

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE  
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA  
BOUMERDES

FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE



DEPARTEMENT DE GEOPHYSIQUE, GENIE PARASISMIQUE  
ET PHENOMENES ALEATOIRES

FILIERE : SCIENCE DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS  
OPTION : SISMIQUE, SISMOLOGIE ET METHODES DE POTENTIEL

*MEMOIRE DE FIN D'ETUDES  
EN VUE DE L'OBTENTION DE DIPLOME DE MASTER EN GEOPHYSIQUE  
PETROLIERE.*

## ***THEME***

***Inversion simultanée et caractérisation d'un  
réservoir carbonaté non-conventionnel***

**Présenté par :**

- BOUDERBANE Nabil
- MESSAOUDENE Yanes

**Encadrés par :**

- Pr M.AITOCHE
- SENOUCI Mohamed

**Soutenu le : 07/07/2019 devant le juré composé de:**

**Président: Mr. EL ADJ Said**

**MC-A.FHC (UMBB)**

**Promoteur: Pr M.AITOCHE**

**Pr.FHC (UMBB)**

**Examineur: DOGHMANE Mohamed zine eddine**

**Dr.SH**

**Examineur: OUADFEUL**

**MC-A.**

**Boumerdès 2019**

## **Remerciements**

*On adresse nos vifs remerciements à notre promoteur **Pr. M.AITUCHE** (Enseignant au Département de Géophysique FHC) pour nous avoir dirigés tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, et ses remarques qui nous ont été très précieuses.*

*Nos profondes gratitudes et nos sincères remerciements à notre tuteur de stage **monsieur SENOUCI MOHAMED** ingénieur en caractérisation des réservoirs non-conventionnels au sein de l'ENAGEO, pour ses précieux conseils, son aide, son soutien, et sa disponibilité tout au long du stage.*

*On adresse nos remerciements à **monsieur ALLAL Saddam Hocine** pour ses valeureux conseils et son aide pour élaborer ce modeste travail.*

*On voudra aussi exprimer nos remerciements à **Mr. BOUCHIBA Samir** et **Mr. BERKAT Abdelhak** ingénieurs à l'ENAGEO pour leurs critiques, et leurs corrections apportées à ce mémoire.*

*Nos vifs remerciements vont également à tous nos enseignants et aux membres de jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail en acceptant d'examiner ce travail et de l'enrichir par leurs propositions.*

*Enfin, on tient également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

## *Dédicace :*

*A la mémoire de mon défunt père Bouderbane Ali, et à celle de ma défunte grand-mère Metahri Meryama.*

*A ma source de bonheur, de réussite et de bien-être, celle qui a fait de moi l'homme que je suis devenu. A ma chère mère Outayeb Fasia, rien au monde ne vaudra jamais tout l'amour que tu m'as offert, 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 jamais 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 mon cher oncle Outayeb Abdenour qui m'a appris que la persévérance et le dur labeur payent, et que peu importe les épreuves la joie de vivre ne doit jamais manquer à l'appel. Rien au monde ne pourra rendre ce que vous m'avais donné Je ne saurai vous exprimer l'étendu de ma gratitude envers l'éducation dont je vous serai toujours redevable.*

*Merci*

*A mes chers oncles Outayeb Abderrahmane et Outayeb Rachid aucune dédicace ne pourra exprimer tout l'amour, l'estime, le respect et le dévouement que je vous porte. Vous qui m'avez inculqué des valeurs morales qui m'ont guidé dans tous les aspects de ma vie*

*A mes chères tentes Outayeb Fatima et Outayeb Ouiza*

*A mon cousin Outayeb Ghiles le frère que je n'ai jamais eu*

*A toute la famille Bouderbane*

*A toute ma famille pour leur soutien moral et physique*

*A mes amis Senouci Mohamed et Allal Sadam Hocine qui m'ont aidé et orienté, Merci*

*A mon cher ami Rezallah Abdelmoumen que je remercie pour son aide et son soutien afin de réaliser et finaliser ce travail.*

*Aux amis qui ont cru en moi, et qui m'ont tiré vers le haut.*

*Merci*

# Dédicace

*Je dédie ce mémoire à :*

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

*Mon père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie ;  
Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de  
toi.*

*A ma chère sœur Siham pour son encouragement permanent, et  
son soutien moral.*

*A mes chers frères Bilal et Nvi pour leur appui et leur  
encouragement.*

*A ma fiancée qui m'a apporté un soutien sans faille, et un apport de  
taille, celle qui a toujours cru en moi, et dont la présence me rend tout en  
émoi. ma lumière, sans équivalent dans la terre toute entière.*

*A mes amis qui ont cru en moi, et qui m'ont tiré vers le haut.*

*Merci*

**Table des matières :**

Table des illustrations.

Liste des tableaux.

Introduction.....1

**Chapitre I : Généralités sur les réservoirs carbonatés non-conventionnels.**

I.1. Réservoir conventionnel : .....3

I.2. Réservoir non-conventionnel : .....3

I.2.1. Types d'hydrocarbures non-conventionnels : .....4

I.2.1.a. Les hydrocarbures liquides non-conventionnels. ....4

A) Les pétroles non-conventionnels contenus dans un réservoir : .....5

1-Les pétroles de réservoirs compacts (tight oils) : .....5

2-Les pétroles lourds ou extra-lourds (heavy, extra-heavyoils) : .....6

3-Les sables bitumineux (oil sands, tar sands) : .....6

B) Les pétroles non-conventionnels contenus dans une roche-mère : .....7

1-Les schistes bitumineux (oil shales) : .....7

2-Les pétroles de schistes (shale oil) : .....8

I.2.1.b. Les hydrocarbures gazeux non conventionnels : .....8

A) Les gaz non-conventionnels contenus dans un réservoir : .....8

1-Les gaz de réservoirs compacts : .....8

B) Les gaz non-conventionnels contenus dans une roche-mère : .....8

1-le gaz de houille : .....8

2-Le gaz de schistes (shale gas) .....9

3-Les hydrates de méthane (methane hydrates) : .....10

I.3. L'intérêt que porte l'Algérie aux réservoirs non-conventionnels : .....11

I.4. La différence entre les réservoirs conventionnels et les réservoirs non-conventionnels :  
.....12

I.5. Les hydrocarbures conventionnels et non-conventionnels peuvent-ils coexister dans un même bassin sédimentaire ? .....13

I.6. La fracturation hydraulique : .....14

I.7. Les réservoirs carbonatés : .....15

I.7.1.Les différences entre les roches réservoirs de grès et de carbonates :.....16

I.7.2. Caractéristiques des réservoirs carbonatés : