes en isochrone des deux horizons mentionnés ci-dessus avec le réseau de faille (lignes noires).

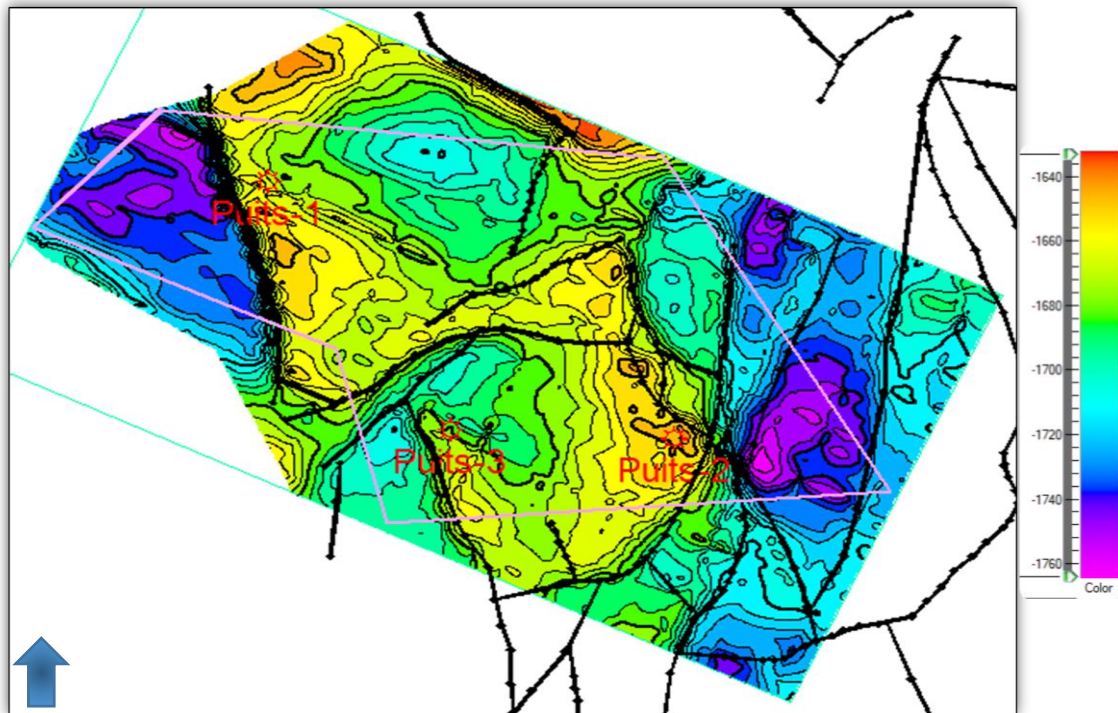


Figure V-2: Isochrone au niveau de l'horizon F6

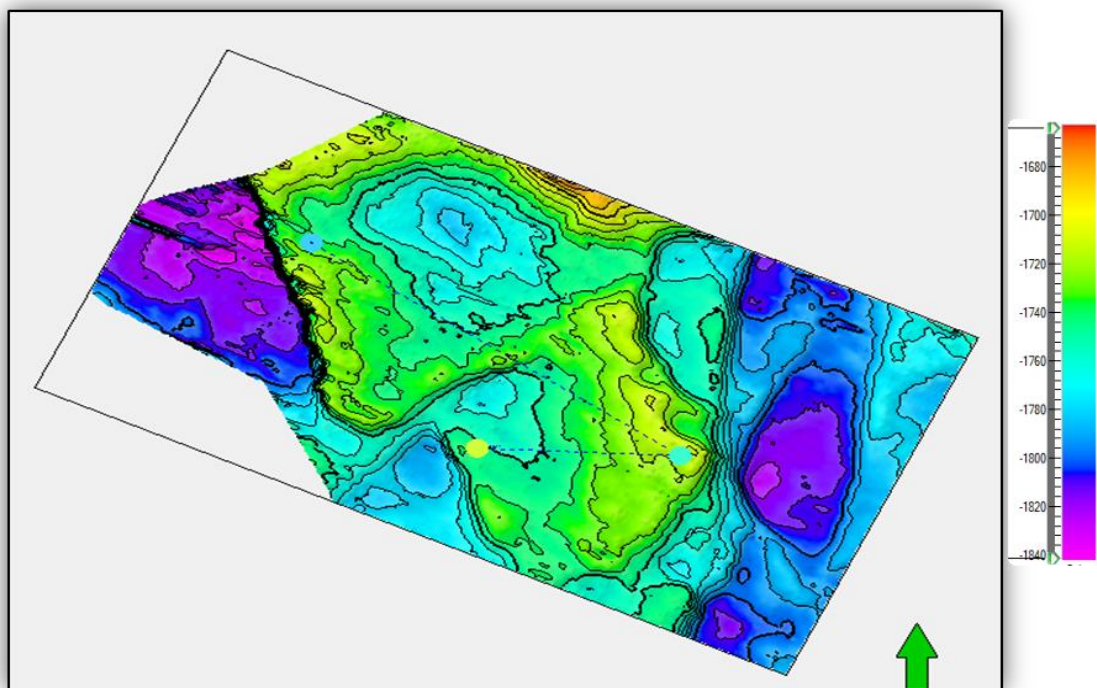


Figure V-3: Isochrone au niveau de l'horizon Silurien Argileux

◆ *Les résultats d'inversion :*

L'inversion des données sismiques est essentielle lors d'une caractérisation, par le fait qu'elle fournisse des informations stratigraphiques. Les résultats d'inversion appliqués sur les données sismiques qui sont l'impédance acoustique Z_p et Z_s (on les prend comme input dans notre étude). Ils sont montrés dans les figures (V-4, V-5), qui seront utilisés avec les attributs sismiques (explicités dans le chapitre II) dans la formulation des relations linéaires et multilinéaires.

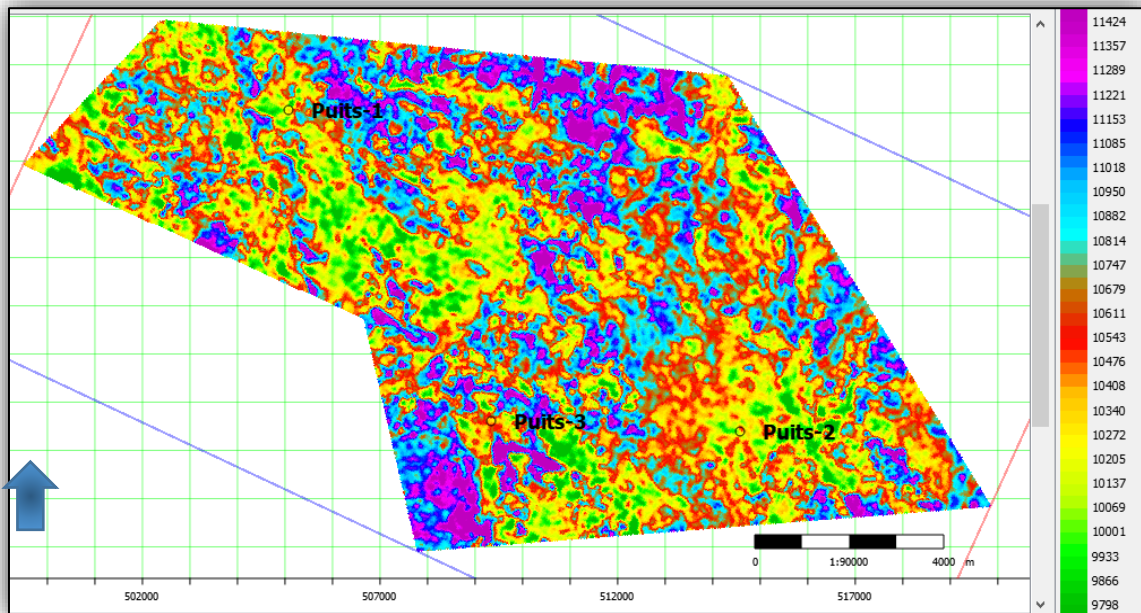


Figure V-4: Horizon slice, attribut d'impédance acoustique Z_p

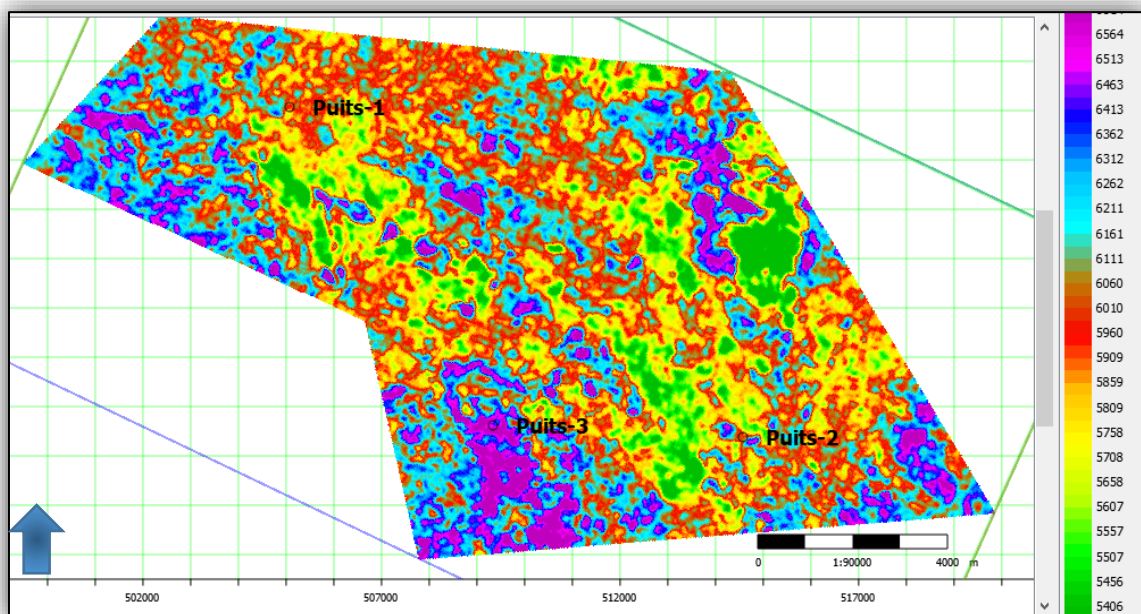


Figure V-5: Horizon slice, attribut d'impédance acoustique Z_s

II. Analyse pétrophysique :

On effectue une analyse pétrophysique aux niveaux des trois puits « 1 », « 2 » et « 3 ». Sachant que ces puits ont été forés dans le bassin d'Illizi, plateau de Tinhert.

II-1- WORK-FLOW analytique

Dans la figure (V-6) suivante, on illustre les étapes suivies lors de l'interprétation pétrophysique :

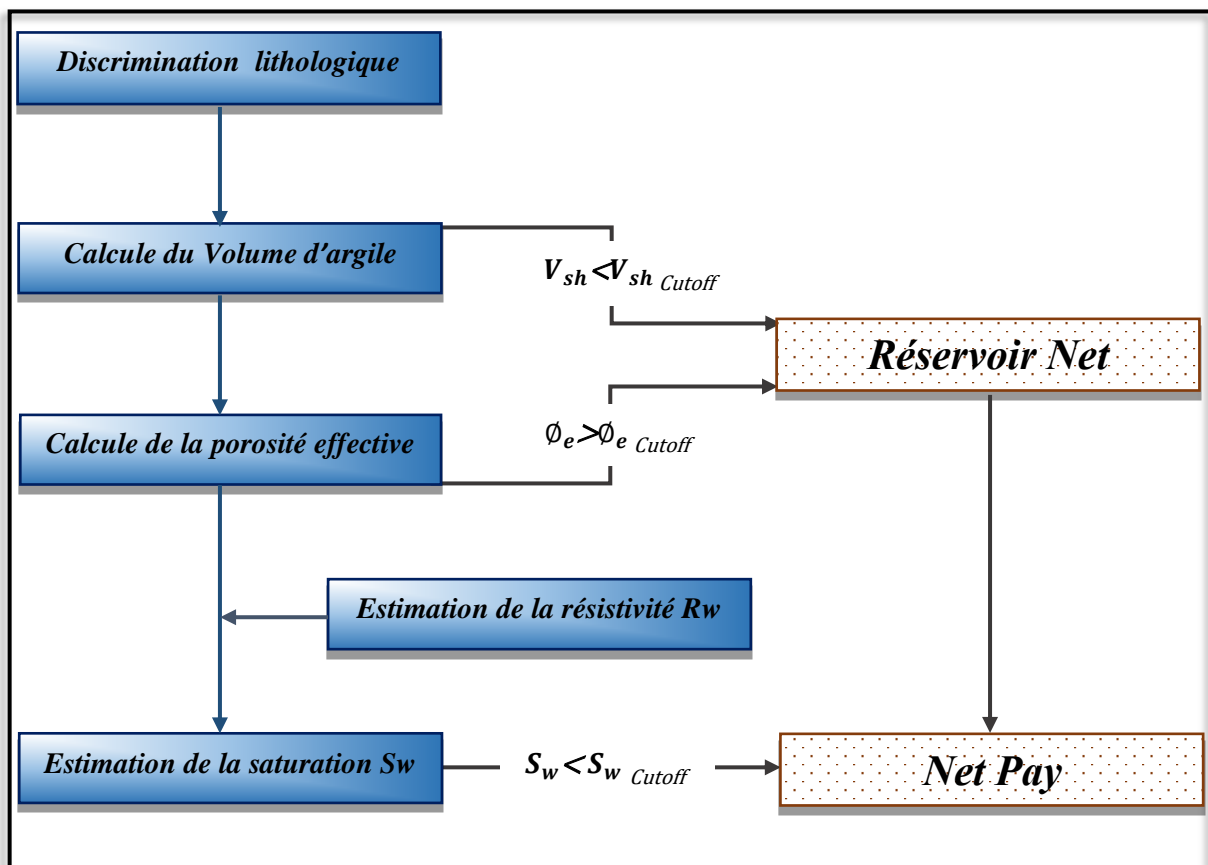


Figure V-6: Workflow de l'interprétation pétrophysique

II-2- Discrimination lithologique

Dans le cadre de notre étude, nous allons s'intéresser seulement au réservoir F6 du type argileux gréseux qui est un ensemble subdivisé, de bas en haut, en plusieurs unités variant d'un puits à un autre en termes de présence et de lithologie.

Dans les figures suivantes (V-7, V-8, V-9), on affichera les diagraphies enregistrées pour chacun des puits au niveau de réservoir F6.

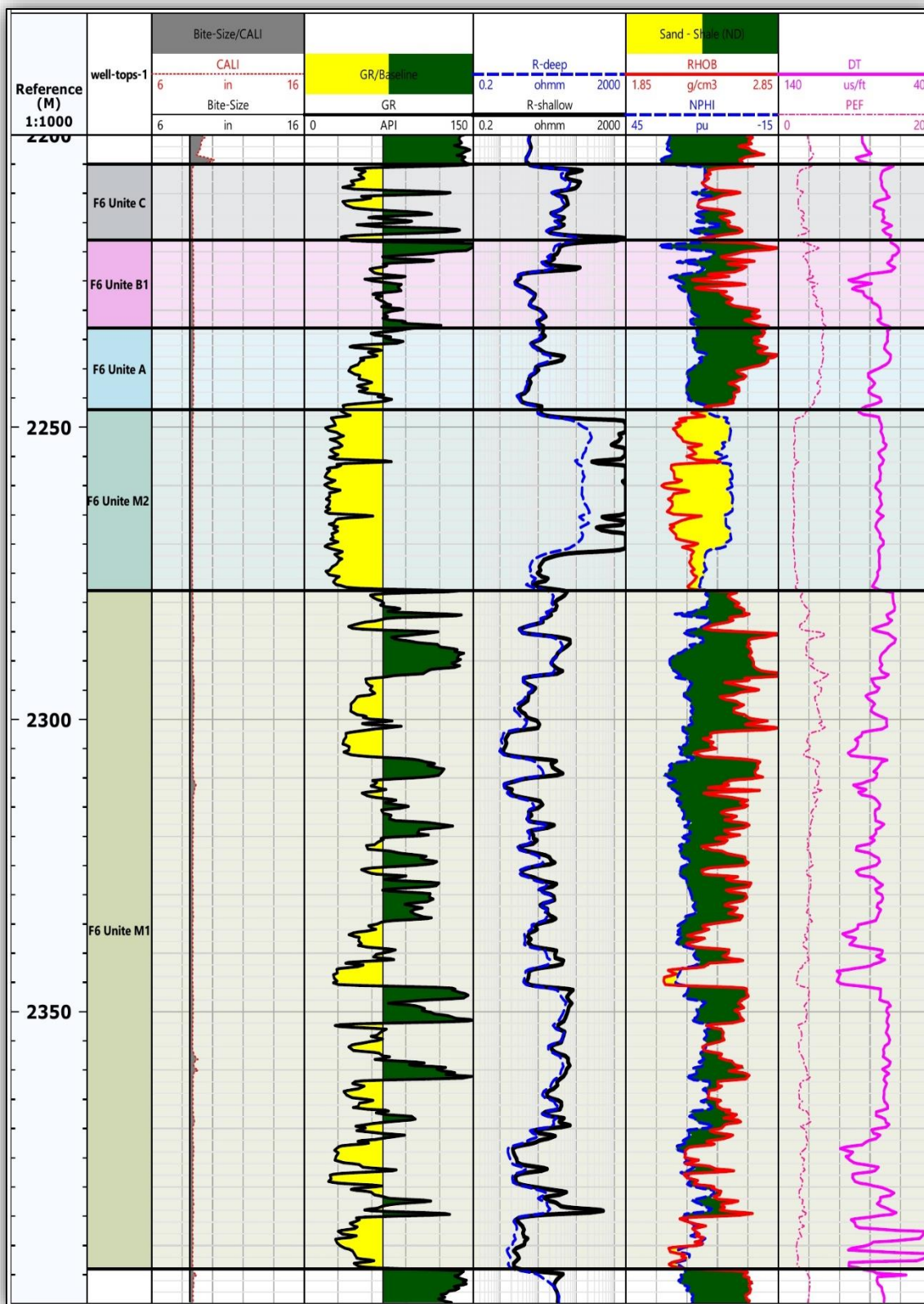


Figure V-7: Log composite au niveau du réservoir F6 du puits « 1 »

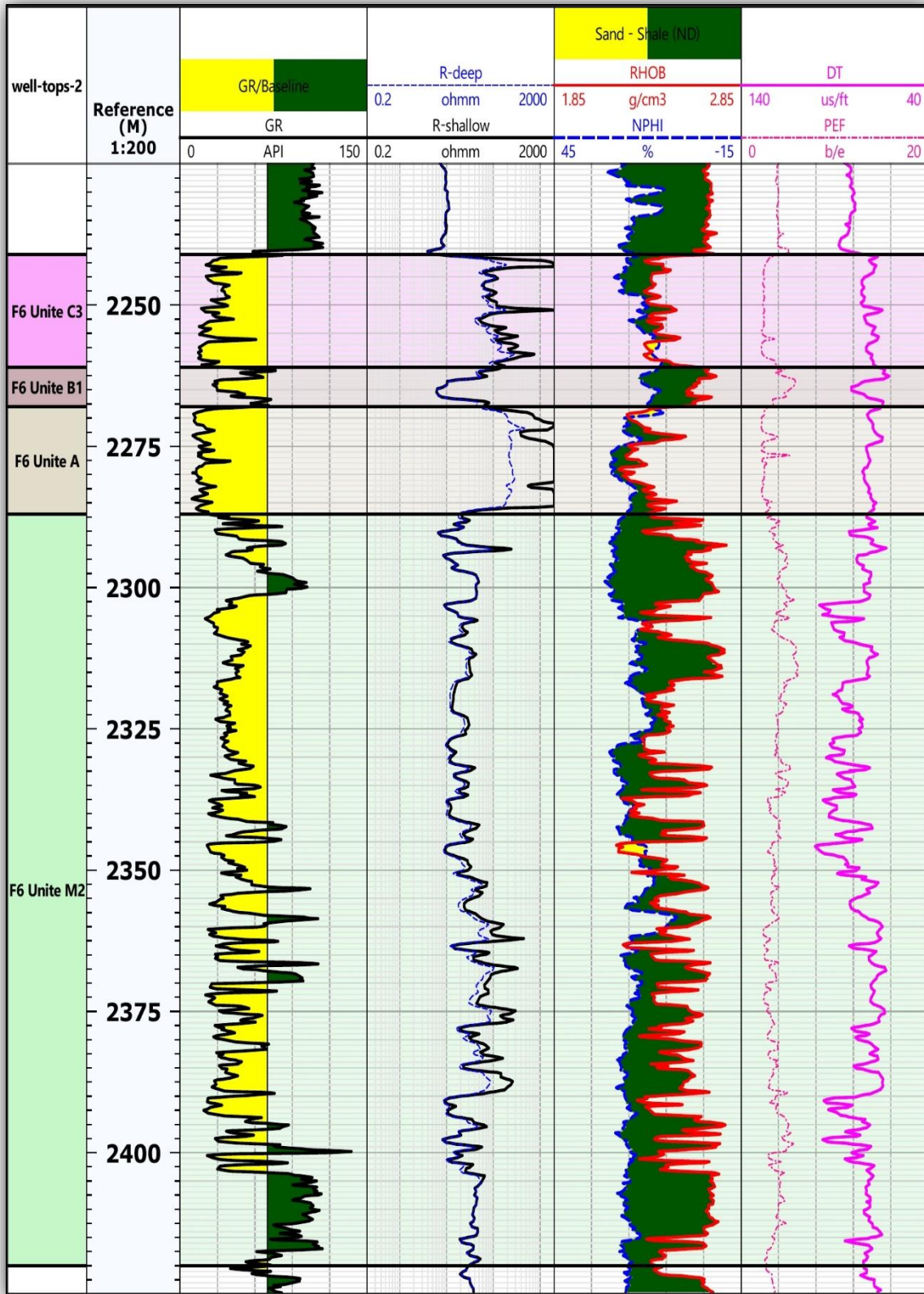


Figure V-8: Log composite au niveau du réservoir F6 du puits « 2 »

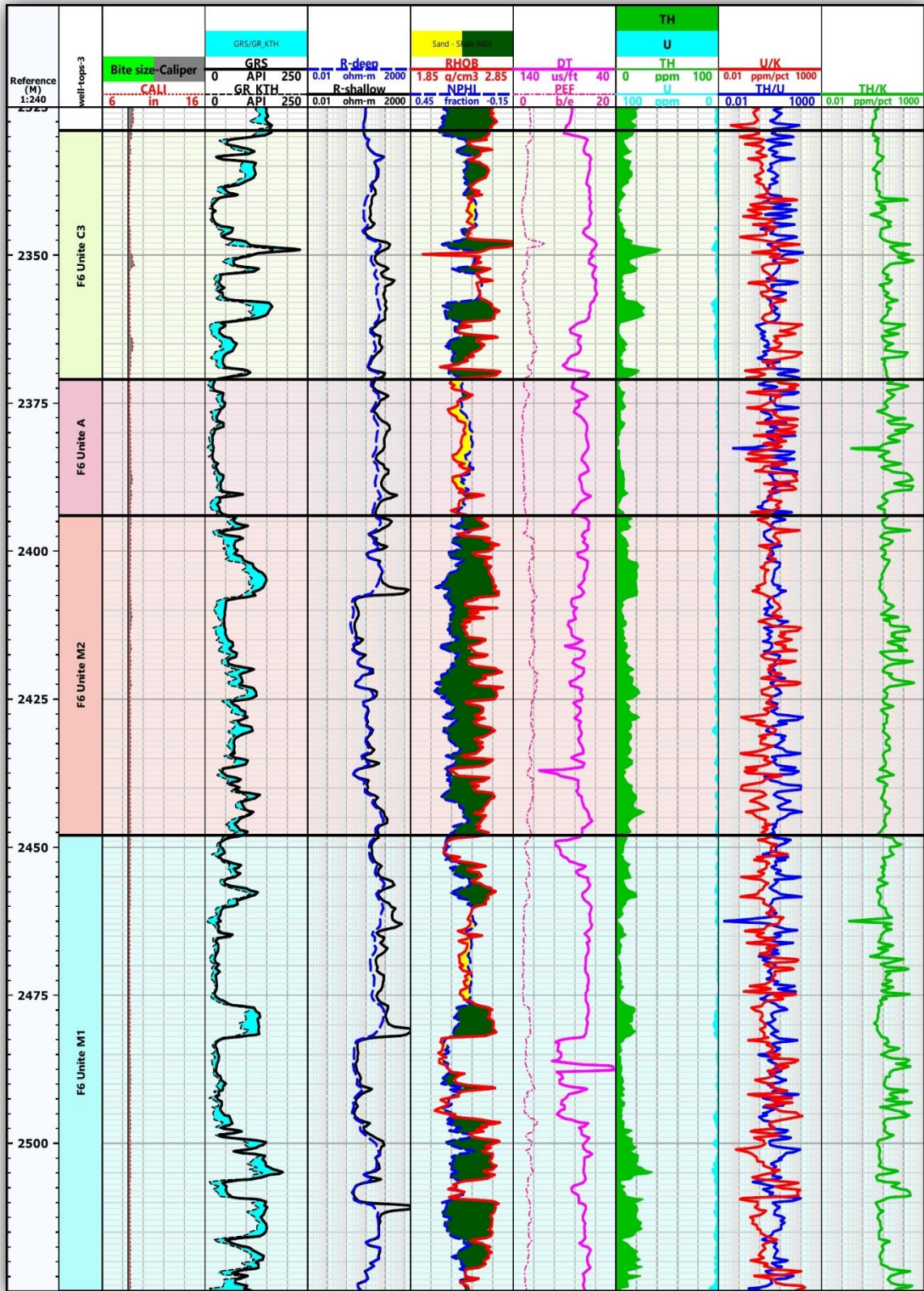


Figure V-9: Log composite au niveau du réservoir F6 du puits « 3 »

II-3- Calcule du volume d'argile V_{sh}

En raison du type de réservoir non propre (argileux gréseux), la détermination du volume d'argile est primordiale dans l'évaluation pétrophysique et pour cela, on a calculé le V_{sh} dans les deux puits « 1 » et « 2 », en utilisant l'équation du GR linéaire.

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \tag{V-1}$$

Et pour le puits « 3 », la présence du CGR nous permet de l'utiliser pour une meilleure estimation de V_{sh} en éliminant l'effet d'uranium.

$$V_{sh} = \frac{CGR_{log} - CGR_{min}}{CGR_{max} - CGR_{min}} \tag{V-2}$$

Les tableaux suivants (V-1, V-2, V-3) montrent le GR_{max} et GR_{min} pour chaque puits Avec :

Puits-1	GR_{max}	GR_{min}
F6 unité C	148	31
F6 unité B1	194	50
F6 unité A	194	30
F6 unité M2	194	15
F6 unité M1	153	20

Tableau V-1: Valeurs du gamma ray maximale et minimale au niveau du puits « 1 ».

Puits-2	GR_{max}	GR_{min}
F6 unité C3	115	12
F6 unité B1	115	25
F6 unité A	105	8
F6 unité M2	138	16

Tableau V-2: Valeurs du gamma ray maximale et minimale au niveau du puits « 2 ».

Puits-3	CGR_{max}	CGR_{min}
F6 unité C3	170	8
F6 unité A	124	5
F6 unité M2	124	14
F6 unité M1	140	5

Tableau V-3: Valeurs du gamma ray maximale et minimale au niveau du puits « 3 ».

Les résultats des trois puits seront montrés dans la figure (V-10) ci-dessous :

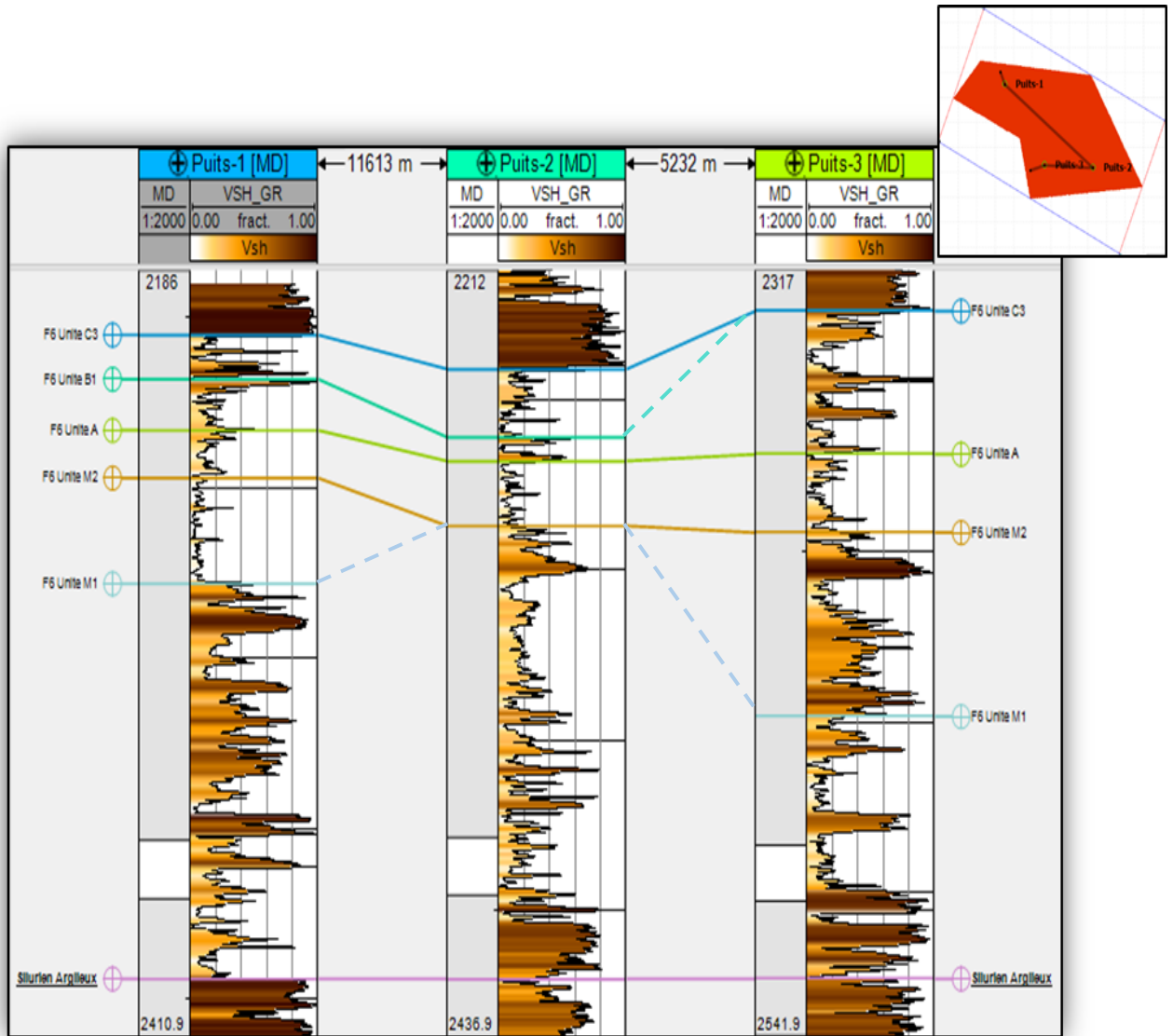


Figure V-10: Corrélation du volume d'argile au niveau du réservoir F6

Nous avons remarqué, aux niveaux des trois puits, des bancs plus ou moins propres et uniformes dans les unités supérieures du réservoir F6 tel que C3, B1 et A, ces puits s'enrichissent vers le bas d'intercalations d'argiles qui ont été clairement lisibles dans les puits « 1 » et « 3 » contrairement au puits « 2 », cela signifie que le réservoir F6 est de type multicouche (grés-argile).

II-4- Calcule de la Porosité effective

Les enregistrements que nous avons à notre disposition nous ont permis de tirer les trois porosités pour chaque unité du réservoir F6, à partir des logs neutron, sonique et densité.

Avec

➤ ϕ_N est directement lue sur le log

$$\text{➤ } \phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \quad (\text{V-3})$$

$$\text{➤ } \text{Selon la formule de Willy } \phi_S = \frac{\Delta T_{log} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}} \times \frac{1}{B_{cp}} \quad (\text{V-4})$$

Pour ce réservoir argilo-gréseux on a opté pour ces paramètres :

- ◆ Densité de la matrice $\rho_{ma} = 2.65 \text{ g/cc}$
- ◆ Densité du fluide $\rho_{fl} = 1 \text{ g/cc}$
- ◆ Temps de transit de la matrice $\Delta T_{ma} = 55 \text{ } \mu\text{s/m}$
- ◆ Temps de transit dans le fluide $\Delta T_{fl} = 189 \text{ } \mu\text{s/m}$
- ◆ Coefficient de compaction $B_{cp} = 1$

En combinant les trois porosités pour obtenir la porosité totale qui est calculé comme suit :

$$\phi_T = \frac{\phi_N + \phi_S + \phi_D}{3} \quad (\text{V-5})$$

Et pour éliminer l'effet d'argile en utilisant l'équation suivante :

$$\phi_e = \phi_T - (V_{sh} \times \phi_{sh}) \quad (\text{V-6})$$

La porosité shale a été lue en face un banc argileux et est estimée à environ 20%.

La figure (V-11) montre les porosités effectives dans les 03 puits.

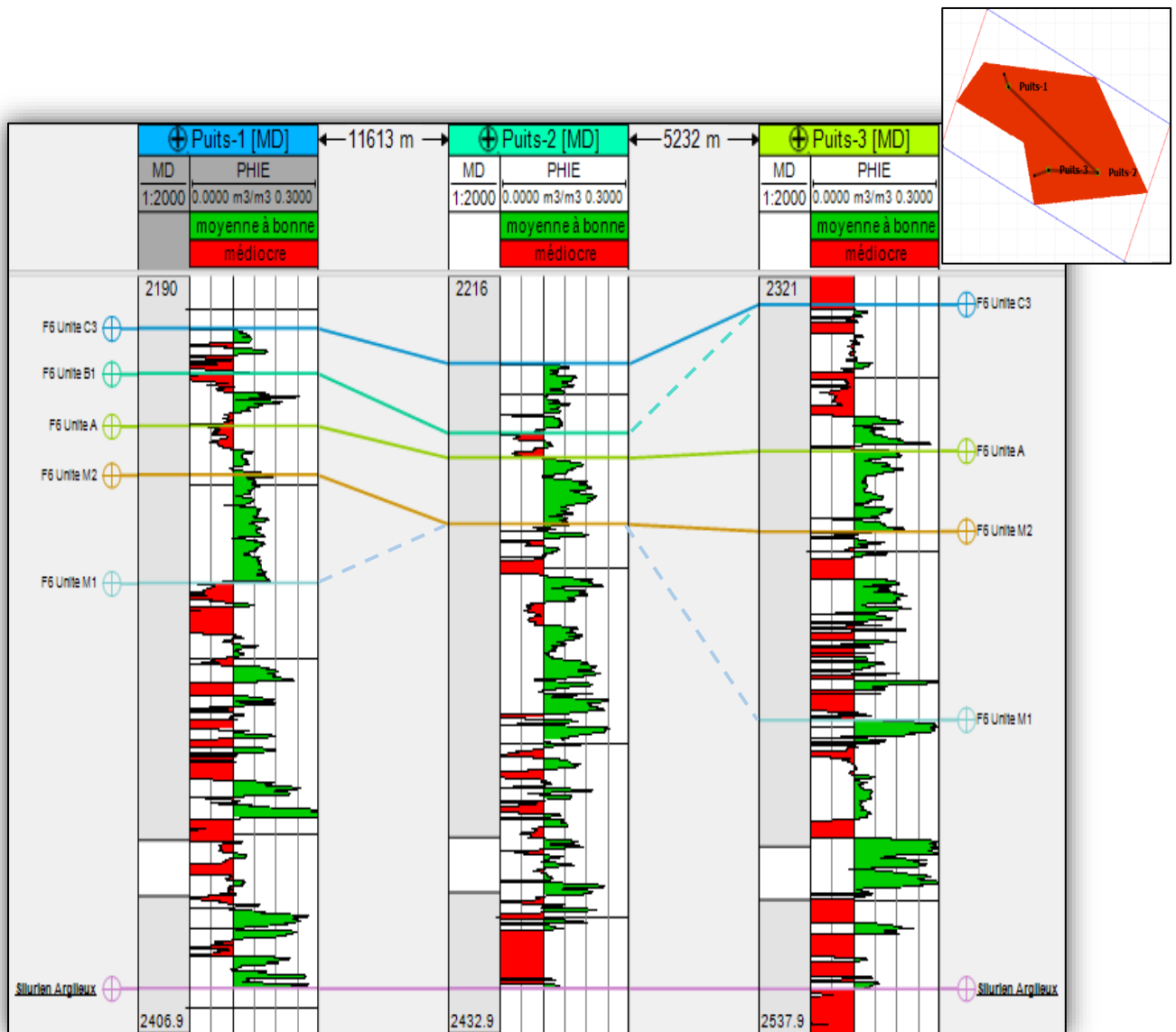


Figure V-11: Corrélation de la porosité effective au niveau du réservoir F6

Pour ce réservoir multicouche, on constate deux parties sus-adjacentes, une partie contient des bancs plus ou moins épais qui sont incluses dans la partie supérieure des trois puits, avec une porosité de l'ordre de 20%, et d'autre, se trouve dans la partie inférieure des puits dans laquelle les porosités effectives sont plus importants et peuvent atteindre jusqu'à 30% .

II-5- Estimation de la résistivité de l'eau de formation R_w

Pour connaître le potentiel du réservoir en terme de contenu en hydrocarbures, il faut mettre en évidence la saturation de l'eau de formation et ceci en connaissant la résistivité de cette dernière. Les tests de puits ont permis d'estimer cette résistivité mesurant la salinité et la température de l'eau interstitielle, ensuite par l'utilisation de l'abaque G-09 on tire la valeur de R_w ce qui est le cas dans les unités A, B1 et C3 pour le puits « 2 », qui a une $R_w = 0.32 \text{ ohm.m}$ pour une salinité de 5 g/l et une température de $123 \text{ }^\circ\text{C}$. Alors que dans les puits 01 et 03 les tests de puits ne sont pas faits, ce qui nous mène à l'estimer dans ces puits et

précisément les unités M1 et M2 par la combinaison des deux méthodes telle que la résistivité apparente et le pickett-plot (définies auparavant dans le chapitre I) comme montré dans ce qui suit :

Connaissant la lithologie du réservoir dans les puits 01 et 03, on considère que le facteur de cimentation (m) est égal à 2.15 et le coefficient dépendant de la lithologie (a) soit 0.62 :

1. En calculant la résistivité apparente au niveau du réservoir F6 par l'équation :

$$R_{wa} = \frac{R_t \cdot \phi^m}{a} \tag{V-7}$$

2. Prendre les zones où la résistivité apparente est minimale (zones aquifères) et les ploter dans le pickett-plot (points jaunes) comme illustré dans la figure (V-12).

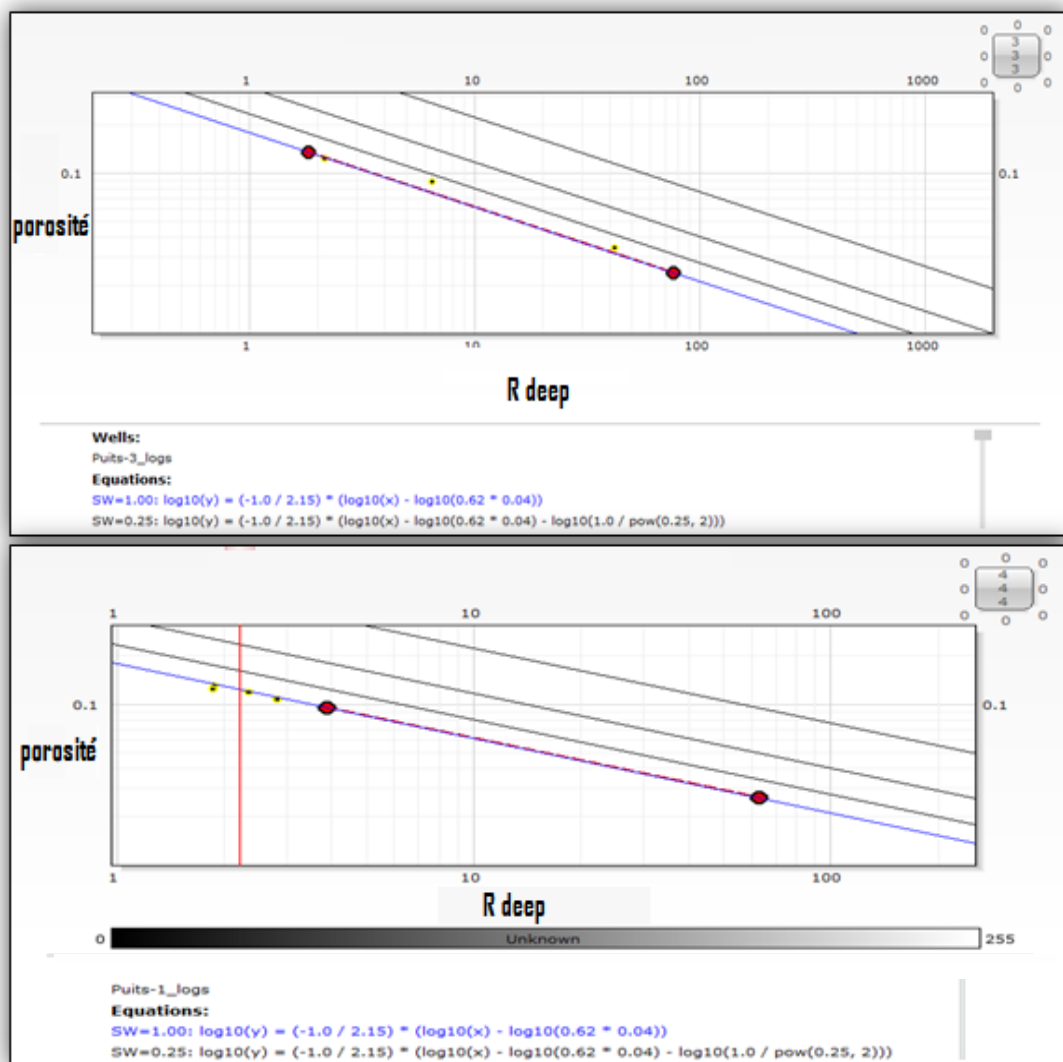


Figure V-12: Pickett-plot $\phi(R_t)$ au niveau des puits « 1 » et « 3 »

La ligne du niveau aquifère (bleu) du pickett-plot passe par les points jaunes sélectionnés, qui confirme notre choix des points et indique une résistivité de l'eau égale à **0.04 ohm.m** dans les unités M1 et M2.

On remarque une variation de la résistivité de l'eau de formation entre les unités A, B, C et celle de M1 et M2 qui est due aux problèmes de salinité dans le bassin d'Illizi.

Dans ce qui suit on prend $R_w=0.04 \text{ ohm.m}$ dans les unités M1 et M2, et $R_w=0.32 \text{ ohm.m}$ pour les unités A, B1, C3

II-6- Estimation de la saturation de l'eau S_w

La saturation en eau constitue le principal paramètre de l'évaluation pétrophysique d'un réservoir du fait qu'elle renseigne sur le potentiel pétrolier de ce réservoir.

Pour l'estimer, on utilise la formule de Simondoux puisque la loi d'Archie n'est valable que dans le cas d'un réservoir propre caractérisé par des fluides qui remplissent seulement les pores et ce n'est pas le cas dans notre réservoir argileux gréseux.

Alors la formule choisie pour le calcul de saturation est comme suit:

$$\frac{S_w^n}{F.R_w} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}} = \frac{1}{R_t} \quad (\text{V-8})$$

La figure (V-13) ci-dessous montre les résultats de la saturation aux niveaux des trois puits :

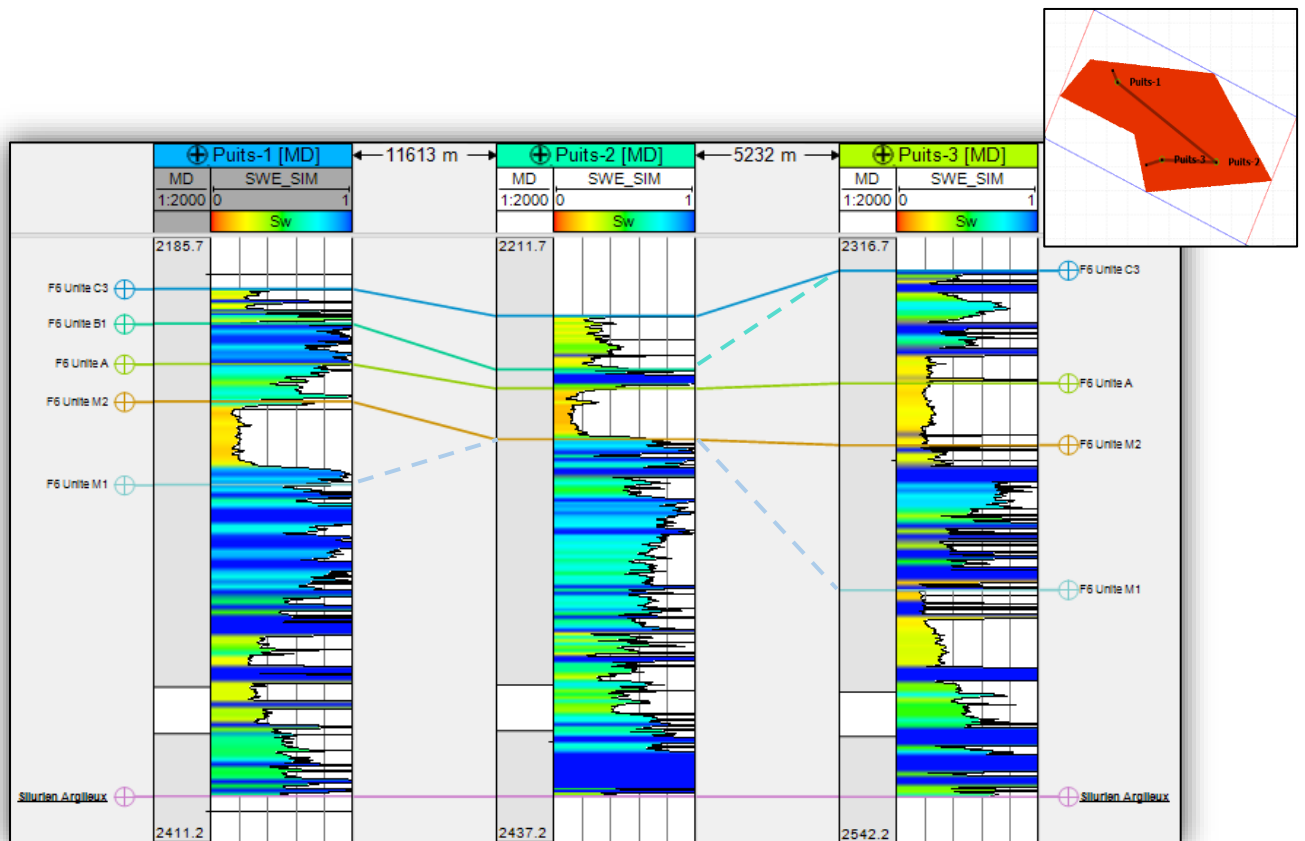


Figure V-13: Corrélation inter-puits du saturation de l'eau au niveau du réservoir F6

On observe au sein des trois puits, des niveaux probablement à hydrocarbures (définis par leurs couleurs jaune rougeâtre). Ces niveaux sont plus importants en terme de contenu en hydrocarbures dans les unités supérieures contrairement aux unités inférieures, avec une saturation en eau varie entre 12 et 40%

II-7- Net-Pay:

C'est la condition qui consiste à délimiter la zone probablement à hydrocarbures. Dans notre cas on prend le Net-Pay coïncidant avec les formations qui vérifient simultanément les conditions suivantes :

- $V_{sh} < V_{sh\ cutoff}$ avec $V_{sh\ cutoff} = 0.45$
- $\phi_e > \phi_{e\ cutoff}$ avec $\phi_{e\ cutoff} = 0.10$
- $S_w < S_{w\ cutoff}$ avec $S_{w\ cutoff} = 0.50$

Les figures (V-14, V-15, V-16) suivantes montrent les résultats finals de l'évaluation pétrophysique pour les trois puits « 1 », « 2 » et « 3 » successivement :

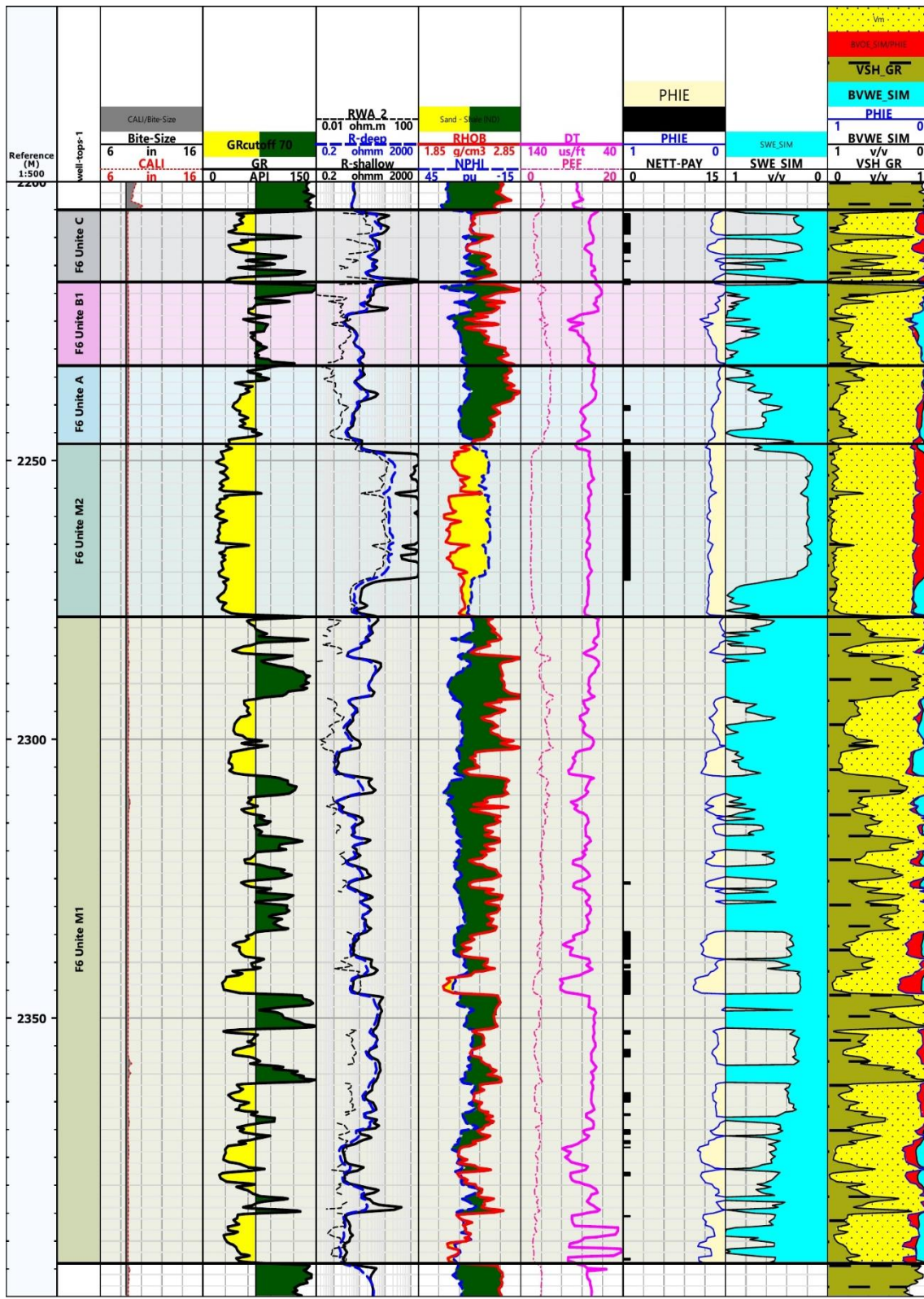


Figure V-14: Résultat final et interprétation au niveau du réservoir F6 - puits « 1 »

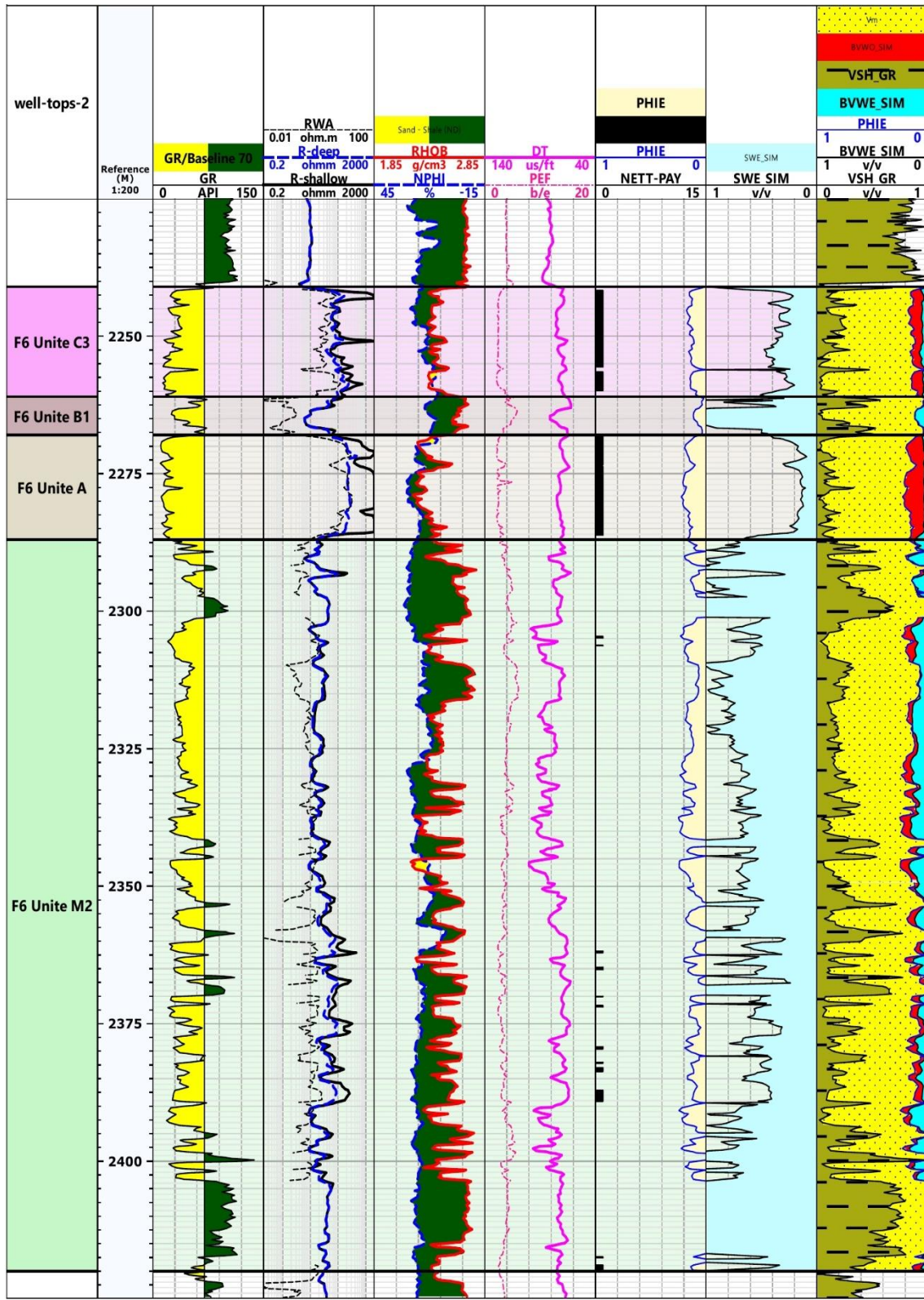


Figure V-15: Résultat final et interprétation au niveau du réservoir F6 - puits « 2 »

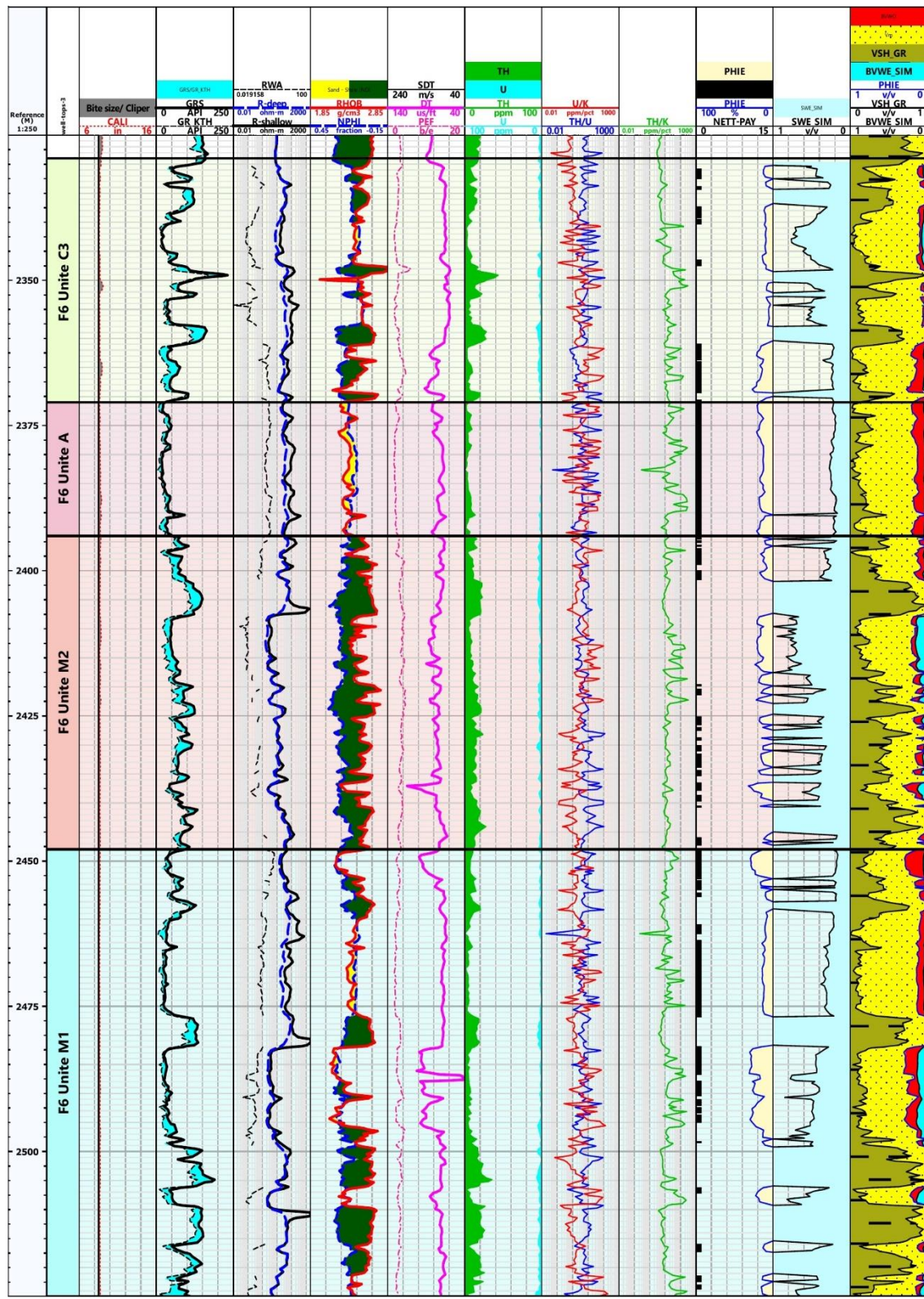


Figure V-16: Résultat final et interprétation au niveau du réservoir F6 - puits « 3 »

II-8- Résultats d'interprétation :

Dans les trois dernières tracks, pour chaque puits, on a affiché les résultats obtenus lors d'une évaluation pétrophysique de gauche à droite respectivement: le Net-Pay (en noir), la porosité effective, la saturation en eau et l'élan qui représente la composition interne de la roche réservoir.

L'interprétation au niveau du réservoir F6 montre que :

La zone étudiée (réservoir F6) est constitué de formations argileux-gréseuses et par conséquent, le réservoir est de type conventionnel subdivisé en sous unités.

❖ Puits-1 :(voir figure V-14)

Dans ce puits, on distingue deux parties :

- Les unités supérieures C3, B1, A et M2 présentent des porosités moyennes de 17% et un Net Pay (niveaux probablement à hydrocarbure) d'une épaisseur utile importante compris dans les unités C et M2, d'une saturation en eau inférieur à 30%. Avec la présence d'une poche à gaz dans l'unité M2 définit par le crossover neutron-densité.
- L'unité M1 riche en intercalation d'argile avec des porosités plus importants qui atteints 30%, mais cette unité ne présente pas un potentiel important en terme de contenu en fluide (des épaisseurs utiles de Net Pay inférieures à 2m).

❖ Puits-2 : (voir figure V-15)

Les unités A et C3 représente l'intérêt pétrolier dans ce puits avec une porosité varie entre 15 à 20% et des saturations en eau inférieure à 20%, dont le Net Pay est plus important dans l'unité si on le compare à l'unité la plus basse (M2).

❖ Puits-3 : (voir figure V-16)

Toutes les unités contiennent des grés saturés probablement en hydrocarbures qui varient dans leurs épaisseurs utiles et ses caractéristiques internes.

Le niveau réservoir le plus important se trouve à l'unité A d'une porosité de 20% et d'une saturation en eau de 22%

C'est ce que confirme le potentiel pétrolier de notre région Tinhert aux niveaux des puits, et pour caractériser notre réservoir spatialement, on introduit les méthodes de la régression multilinéaire.

III. Application des méthodes géostatistiques

L'objectif de cette analyse est de prévoir les paramètres pétrophysiques (V_{sh} , Porosité effective et Saturation en eau) lors d'une caractérisation des réservoirs à hydrocarbures pour l'ensemble du volume 3D et ce, en estimant une relation multilinéaire au sens des moindres carrés (géostatistiquement) aux niveaux des puits entre le paramètre ciblé (V_{sh} , Porosité effective ou saturation en eau), les différents attributs sismiques et cubes d'élasticité résultants de l'inversion. Cette loi sera ensuite appliquée pour estimer le paramètre ciblé au niveau du volume 3D.

Dans la figure (V-17) les inputs et les outputs de la caractérisation sont mentionnés.

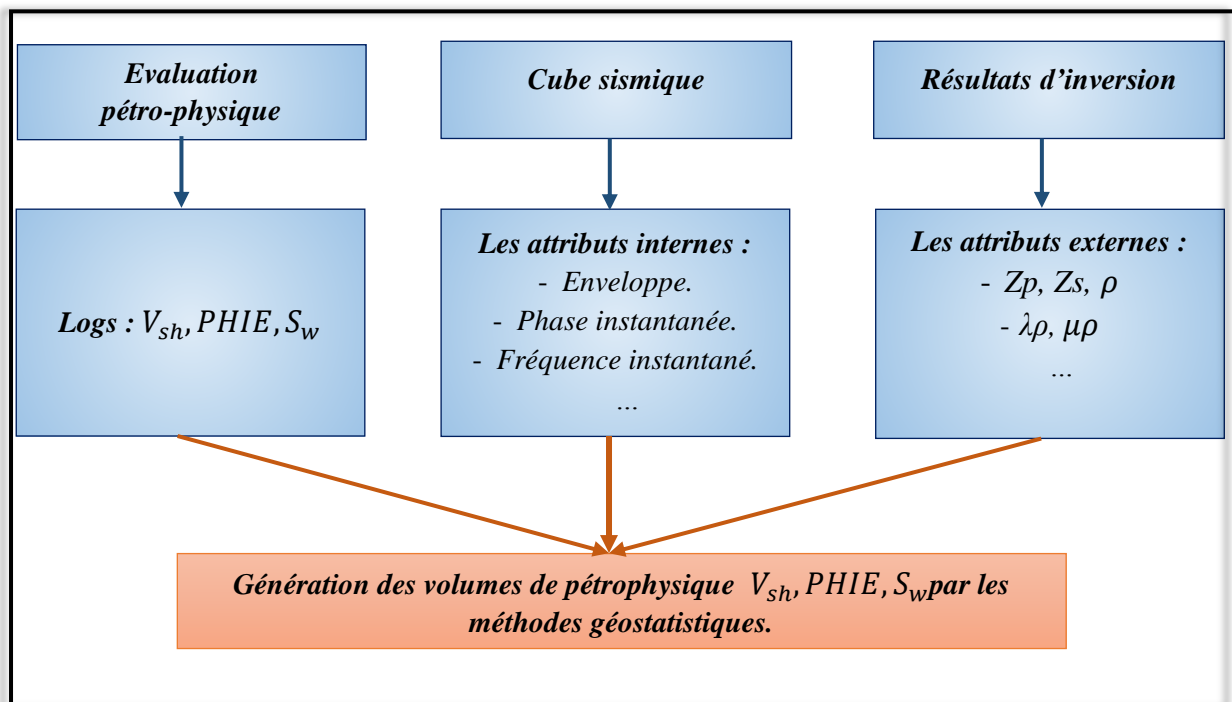


Figure V-17: Schéma représente les inputs et les outputs de la régression multilinéaire

Afin d'avoir les résultats voulus, on utilise le module Emerge qui est présenté comme suit:

Emerge est un module de prédiction dans le logiciel Hampson-Russell, capable de prédire les cubes des différentes propriétés de la roche tels que la porosité, la vitesse, la densité, la saturation en eau, ... etc, à l'aide des diagraphies et d'attributs issus des données sismiques et les résultats d'inversions.

Cette technique de prédiction a besoin des données correctement conditionnées, calées et filtré à l'échelle de la sismique qui peuvent facilement être obtenues à l'aide des outils disponibles dans le logiciel Hampson-Russell. Une fois les données sont importées, l'outil Emerge fonctionne en deux phases :

- ◆ Dans la première phase, **entraînement**, Emerge analyse le Log cible et les données sismiques aux emplacements des puits pour établir une relation statistique multilinéaire entre eux.

- ◆ Dans la seconde étape qui est l'**application**, Emerge applique la relation dérivée à l'ensemble du volume pour créer des valeurs de Log modelé dans ce volume.

Avant d'appliquer les différentes méthodes de prédiction on doit introduire les données d'entraînement des trois puits « 1 », « 2 », et « 3 » dans notre module (Emerge), qui sont :

- Le log cible (Target log), quel que soit la propriété étudié (volume d'argile, porosité effective, saturation en eau) calé dans le cube sismique et filtré par une bande fréquentielle d'une longueur de **10 Hz** limitée entre **70 à 80 Hz** pour résoudre le problème fréquentielle entre les diagraphies et la sismique.
- Les données sismiques (attributs sismiques).
- Les attributs externes (résultats d'inversion).

Ils sont étudiés dans une fenêtre limitée au toit et au mur du réservoir F6 comme illustrer dans les figures suivantes (V-18, V-19, V-20).

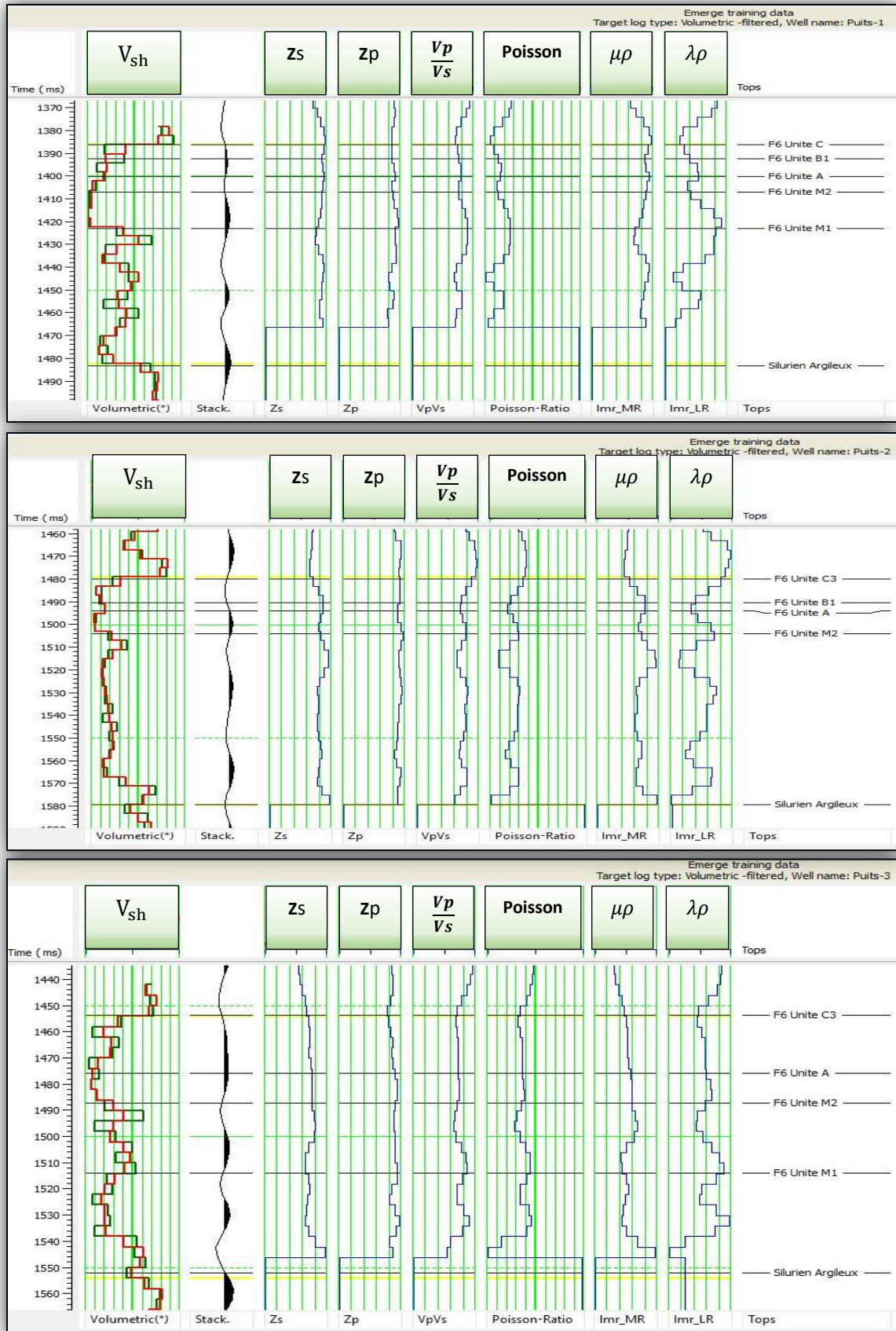


Figure V-18: Données d'entrainement (V_{sh}) des trois puits « 1 », « 2 », et « 3 »

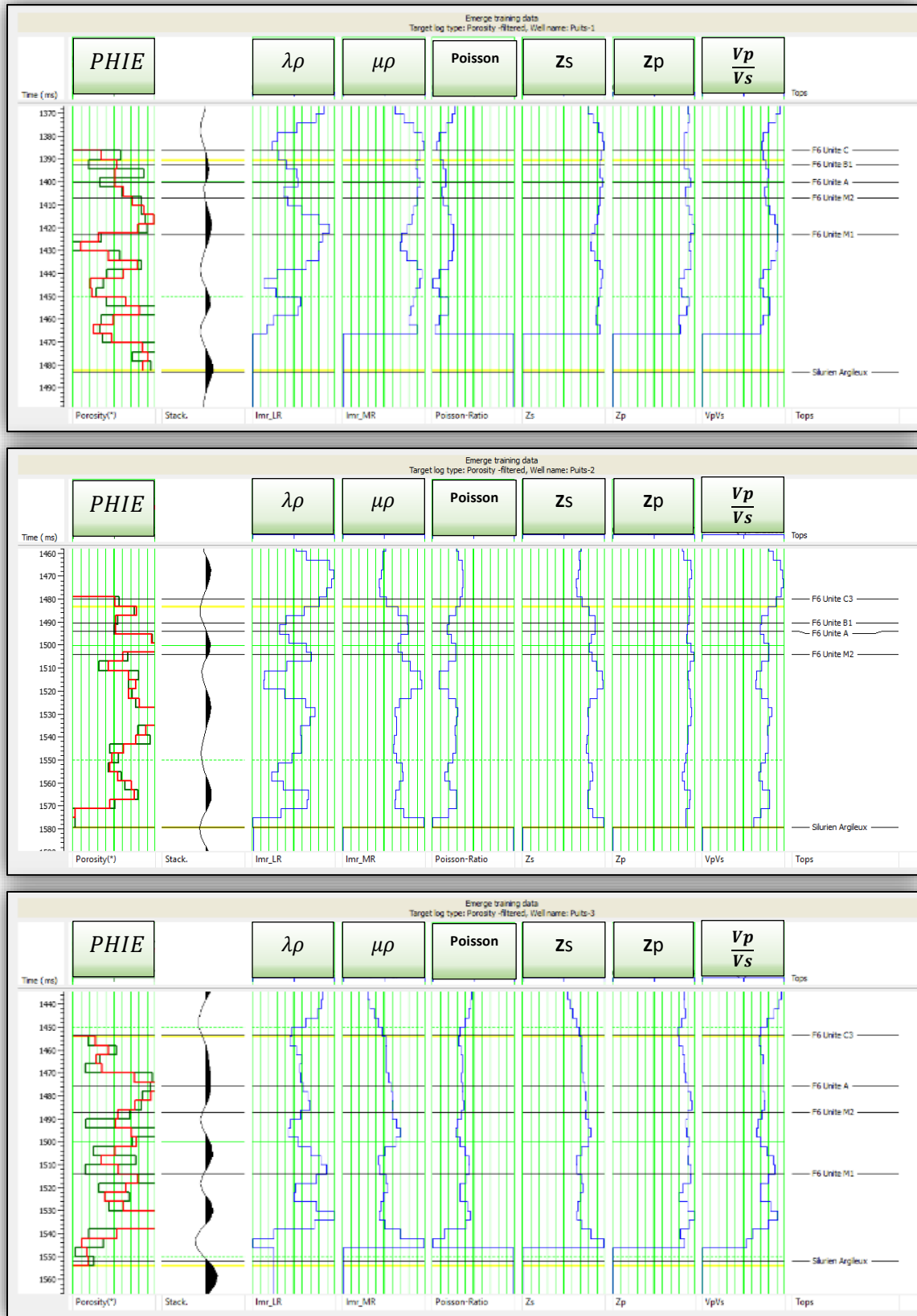


Figure V-19: Données d'entrainement (PHIE) des trois puits « 1 », « 2 », et « 3 »

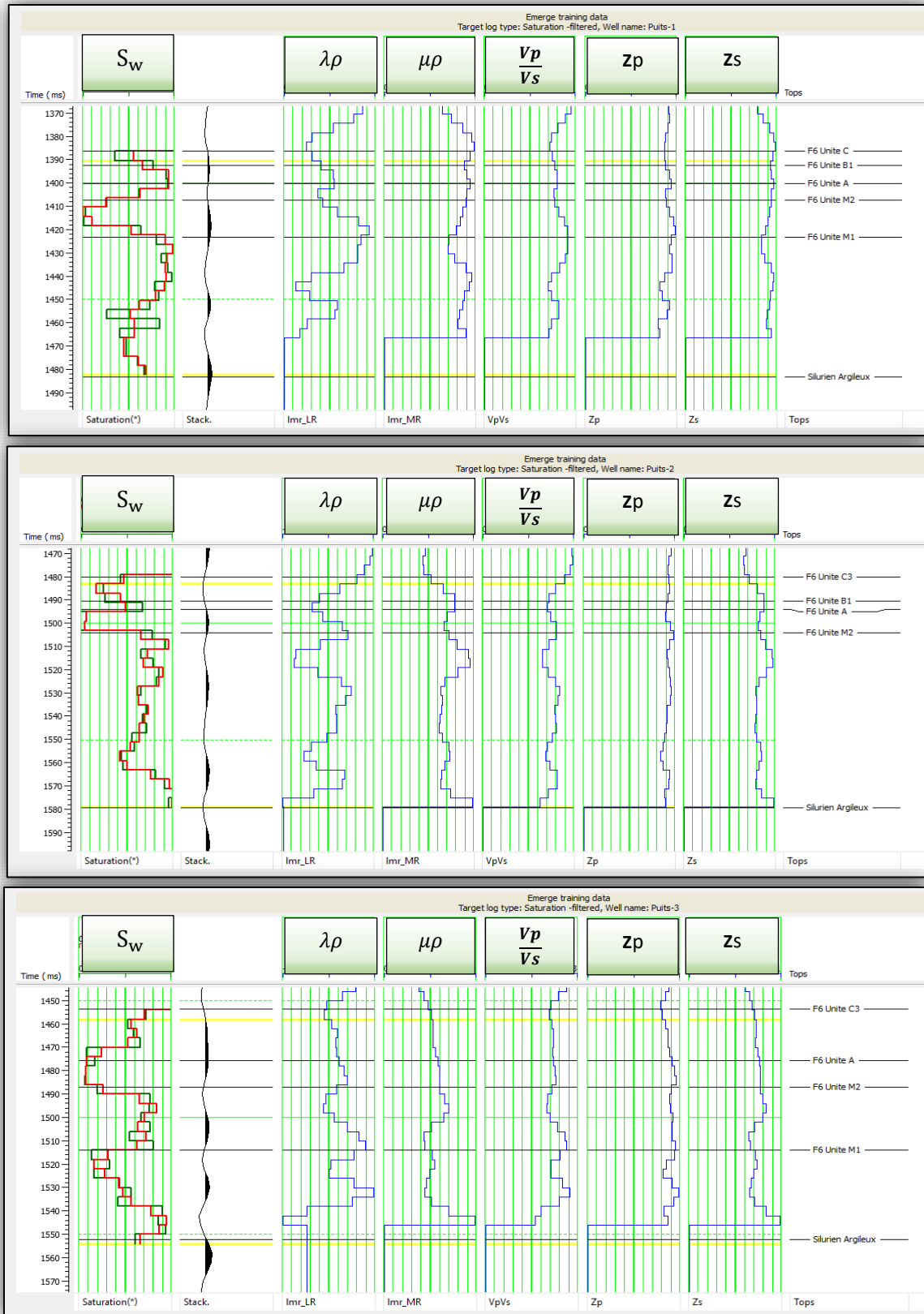


Figure V-20: Données d'entraînement (S_w) des trois puits « 1 », « 2 », et « 3 »

III-1. Volumes d'argile :

➤ Single attribute (cross-plot) :

Dans cette méthode on effectue une calibration au niveau des trois puits pour dériver la relation désirée entre la propriété cible (V_{sh}) et les attributs sismiques aux niveaux des puits, c'est-à-dire on cherche l'attribut optimal pour prédire le Log envisagé.

Le tableau ci-dessous (V-4) classe par ordre croissant, les erreurs moyennes quadratiques calculées pour tous les attributs et les transformations non linéaires avec le Log cible. Dans la première ligne, on note que l'erreur RMS minimale de **0.150248** résulte de l'utilisation de la « **phase instantanée ($\lambda\rho$)** ».

Log cible	Attribut	Erreur RMS	Corrélation
V_{sh}	Phase instantanée ($\lambda\rho$)	0.150248	0.450396
$\sqrt{V_{sh}}$	Phase instantanée ($\lambda\rho$)	0.151549	0.472490
V_{sh}	Cosinus de la Phase instantanée ($\lambda\rho$)	0.152221	-0.426356
V_{sh}	Amplitude Weighted Phase ($\lambda\rho$)	0.153512	0.409696
$\sqrt{V_{sh}}$	Cosinus de la Phase instantanée ($\lambda\rho$)	0.153875	-0.432666
V_{sh}^2	Phase instantanée ($\lambda\rho$)	0.154331	0.388203
V_{sh}	Trace Quadrature (V_p/V_s)	0.154928	0.390421
V_{sh}	Amplitude Enveloppe (V_p/V_s)	0.155368	0.384196
V_{sh}	Amplitude Enveloppe	0.155526	0.381925
$\sqrt{V_{sh}}$	Trace Quadrature (V_p/V_s)	0.155979	0.410504
V_{sh}	Filtre 15/20-25/30 ($\lambda\rho$)	0.156108	-0.373451
V_{sh}^2	Cosinus de la Phase instantanée ($\lambda\rho$)	0.156122	-0.381047
$\sqrt{V_{sh}}$	Amplitude Weighted Phase ($\lambda\rho$)	0.156211	0.433501
V_{sh}	Amplitude Weighted Phase (V_p/V_s)	0.156352	0.369832

Tableau V-4: Classification des attributs résultant de la régression linéaire en fonction de leurs coefficients de corrélation et leurs RMSE (V_{sh})

En utilisant un cross-plot entre la propriété pétrophysique et l'attribut « **phase instantanée ($\lambda\rho$)** » ayant une erreur moyenne quadratique (RMS) minimale, qui utilise simultanément tous les points de la fenêtre d'analyse de chaque puits, une ligne de régression a été ajustée entre ces points. (Figure V.21)

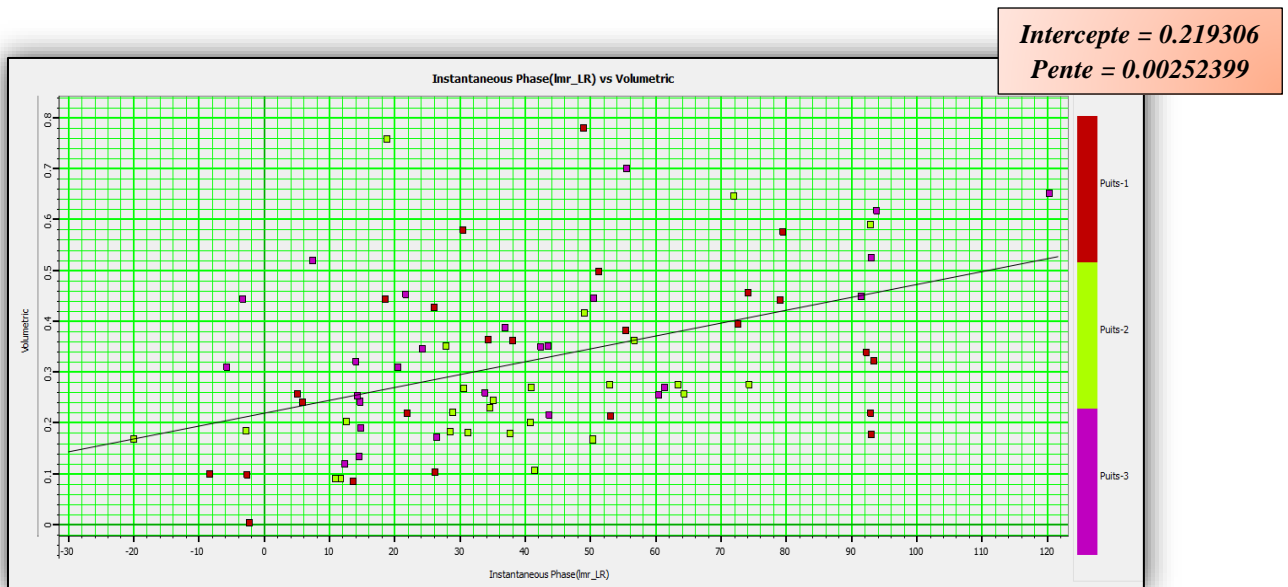


Figure V-21: Cross-plot de V_{sh} en fonction phase instantanée ($\lambda\rho$) au niveau des puits

De la droite de régression dans le cross-plot, on tire les valeurs de l'intercepte et celle de la pente afin de définir la relation linéaire suivante:

$$V_{sh} = 0.00252399 \times \text{phase instantanée } (\lambda\rho) + 0.219306 \quad (\text{V-9})$$

On a remarqué qu'il y a une mauvaise corrélation entre les logs originaux et ceux prédits avec une grande erreur de 15%.

La prédiction des paramètres pétrophysiques de manière fiable et précise nécessite généralement la combinaison plus attributs pris simultanément.

➤ **Multi-Attribut :**

Cette méthode se base sur la combinaison des données d'entraînements comme mentionné auparavant pour créer une liste d'attributs qui converge vers l'erreurs de prédiction la plus optimale en utilisant le processus de stepwise régression.

On définit un nombre maximal d'attributs à utiliser qui est de **20**, et l'algorithme stepwise régression commence à les triés par ordre décroissant.

Le tableau (V-5) nous montre l'organisation des groupes d'attributs qui peuvent être combinés pour prédire au mieux le Log cible.

Log cible	Attribut Final	Erreur d'entraînement	Erreur de Validation
V _{sh}	Phase instantanée ($\lambda\rho$)	0.150248	0.155168
V _{sh}	Filtre 5/10-15/20	0.140215	0.161420
V _{sh}	Filtre 25/30-35/40(Z_p)	0.134644	0.156667
V _{sh}	Filtre 15/20-25/30($\lambda\rho$)	0.128847	0.176825
V _{sh}	Amplitude absolue intégré	0.123499	0.164374
V _{sh}	Filtre 55/60-65/70	0.118154	0.163610
V _{sh}	Filtre 5/10-15/20(Z_s)	0.115007	0.167312
V _{sh}	Amplitude Enveloppe(Z_s)	0.110970	0.152486
V _{sh}	Fréquence instantané ($\mu\rho$)	0.104331	0.130883
V _{sh}	1 / ($\mu\rho$)	0.099055	0.130255
V _{sh}	Amplitude Weighted Phase($\lambda\rho$)	0.094828	0.124155
V _{sh}	Cosinus de la Phase instantanée ($\lambda\rho$)	0.092573	0.126364
V _{sh}	Dérivée (Z_p)	0.089137	0.125081
V _{sh}	Amplitude Weighted Phase	0.086871	0.120555
V _{sh}	Filtre 15/20-25/30(V^p/V_s)	0.084265	0.114055
V _{sh}	Filtre 15/20-25/30(Z_s)	0.079793	0.110125
V _{sh}	dérivée seconde d'Amplitude instantané ($\mu\rho$)	0.077185	0.107833
V _{sh}	Filtre 15/20-25/30($\mu\rho$)	0.073919	0.106285
V _{sh}	Filtre 45/50-55/60	0.072160	0.113352
V _{sh}	Polarité Apparente	0.069754	0.146169

Tableau V-5: Organisation des attributs faite par l'algorithm stepwise régression (V_{sh})

La décroissance de l'erreur d'entraînement montre que l'erreur de prédiction diminue avec l'augmentation du nombre d'attributs, comme prévu, mais pour savoir quel est le nombre maximal d'attributs à choisir dans le but de définir notre relation multilinéaire, on estime l'erreur de validation en fonction du nombre d'attributs comme indiqué dans la figure (V-22).

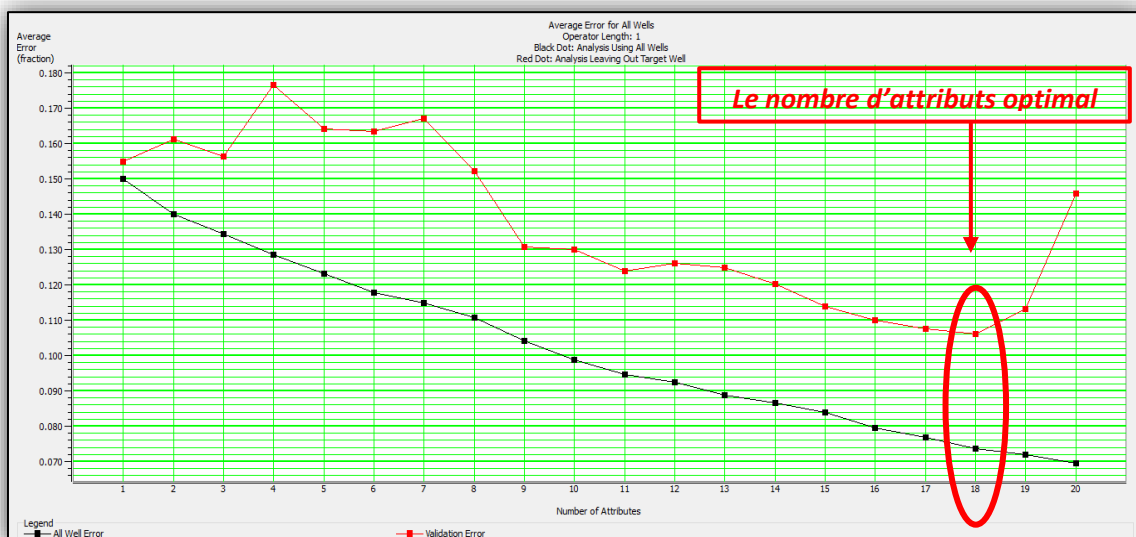


Figure V-22: Evaluation de l'erreur d'entraînement et l'erreur de validation (V_{sh})

On remarque qu'à partir du 18^{ème} attribut, la loi de prédiction devient locale, donc on choisit 18 attributs.

Dans le tableau (V-6) ci-dessous on cite tous les attributs utilisés et leurs coefficients qui vont formuler la relation multilinéaire :

Nom d'attribut	Attribut Transformation	Coefficient
Phase instantanée ($\lambda\rho$)	Non	0.002507
Filtre 5/10-15/20	Non	-7.270670e-07
Filtre 25/30-35/40(Z_p)	Non	0.000042
Filtre 15/20-25/30($\lambda\rho$)	Non	-0.030804
Amplitude absolue intégré	Non	3.673527e-07
Filtre 55/60-65/70	Non	2.698260e-07
Filtre 5/10-15/20(Z_s)	Non	-0.000188
Amplitude Enveloppe(Z_s)	Non	0.000073
Fréquence instantané ($\mu\rho$)	Non	-0.013371
$1 / (\mu\rho)$	1/X	10.733833
Amplitude Weighted Phase($\lambda\rho$)	Non	-0.000092
Cosinus de la Phase instantanée ($\lambda\rho$)	Non	-0.370242
Dérivée (Z_p)	Non	-0.000054
Amplitude Weighted Phase	Non	1.888870e-10
Filtre 15/20-25/30(V_p/V_s)	Non	2.389867
Filtre 15/20-25/30(Z_s)	Non	-0.000897
dérivée seconde d'Amplitude instantané ($\mu\rho$)	Non	0.094904
Filtre 15/20-25/30($\mu\rho$)	Non	0.069091
Constant		-0.459004

Tableau V-6: Attributs et coefficients utilisés dans l'équation (V_{sh})

Pour vérifie la fiabilité de notre relation on fait une application au niveau des puits. La figure (V-23) illustre cette dernière.

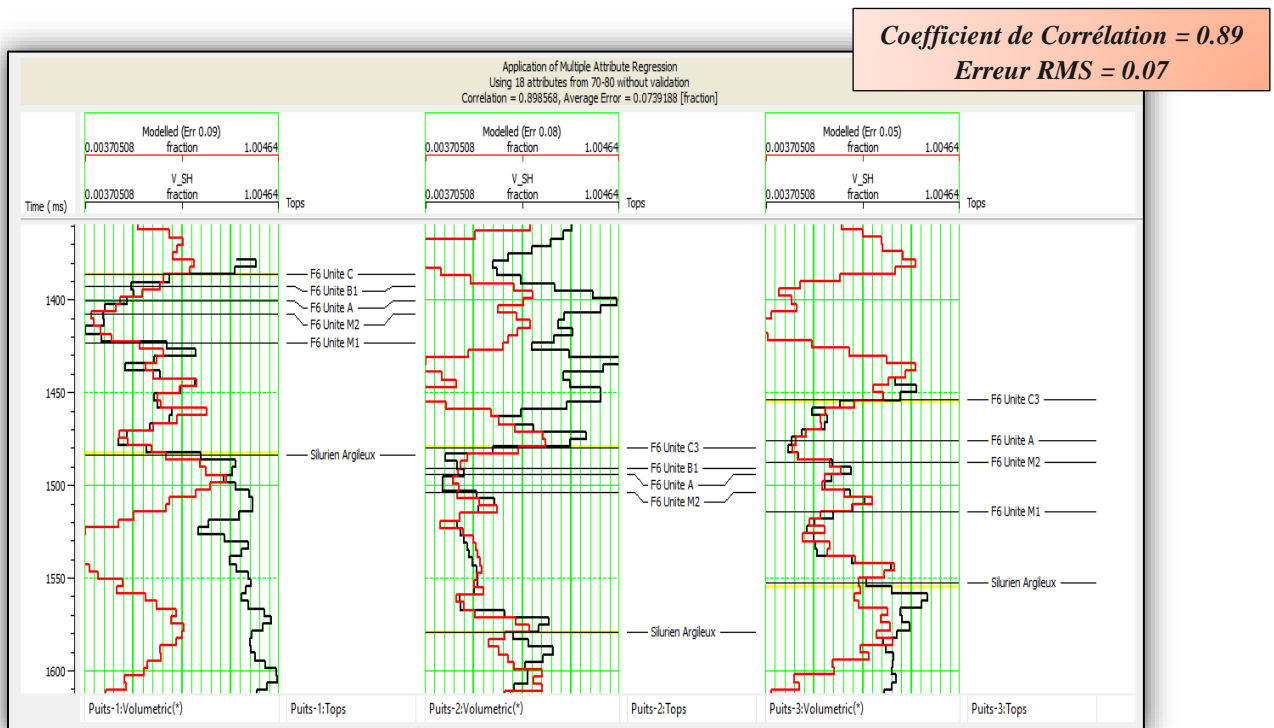


Figure V-23: Application de la loi multilinéaire au niveau des puits (V_{sh})

On constate une forte corrélation de 89% entre les Log modélisés et ceux originaux avec une faible erreur quadratique moyenne de 7% contrairement au cross-plot de la première méthode.

La cross-validation (explicité dans le chapitre III) au niveau de tout le volume sismique de notre relation est montrée dans la Figure (V-24).

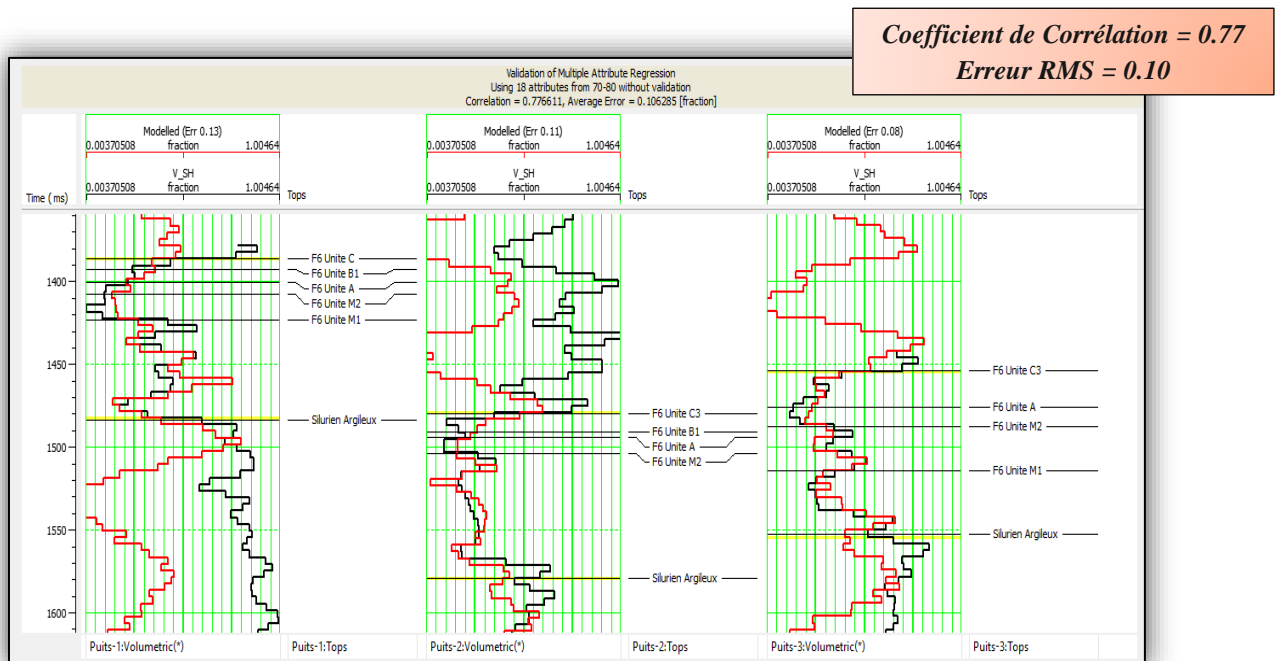


Figure V-24: Validation de la loi multilinéaire au niveau des puits (V_{sh})

La validation montre le résultat de la prédiction à l'aveugle de chaque puits. Les trois puits montrent très peu de changement par rapport à l'application, bien que, comme prévu, la corrélation ait été réduite ainsi l'erreur de prédiction augmente de 3%.

Après avoir vérifié la validation de notre relation on l'applique sur le volume et on obtient un résultat affiché dans la figure (V-25) qui illustre la distribution du volume d'argile (V_{sh}) dans une ligne arbitraire qui passe par les puits « 1 », « 2 », « 3 ».

III-2. Volume de porosité effective

➤ Single attribute (cross-plot) :

Une fois que les données sont chargées et prêts pour l'analyse. La première étape consiste à examiner la transformation single attribut dans le but de trouver le meilleur attribut en termes d'erreur RMS. (Tableau V-7)

Log cible	Attribut	Erreur RMS	Corrélation
Porosité	dérivée d'Amplitude Instantanées ($\lambda\rho$)	0.039067	0.451757
Porosité	Integral	0.039469	0.433151
$\sqrt{\text{Porosité}}$	dérivée d'Amplitude Instantanées ($\lambda\rho$)	0.039533	0.439991
$(\text{Porosité})^2$	Integral	0.039598	0.457999
$(\text{Porosité})^2$	dérivée d'Amplitude Instantanées ($\lambda\rho$)	0.039628	0.445051
$\sqrt{\text{Porosité}}$	Integral	0.040179	0.404007
Porosité	Amplitude Weighted Cosine Phase($\lambda\rho$)	0.040278	0.392403
Porosité	($\lambda\rho$)	0.040327	0.389757
Porosité	Derivée Seconde	0.040403	-0.385640
Porosité	Amplitude Enveloppe(Z_s)	0.040695	-0.369250
$\sqrt{\text{Porosité}}$	Amplitude Weighted Cosine Phase ($\lambda\rho$)	0.040712	0.385357
$\sqrt{\text{Porosité}}$	($\lambda\rho$)	0.040761	0.381920
Porosité	Amplitude Envelope ($\mu\rho$)	0.040773	-0.364736
$\sqrt{\text{Porosité}}$	Derivée Seconde	0.040789	-0.365014

Tableau V-7: Classification des attributs résultant de la régression linéaire en fonction de leurs coefficients de corrélation et leurs RMSE (PHIE)

L'attribut ayant le meilleur coefficient de corrélation et la moindre erreur moyenne quadratique est la « dérivée d'Amplitude Instantané($\lambda\rho$) », représenté dans le cross plot suivant (la figure V-26).

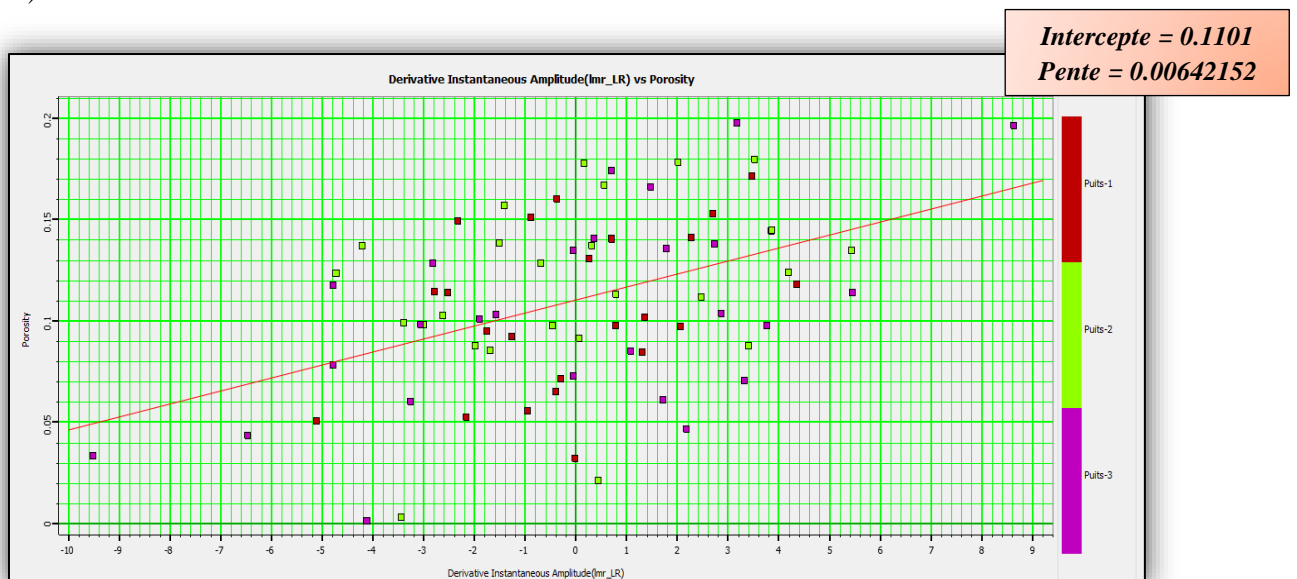


Figure V-26: Cross-plot de (PHIE) en fonction dérivée d'Amplitude Instantanées ($\lambda\rho$)

La relation linéaire entre le Log cible et les données sismique aux emplacements des puits est tirée à partir du cross-plot, elle est donnée comme suit :

$$PHIE = 0.00642152 \times \text{dérivée d'Amplitude Instantané } (\lambda\rho) + 0.1101 \quad (V-10)$$

➤ *Multi-Attribut :*

Pour augmenter la corrélation calculé entre les Logs prédits et originaux, on utilise plusieurs attributs. Le nombre d'attributs à utiliser est de **20** et l'algorithme stepwise régression commence à les organiser, en concluant la meilleure paire, triplet, quadruplet et ainsi de suite. Le tableau (V-8) nous montre l'organisation faite par l'algorithme :

Log cible	Attribut Final	Erreur d'entraînement	Erreur de Validation
PHIE	dérivée d'Amplitude Instantané ($\lambda\rho$)	0.039067	0.039726
PHIE	dérivée d'Amplitude Instantané	0.037377	0.039735
PHIE	Amplitude Enveloppe ($\sqrt{V_p/V_s}$)	0.033812	0.038537
PHIE	Polarité Apparente ($\lambda\rho$)	0.032354	0.037415
PHIE	Filtre 55/60-65/70($\lambda\rho$)	0.030685	0.036337
PHIE	Trace Quadrature (Poisson-Ratio)	0.029597	0.035779
PHIE	Filtre 15/20-25/30($\lambda\rho$)	0.028339	0.034580
PHIE	Amplitude Absolu Intégré	0.027320	0.035581
PHIE	Fréquence Instantané ($\lambda\rho$)	0.026278	0.035113
PHIE	Amplitude Enveloppe(Z_p)	0.025159	0.031875
PHIE	Filtre 25/30-35/40 ($\mu\rho$)	0.024128	0.031822
PHIE	(Z_p) ²	0.022683	0.031914
PHIE	Filtre 45/50-55/60(Poisson-Ratio)	0.022166	0.031778
PHIE	dérivée seconde d'Amplitude instantané ($\sqrt{V_p/V_s}$)	0.021783	0.033940
PHIE	Amplitude Enveloppe(Z_s)	0.021427	0.033950
PHIE	Fréquence moyen ($\sqrt{V_p/V_s}$)	0.021036	0.036091
PHIE	Amplitude Weighted Cosine Phase(Poisson-Ratio)	0.020141	0.034710
PHIE	1 / (Poisson-Ratio)	0.019766	0.037515
PHIE	Trace Quadrature	0.019418	0.042870
PHIE	Filtre 5/10-15/20 ($\mu\rho$)	0.019034	0.043536

Tableau V-8: Organisation des attributs faite par l'algorithme stepwise régression (PHIE)

Pour connaître le nombre d'attributs à choisir qui définit notre relation multilinéaire, on fait l'évaluation de l'erreur de validation en fonction du nombre d'attributs comme indiqué auparavant (la figure V-27).

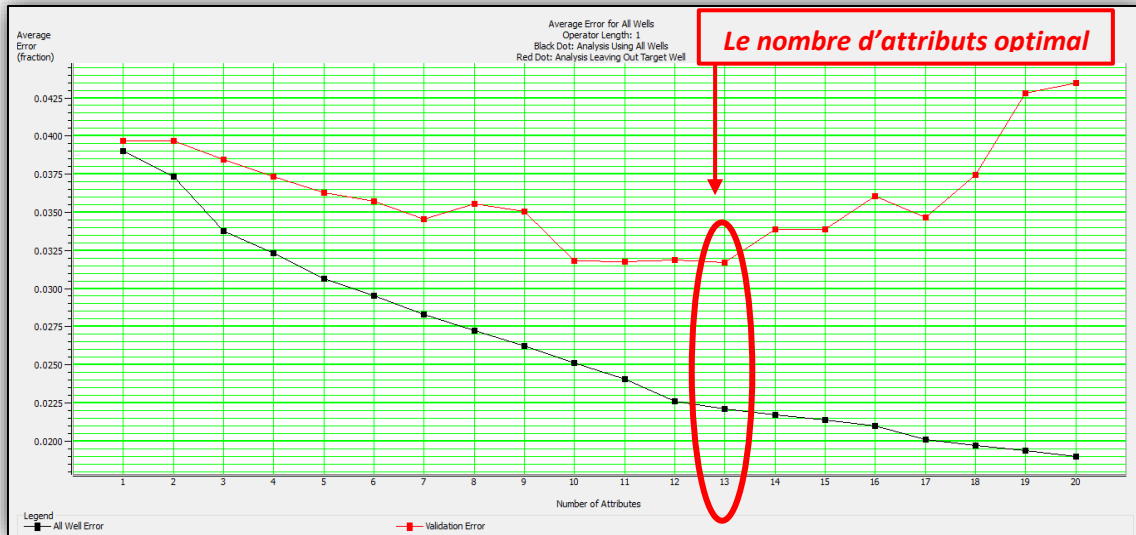


Figure V-27: Evaluation de l’erreur d’entraînement et l’erreur de validation (PHIE)

On remarque que les deux courbes suivent une descente en fonction du nombre d’attributs jusqu’à l’attribut numéro treize (13) où nous constatons que la courbe de la validation de l’erreur (en rouge) commence à remonter alors que la courbe de l’erreur de prédiction (en noir) continue à descendre. C’est pour cette raison qu’on a retenu treize (13) attributs seulement pour le processus d’apprentissage.

Le tableau (V-9) ci-dessous montre les attributs utilisés dans la relation multilinéaire et leurs coefficients.

Nom d'attribut	Attribut Transformation	Coefficient
dérivée d'Amplitude Instantané ($\lambda\rho$)	Non	0.004063
dérivée d'Amplitude Instantané	Non	3.398591e-07
Amplitude Enveloppe (V_p/V_s)	Non	-0.279193
Polarité Apparente ($\lambda\rho$)	Non	0.003149
Filtre 55/60-65/70 ($\lambda\rho$)	Non	0.003093
Trace Quadrature (Poisson-Ratio)	Non	0.009901
Filtre 15/20-25/30 ($\lambda\rho$)	Non	0.002013
Amplitude Absolu Intégré	Non	-8.798200e-08
Fréquence Instantané ($\lambda\rho$)	Non	-0.001564
Amplitude Enveloppe (Z_p)	Non	0.000037
Filtre 25/30-35/40 ($\mu\rho$)	Non	-0.004683
$(Z_p)^2$	Carrée	-5.962544e-10
Filtre 45/50-55/60 (Poisson-Ratio)	Non	0.119140
Constant		0.276509

Tableau V-9: Attributs et coefficients utilisés dans l’équation multilinéaire (PHIE)

En appliquant aux niveaux des puits la relation issue de la transformation multi-attributs pour générer un Log et le comparer ensuite avec le log original. (Figure V-28)

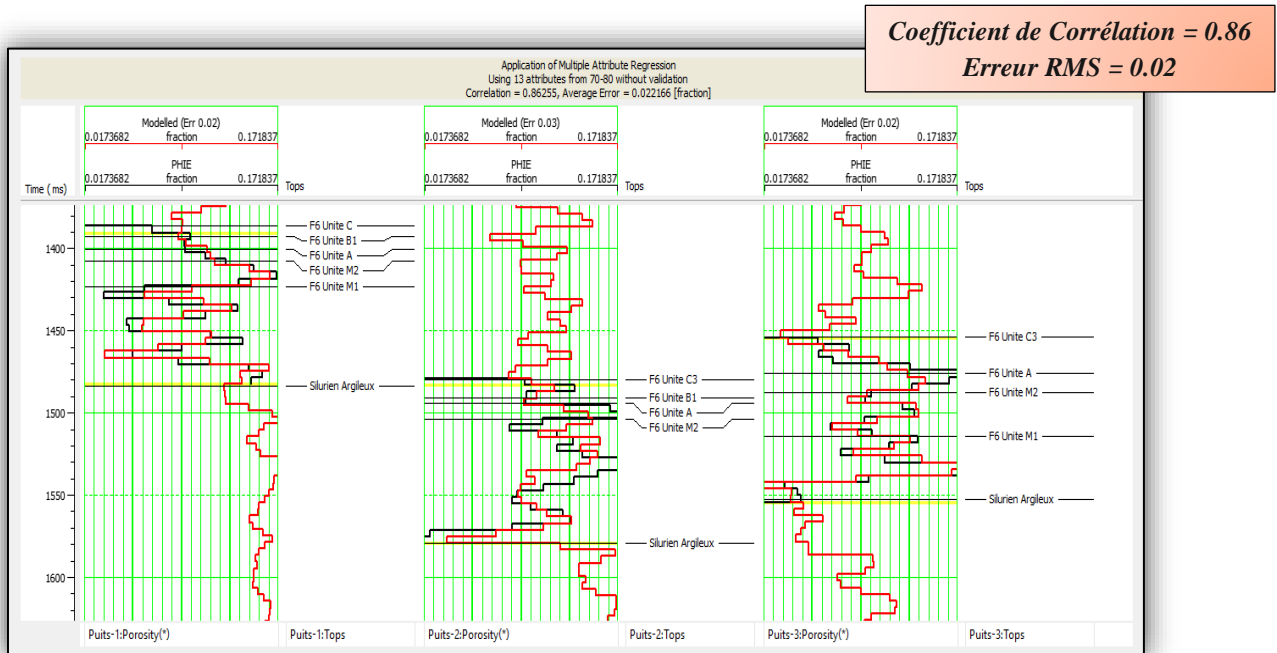


Figure V-28: Application de la loi multilinéaire au niveau des puits (PHIE)

Une cross-validation est utilisée au niveau de tout le volume sismique pour valider notre relation, ceci est illustré dans la figure (V-29) suivante:

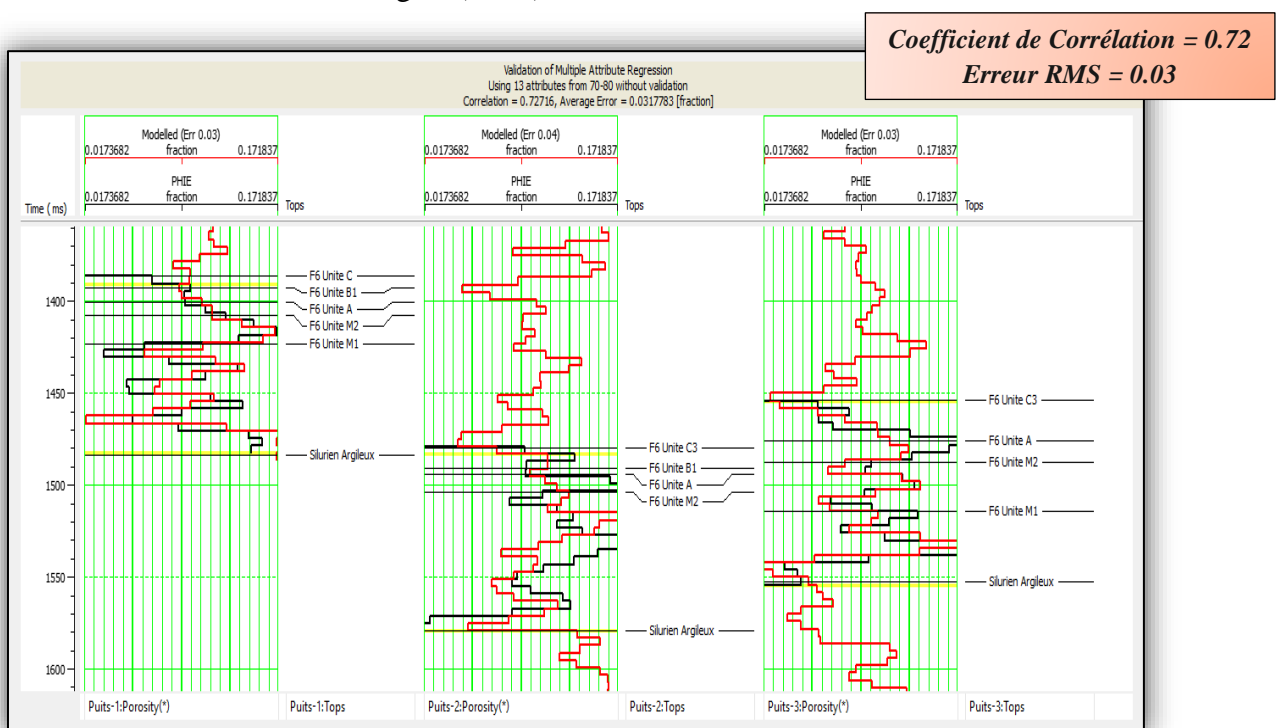


Figure V-29: Validation de la loi multilinéaire au niveau des puits (PHIE)

La validation montre une diminution de la corrélation, ainsi une légère augmentation de l'erreur de 1%, en constatant très peu de changement par rapport à l'application aux niveaux des puits.

Après la validation des résultats, la distribution du volume de la porosité effective (PHIE) est illustrée dans une ligne arbitraire qui passe par les puits « 1 », « 2 », « 3 » (figure V-30)

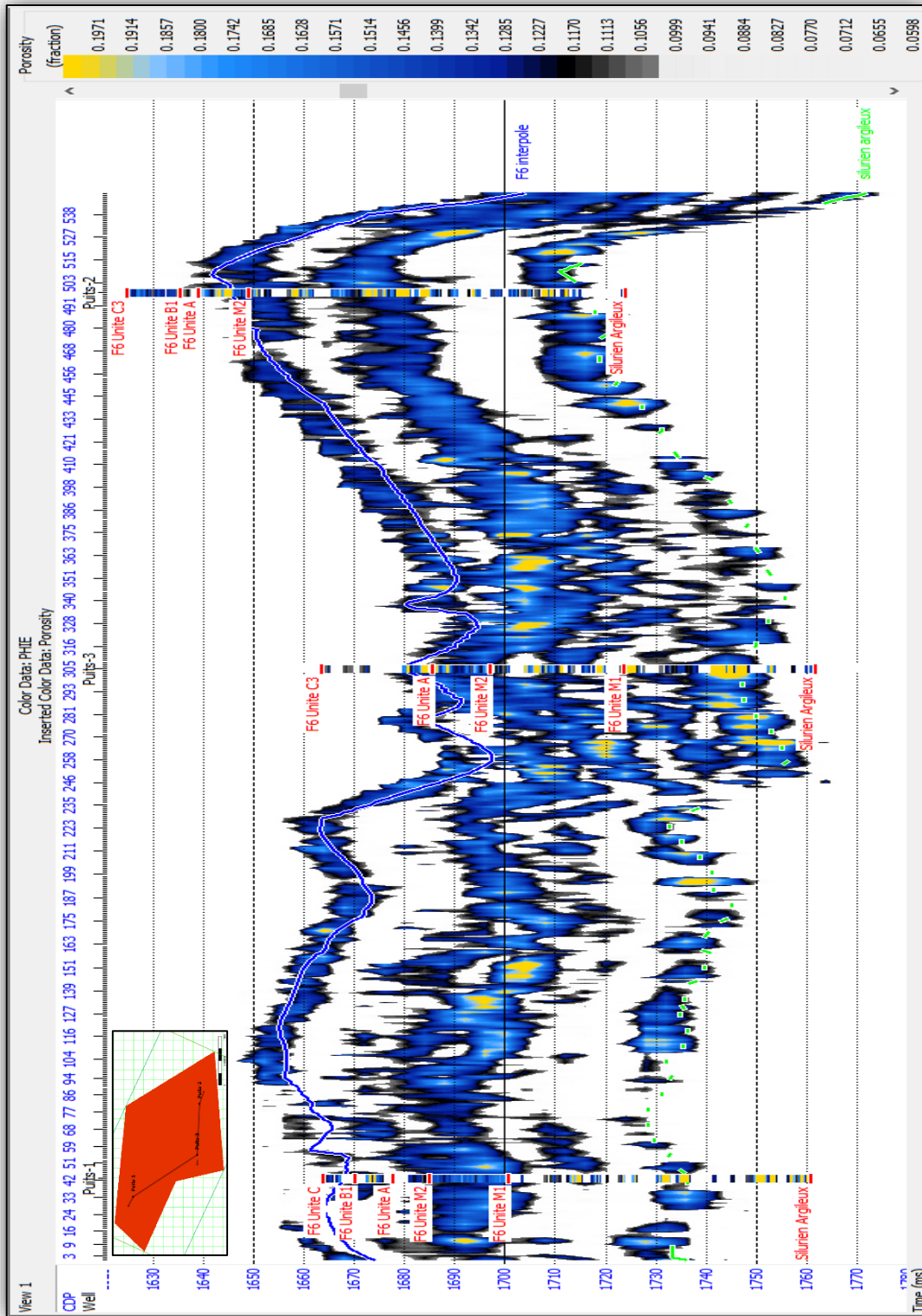


Figure V-30 : Volume de porosité effective généré par la méthode Multi-Attributs

III-3. Saturation de l'eau de formation

➤ Single attribute (cross-plot) :

L'attribut ayant le meilleur coefficient de corrélation et la moindre erreur moyenne quadratique est le « Filtre 15/20-25/30($\lambda\rho$) » qui est représenté dans la figure (V-31).

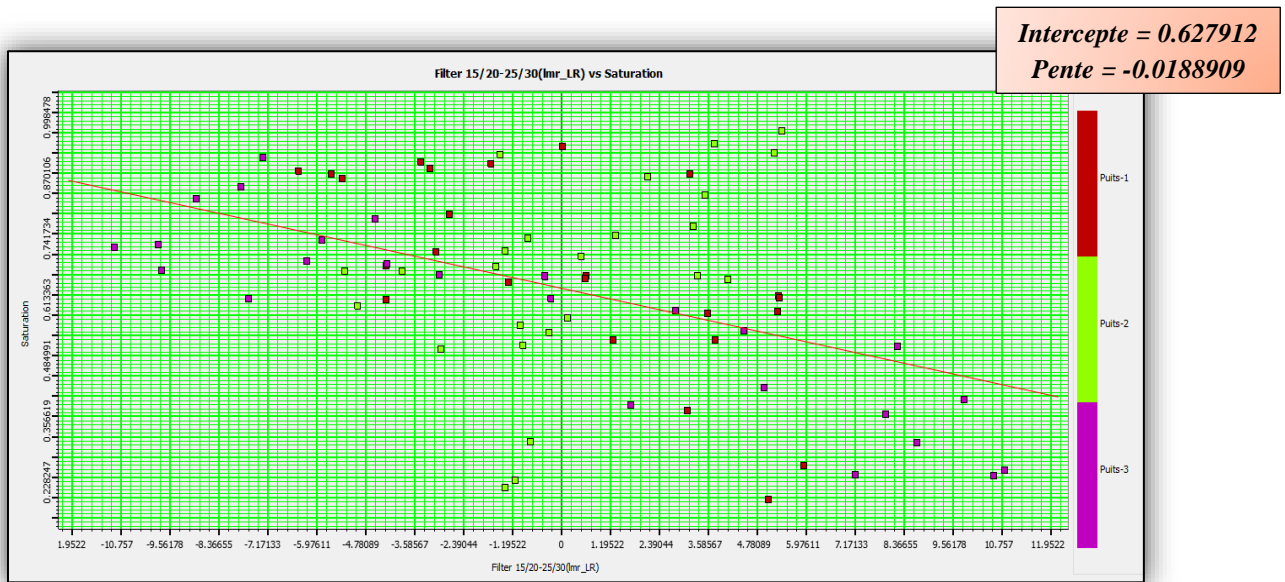


Figure V-31: Cross-plot de S_w en fonction Filtre 15/20-25/30 ($\lambda\rho$) au niveau des puits

La relation tirée à partir de la ligne de régression du cross-plot est donnée comme suit :

$$S_w = -0.0188909 \times \text{Filtre 15/20} - 25/30 (\lambda\rho) + 0.627912 \quad (\text{V-11})$$

➤ Multi-Attribut :

Le nombre maximal d'attributs à utiliser est de 20 et l'algorithme de fonctionnement est toujours stepwise régression.

Le tableau (V-10) nous montre l'organisation des 20 attributs utilisés par l'algorithme.

Log cible	Attribut Final	Erreur d'entraînement	Erreur de Validation
Saturation	Frequence moyen (V_p/V_s)	0.195426	0.198510
Saturation	Filtre 15/20-25/30($\lambda\rho$)	0.168182	0.187357
Saturation	Amplitude Enveloppe (V_p/V_s)	0.156859	0.172974
Saturation	Filtre 25/30-35/40 (V_p/V_s)	0.151313	0.168401
Saturation	Amplitude Absolu Intégré(Z_s)	0.145364	0.166312
Saturation	dérivée d'Amplitude Instantané	0.140357	0.163002
Saturation	Filtre 45/50-55/60	0.136829	0.158530
Saturation	Amplitude Weighted Frequency ($\mu\rho$)	0.135355	0.156902
Saturation	Fréquence Instantané(Z_p)	0.133701	0.153913
Saturation	Amplitude Absolu Intégré (V_p/V_s)	0.132987	0.152476
Saturation	Filtre 35/40-45/50($\mu\rho$)	0.132359	0.151392
Saturation	Dérivée (V_p/V_s)	0.132265	0.151125
Saturation	Filtre 55/60-65/70($\lambda\rho$)	0.131421	0.150810
Saturation	Filtre 45/50-55/60($\lambda\rho$)	0.128044	0.149560
Saturation	Frequence dominant ($\lambda\rho$)	0.128042	0.149549
Saturation	Frequence dominant ($\mu\rho$)	0.128041	0.149540
Saturation	Frequence dominant (V_p/V_s)	0.128039	0.149531
Saturation	Frequence dominant (Z_p)	0.128038	0.149523
Saturation	Frequence dominant (Z_s)	0.128037	0.149517

Tableau V-10: Organisation des attributs faite par l'algorithme stepwise régression (S_w)

En examinant l'erreur de validation en fonction du nombre d'attributs comme indiqué auparavant et illustré dans la figure (V-32), pour le but de connaitre le nombre d'attribut à utiliser.

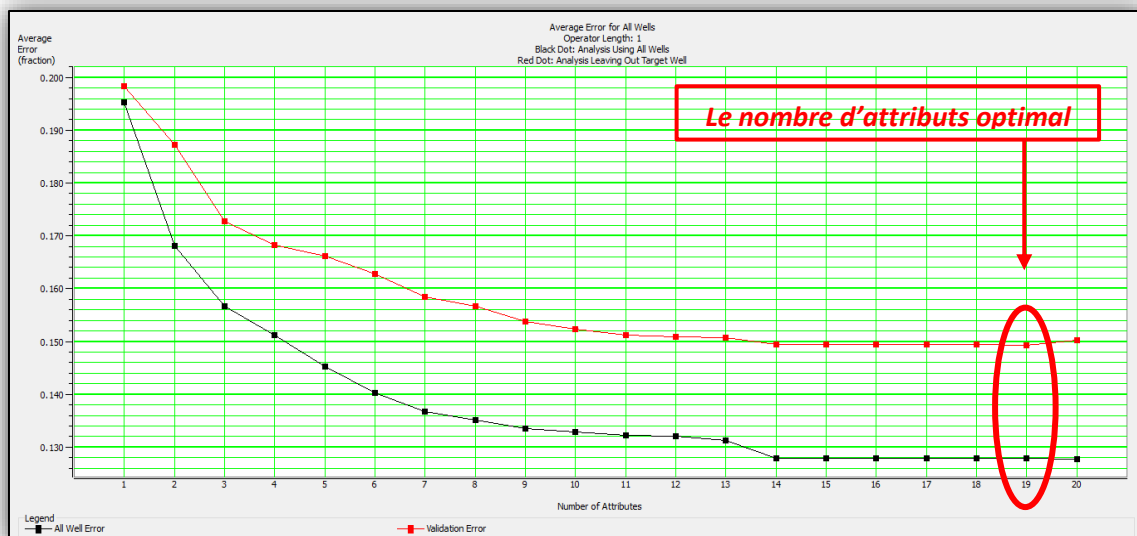


Figure V-32: Evaluation de l'erreur d'entraînement et l'erreur de validation (S_w)

On remarque qu'à partir du 19^{ème} attribut, la courbe de validation (en rouge) remonte légèrement, donc on a choisie 19 attributs.

Le tableau (V-11) ci-dessous contient tous les attributs et leurs coefficients qui construisent la relation multilinéaire :

Nom d'attribut	Attribut Transformation	Coefficient
Frequence moyen (V_p/V_s)	Non	0.045744
Filtre 15/20-25/30 ($\lambda\rho$)	Non	-0.017624
Amplitude Enveloppe (V_p/V_s)	Non	0.069622
Filtre 25/30-35/40 (V_p/V_s)	Non	0.505216
Amplitude Absolu Intégré (Zs)	Non	0.000163
dérivée d'Amplitude Instantané	Non	-0.000002
Filtre 45/50-55/60	Non	-8.119854e-07
Amplitude Weighted Frequency ($\mu\rho$)	Non	0.000201
Fréquence Instantané (Zp)	Non	-0.014591
Amplitude Absolu Intégré (V_p/V_s)	Non	-0.426590
Filtre 35/40-45/50 ($\mu\rho$)	Non	-0.007256
Dérivée (V_p/V_s)	Non	-0.048542
Filtre 55/60-65/70 ($\lambda\rho$)	Non	-0.010873
Filtre 45/50-55/60 ($\lambda\rho$)	Non	0.008928
Frequence dominant ($\lambda\rho$)	Non	0.000000
Frequence dominant ($\mu\rho$)	Non	0.000000
Frequence dominant (V_p/V_s)	Non	0.000000
Frequence dominant (Zp)	Non	0.000000
Frequence dominant (Zs)	Non	0.000000
Constant		-0.746767

Tableau V-11: Attributs et coefficients utilisés dans l'équation multilinéaire (S_w)

La comparaison entre le log généré et original est faite par l'application au niveau des puits (Figure V-33).

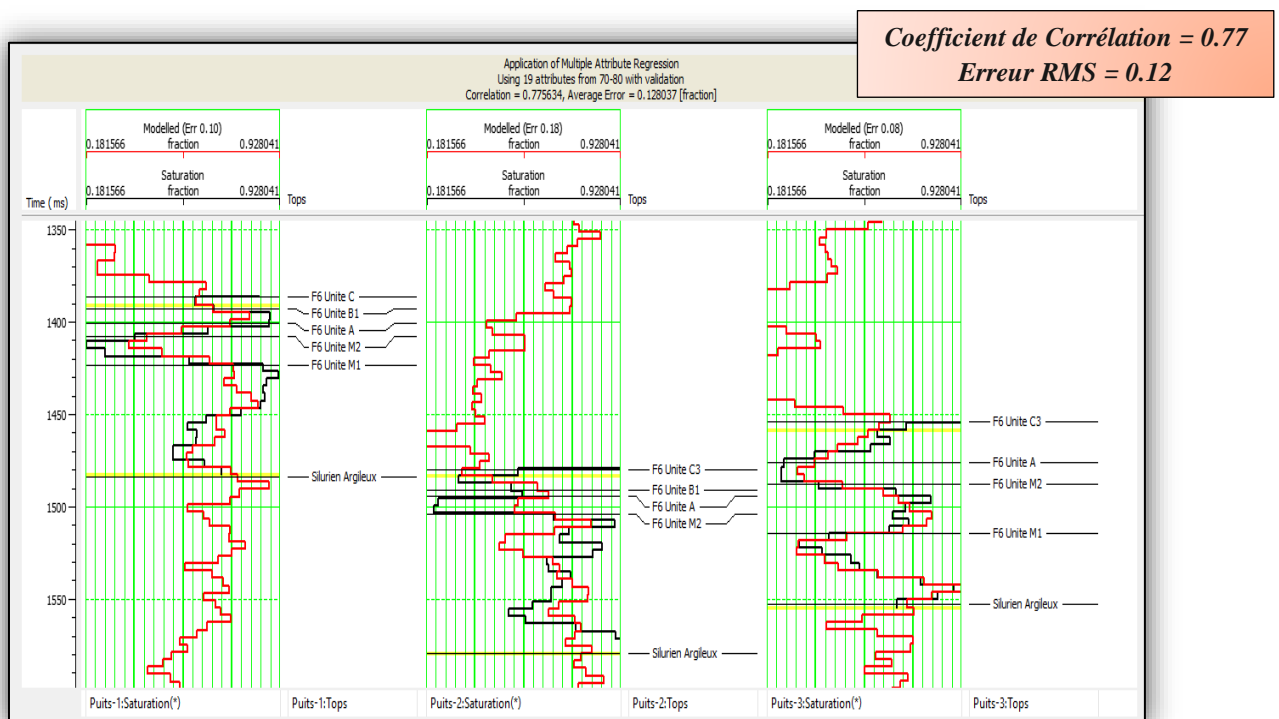


Figure V-33: Application de la loi multilinéaire au niveau des puits (S_w)

La validation de la relation au niveau du volume est montrée dans la figure (V-34) :

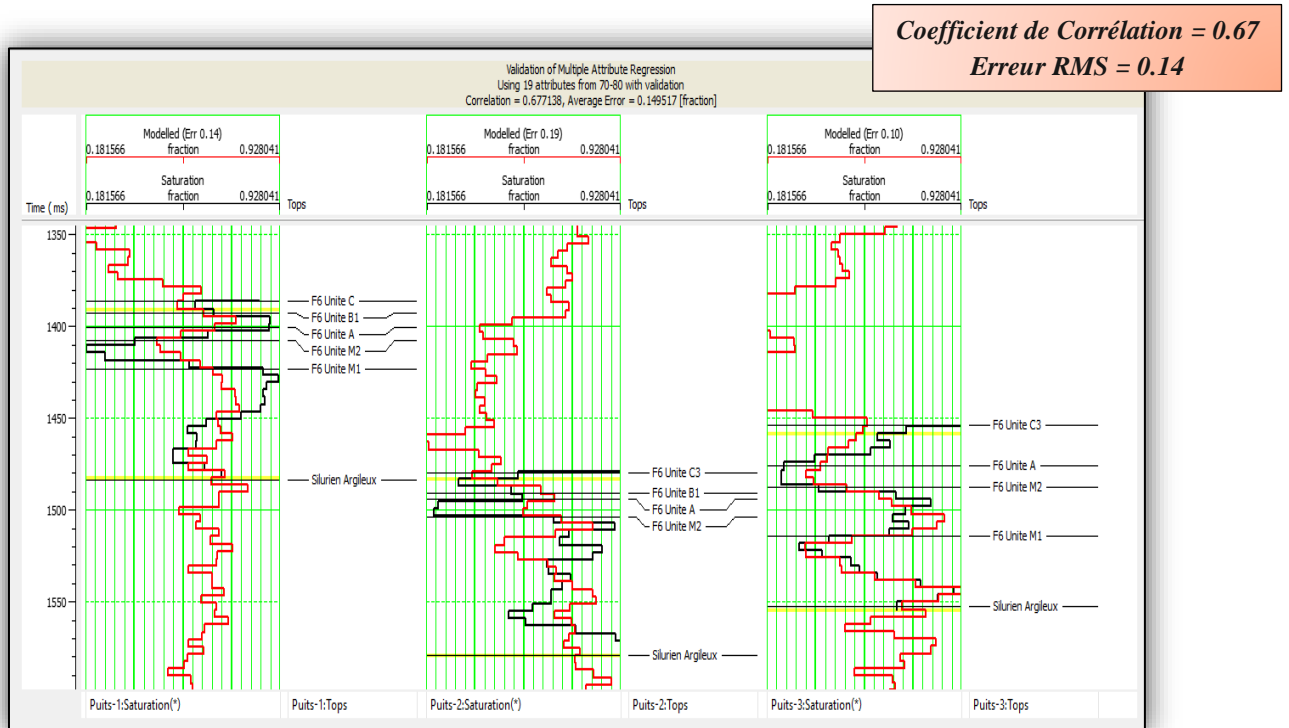


Figure V-34: Validation de la loi multilinéaire au niveau des puits (S_w)

Cependant, la corrélation diminue avec la validation de la relation dans le volume et l'erreur de prédiction augmente, mais la formule reste valable et applicable pour générer la distribution du volume de la saturation en eau (S_w). (La figure V-35)

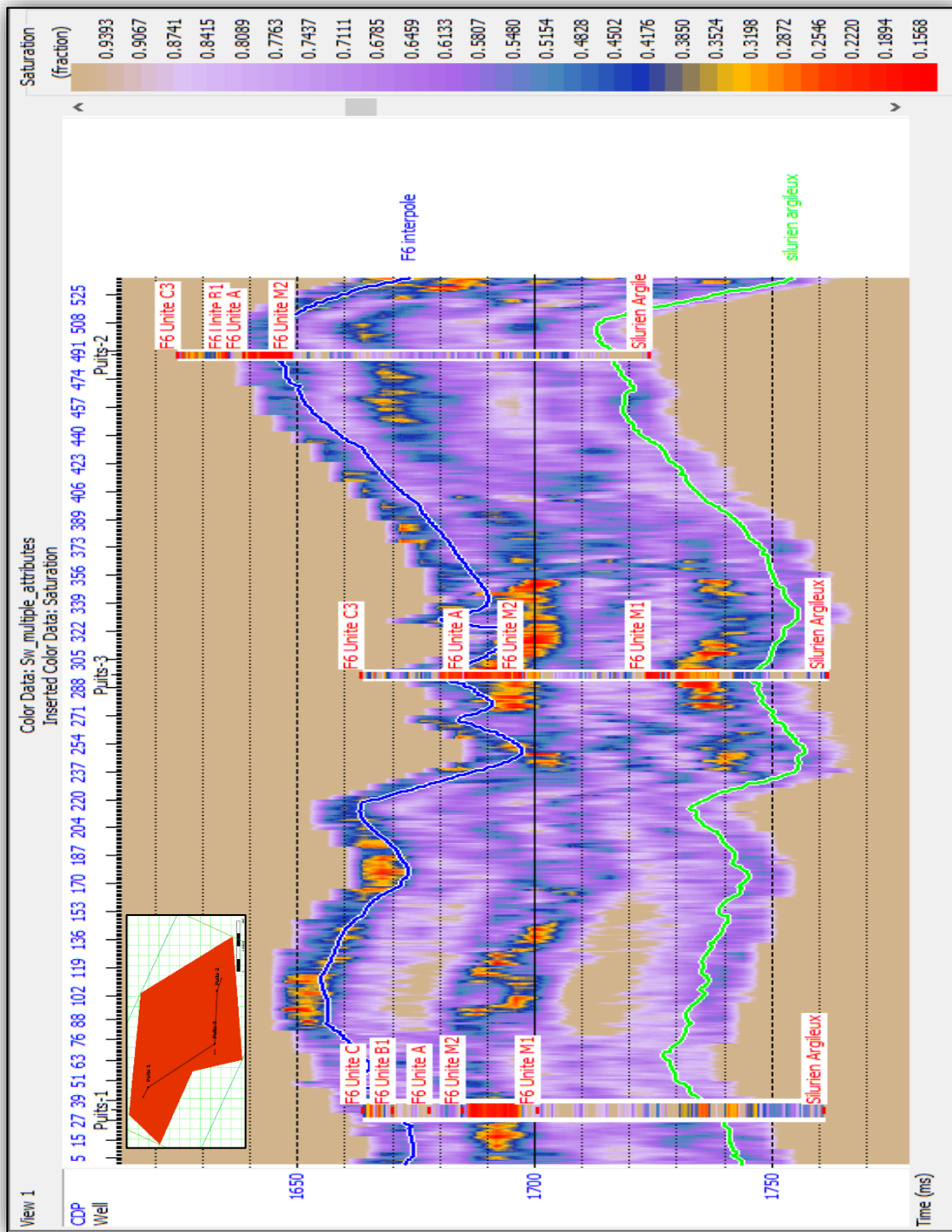


Figure V-35 : Volume de la saturation en eau générée par la méthode Multi-Attributs

À partir de la méthode de régression multilinéaire utilisée dans cette partie pour l'estimation des volumes souhaités à prédire, On conclut que :

- En augmentant le nombre d'attributs, on minimise l'erreur de prédiction.
- Pour s'assurer que la loi tirée soit fiable en dehors des puits, le nombre d'attribut maximal sera déterminé à partir de cross validation.
- Passant du puits vers la sismique, une relation multilinéaire a été établie et pas seulement une extrapolation ou interpolation.

IV. *Interprétation des résultats :*

Une fois les paramètres pétrophysiques, acoustique et élastique du modèle sont obtenus, ces derniers seront Interprétés qualitativement et quantitativement dans le but de :

- Identifier et caractériser un réservoir, en confirmant la présence des fluides avec la délimitation de leur extension spatial.
- Proposer un forage de façon à optimiser la production.

L'interprétation de ce réservoir est basée structurellement sur la carte en isochrone de notre objectif F6 et quantitativement sur la combinaison des attributs obtenus à partir de l'inversion sismique et la géostatistique lors de la prédiction des volumes. Ces volumes sont les suivants :

- L'impédance acoustique Z_p .
- L'impédance acoustique Z_s .
- Module de rigidité μ .
- Constante de Lamé λ .
- Rapport de poisson V_p/V_s .
- Le Net-Pay (combinant les trois volumes de pétrophysique).

Dans notre interprétation on va prendre les puits « 1 » et « 2 » comme points de calibration, sachant qu'ils ont produit du gaz à condensa.

IV-1 Interprétation structural

C'est l'étude des déformations et les mouvements tectoniques subis sur les roches. Elle nous permet de connaître la nature structurale d'une région (plis, failles, ...), leur géométrie (orientation, répartition...) et par conséquent l'architecture, sans avoir une idée si ces structures renferment un fluide ou non.

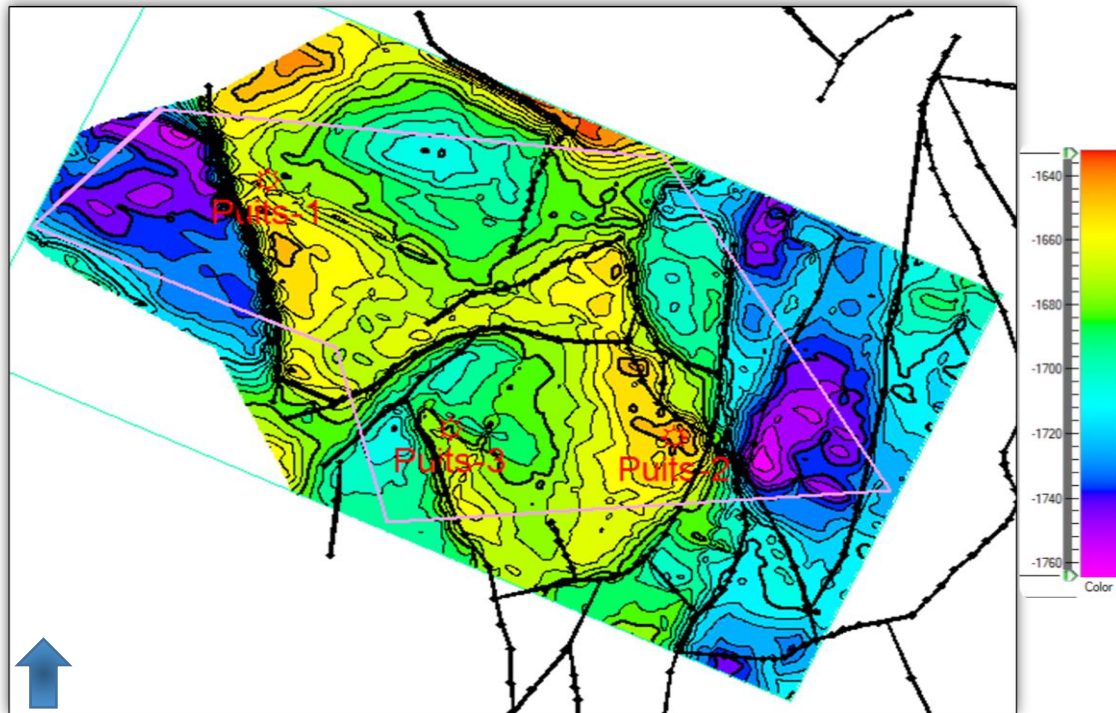


Figure V-36: Superposition de réseau de faille (lignes noires) avec l'isochrone de l'horizon F6

Le toit du réservoir F6 (top) montré dans la figure (V-36) ci-dessus, nous montre une tectonique complexe compressive importante donnant naissance à plusieurs concavités tournées vers le bas, qui ont été ciblées par les trois puits, localisées au centre et limitées par un réseau de failles en majorité inverses, d'orientations plus ou moins NW-SE, et d'autre NE-SW, en constatant assez de failles à l'est de la région

Cette complexité architecturale permet d'identifier des fermetures structurales en pendage ou contre faille qui peuvent les considérés comme des zones susceptibles de contenir les hydrocarbures.

IV-2 Analyse et interprétation des résultats :

L'interprétation sismique quantitative permet de ressortir des informations essentielles lors de la caractérisation en se basant sur une combinaison d'attributs dont l'un complète l'autre, afin de montrer la variation spéciale des paramètres élastiques et pétrophysiques.

Génération des Horizon-slices :

Il s'agit d'une coupe en temps du cube sismique pour chaque attribut obtenu suivant l'horizon objectif F6 correspondant au toit du réservoir.

Nous allons donc générer un horizon slice pour chaque attribut, afin d'en étudier les variations au niveau réservoir.

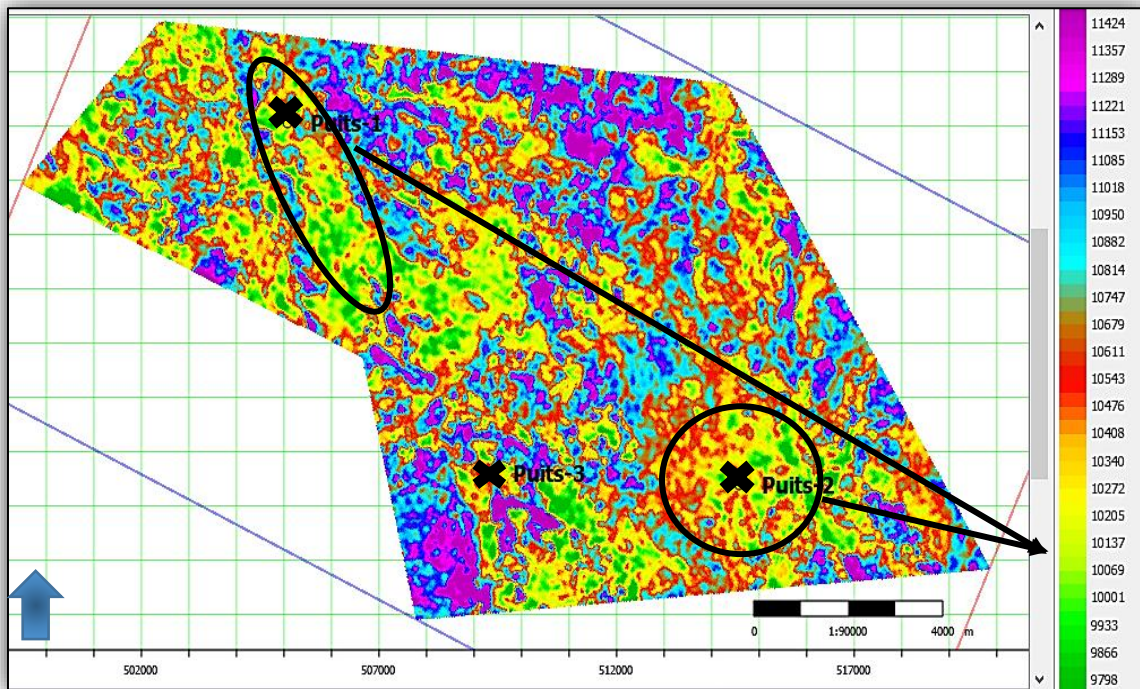
IV.2.1 Impédance acoustique Z_p :

Figure V-37: Horizon slice, attribut d'impédance acoustique Z_p

La figure (V-37) illustre les variations d'impédances acoustiques au niveau de l'horizon F6, nous avons remarqué une diminution de l'impédance acoustique due à une chute dans la vitesse de compression ou la densité dans les zones où les deux puits « 1 » et « 2 » sont implantés, ce qui peut être dû à deux cas :

- Un changement de faciès lithologique associé à une forte porosité.
- Une présence de fluide.

La seconde hypothèse sera confirmée en étudiant les variations des autres attributs

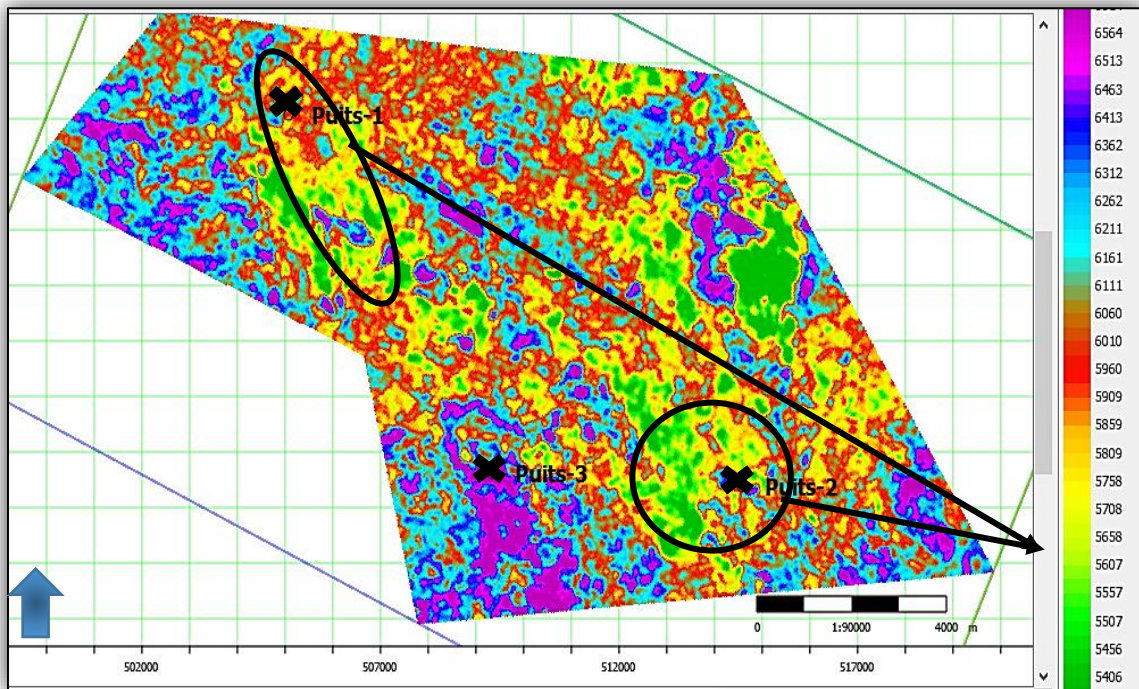
IV.2.2 Impédance de cisaillement Z_s :

Figure V-38: Horizon slice, attributs d'impédance acoustique de cisaillement Z_s

La figure (V-38) montre les changements de l'impédance de cisaillement Z_s au niveau de l'horizon F6, on remarque une diminution de ce dernier dans les zones avoisinant les puits « 1 » et « 2 », indiqués par les cercles noirs.

Deux hypothèses peuvent être déduites :

- La chute de l'impédance acoustique Z_s est du même ordre de grandeur que la diminution de l'impédance acoustique Z_p , ce qui est l'effet d'un changement lithologique.
- La chute n'est pas du même ordre de grandeur, ce qui correspond avec les régions où la vitesse transversale diminue brusquement en indiquant une présence de fluide.

Nous allons confirmer l'une des deux hypothèses, en étudiant les variations du rapport V_p/V_s .

IV.2.3 Le Rapport V_p/V_s .

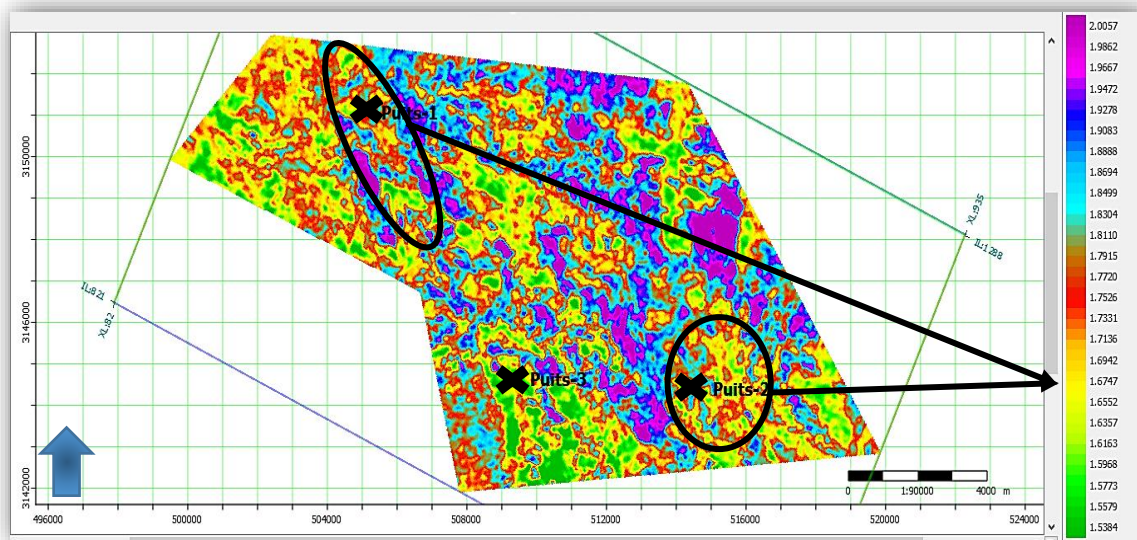


Figure V-39: Horizon slice du Rapport V_p/V_s

La figure (V-39), montre les variations du Rapport V_p/V_s , au niveau du réservoir F6, on constate une faible valeur dans les zones où ils sont implantés les puits « 1 » et « 2 », d'une valeur moyenne de 1.6, ce qui correspond à une sable à gaz. Cet attribut nous donne une précision plus grande sur la zone d'intérêt pétrolier.

Module de rigidité μ

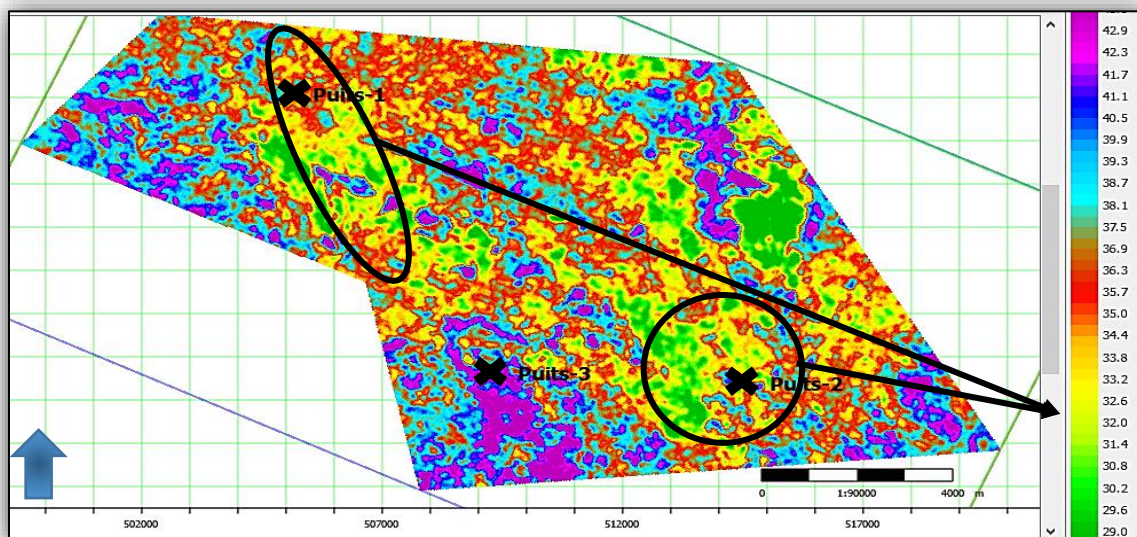


Figure V-40: Horizon slice, attribut μ

La figure (V-40) décrit les variations du module de rigidité dans le niveau objectif, ce module mesure la résistance des matériaux au cisaillement, on remarque des faibles valeurs dans la zone limitée à partir des autres attributs, ce qui confirme la présence de fluides, car ces derniers ne résistent pas au cisaillement.

IV.2.4 Module d'incompressibilité K :

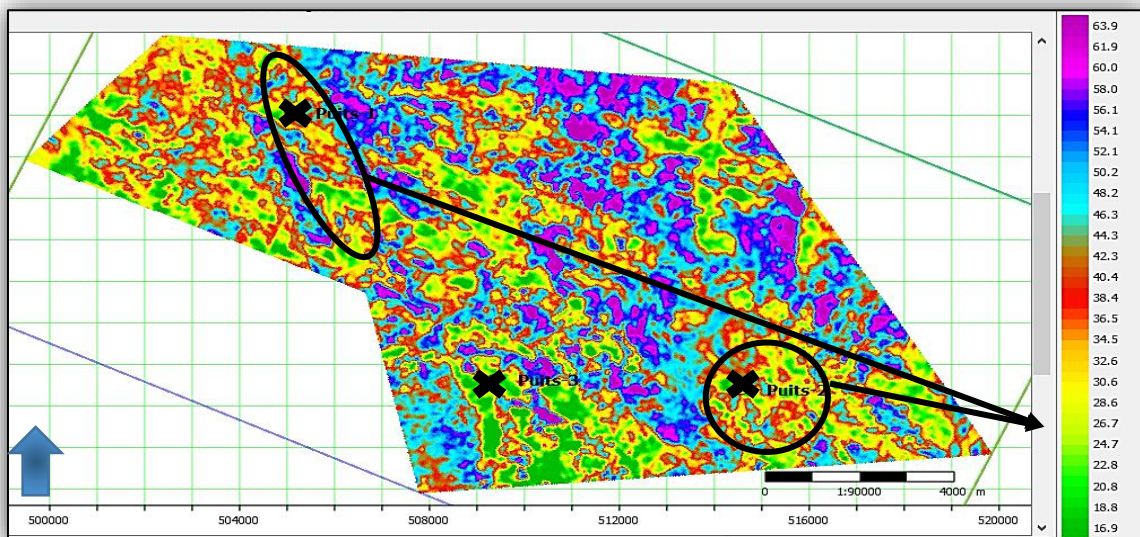


Figure V-41: Horizon slice, attribut $\lambda\rho$

La figure (V-41) représente les variations du module d'incompressibilité au niveau de l'objectif F6, ce module mesure la résistance des matériaux à la compression, on remarque de très faibles valeurs d'incompressibilité au niveau des zones indiquées en noir, ce qui indique une présence de gaz, ce dernier étant un fluide qui résiste pas à la compression (fortement compressible).

IV.2.5 Net-Pay

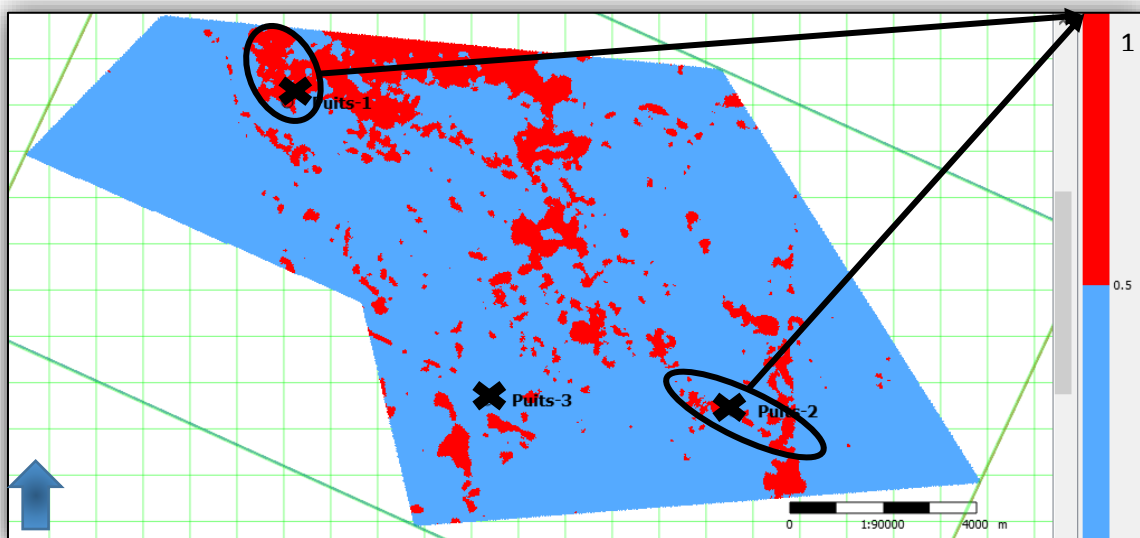


Figure V-42: Horizon slice, attribut Net-Pay

La figure (V-42) montre simultanément au niveau de l'horizon F6, les volumes pétrophysiques issus de la prédiction par les méthodes de régression multilinéaire dont le volume d'argile, de porosité effective et de saturation en eau.

Il enrichit l'interprétation quantitative à cause de ses informations directes sur le contenu en fluide en comparant avec les résultats d'inversion, et elle confirme les résultats précédents sur le potentiel en hydrocarbure dans les zones à voisinage les puits « 1 » et « 2 » avec une diminution notable des zones (cercle en noir)

IV-3 Délimitation d'une zone de prospect

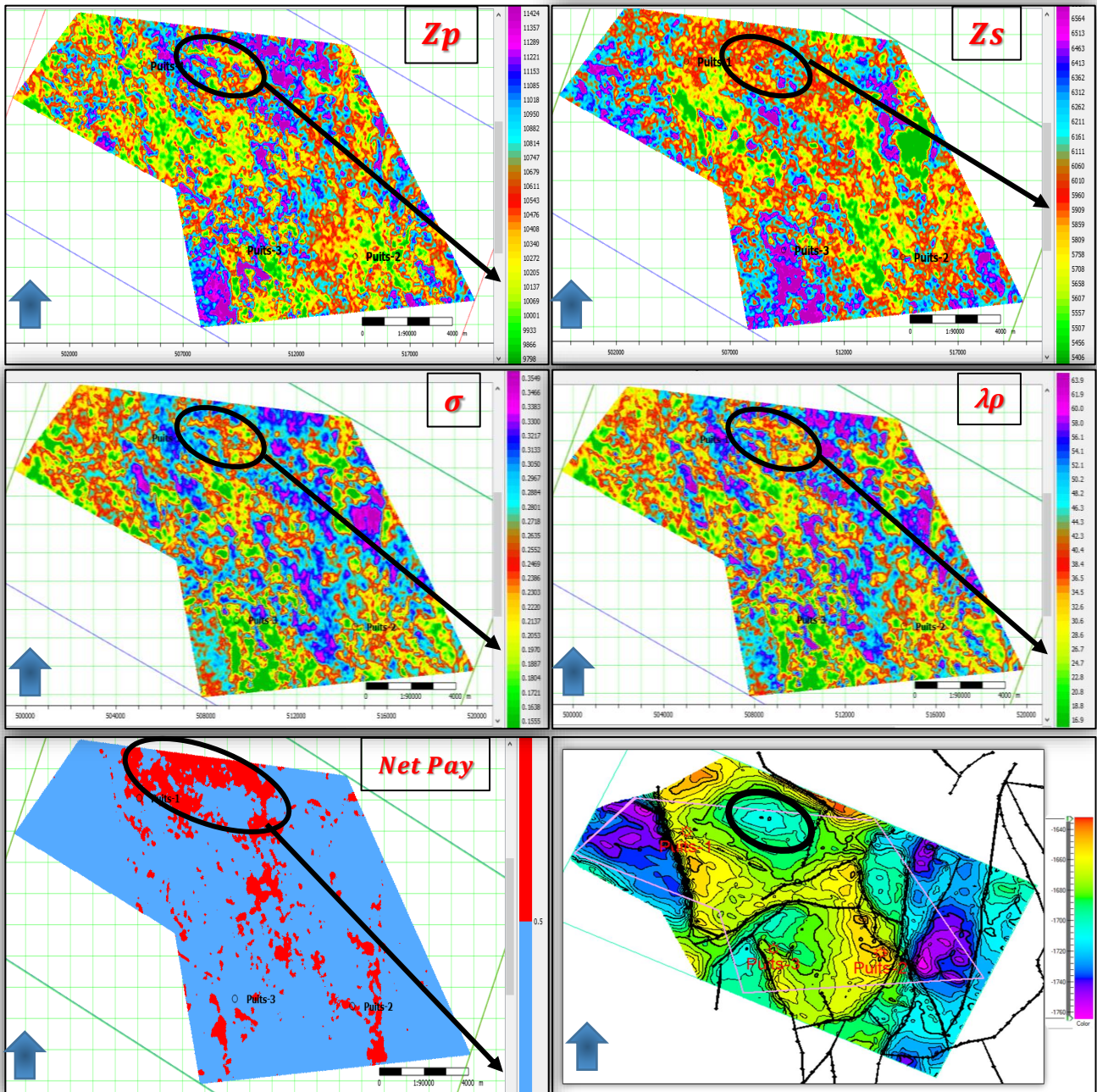


Figure V-43: Combinaison des attributs sismiques, le Net Pay et la carte en isochrone

L'étude conjointe des différents attributs élastiques et pétrophysiques illustrés dans la figure (V-43), nous mène à recommander une zone qui est susceptible de renfermer les hydrocarbures. Cette zone est indiquée en noir sur la figure (V-43) comme étant une zone à hydrocarbures, ceci est confirmé par l'ensemble des attributs externe (favorable en terme d'élasticité) avec une

certaine continuité illustrée par le Net pay qui combine simultanément les paramètres pétrophysiques (comme expliqué au chapitre I) malgré l'aspect structurale qui montre une zone base. Des forages peuvent être proposés au niveau de la zone indiquée en bleu dans la carte en isochrone, ces derniers ont de bonnes chances de produire.

Conclusion

Conclusion générale

L'aboutissement de ce travail a permis de mieux apercevoir la caractérisation du réservoir, en passant de l'échelle locale (évaluation pétrophysique), à l'échelle régionale en utilisant la régression multilinéaire qui combine simultanément les attributs sismiques et les résultats d'inversion avec les résultats aux puits pour la génération de notre modèle réservoir qui joue un rôle de plus en plus prépondérant dans l'exploration des hydrocarbures.

L'évaluation pétrophysique est une étape méticuleuse qu'il faudrait soigneusement réaliser parce que c'est à partir des résultats de cette dernière que seront obtenus les volumes réservoirs qui aboutiront sur des zones de prospect.

La décomposition de la trace sismique en plusieurs attributs permet de projeter les données sismiques sur plusieurs angles de vision, ainsi la combinaison de ces attributs avec les résultats d'inversion préstack permet une bonne prédiction des propriétés internes du réservoir tel que la lithologie, la porosité et le contenu en fluide.

Les paramètres réservoirs ont été tirés quantitativement de manière robuste par la méthode de la régression multilinéaire, cette dernière permet l'obtention de l'équation statistique qui prédit au mieux les paramètres réservoirs au niveau des puits par la minimisation d'une fonction coût, par la suite on vérifie la fiabilité latérale de cette relation en dehors des puits d'entraînement à l'aide du processus de cross-validation.

L'apport le plus important des méthodes de régression multilinéaire c'est la numérisation des paramètres internes du réservoir pour chaque trace sismique, contrairement aux méthodes de caractérisation classiques qui ne permet qu'à réaliser une classification qualitative.

L'analyse des résultats obtenus dans ce travail a permis d'identifier des prospects favorables structurellement et stratigraphiquement dans la région de Tinhert, Bassin d'Illizi, afin de réduire le risque d'exploration.

Bibliographie

- [1] Krygowski, D. A. (2003). Guide to petrophysical interpretation. *American Association of Petroleum Geologists, Austin, TX.*
- [2] Serra, O. E. (1983). Fundamentals of well-log interpretation.
- [3] Chegrouche, F. (2015). Procédé pour l'estimation du volume d'argile (V_{clay}) à partir de la densité de formation (ρ), de la porosité (\emptyset) et des vitesses acoustiques dans les réservoirs argileux-gréseux. Brevet. ENAGEO.
- [4] Barnes, A. E. (Ed.). (2016). *Handbook of poststack seismic attributes*. Society of Exploration Geophysicists.
- [5] Chopra, S., & Marfurt, K. J. (2007). *Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization*. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers.
- [6] Taner, M. T., & Sheriff, R. E. (1977). Application of amplitude, frequency, and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation.
- [7] Taner, M. T. (2001). Seismic attributes. *CSEG recorder*, 26(7), 49-56.
- [8] Subrahmanyam, D., & Rao, P. H. (2008). Seismic attributes—A review. In *7th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, Hyderabad* (pp. 398-404).
- [9] <https://djeddimaouk.fr.gd>
- [10] Gray, D. (2002). Elastic inversion for Lamé parameters. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2002* (pp. 213-216). Society of Exploration Geophysicists.
- [11] Hampson, D. P., Schuelke, J. S., & Quirein, J. A. (2001). Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data. *Geophysics*, 66(1), 220-236.
- [12] Emerge training documentation. 2011. CGG veritas.
- [13] Zeroug, S., Bounoua, N., & Lounissi, R. (2007). Well Evaluation Conference (WEC), Algérie 2007. *Sonatrach-Schlumberger/Wetmore Printing, Houston, TX.*
- [14] <http://www.alnaft.gov.dz/>
- [15] Neau, A. (2009). *Caractérisation des réservoirs pétroliers par les données sismiques, avec l'aide de la géomodélisation* (Doctoral dissertation, Université de Pau et des Pays de l'Adour).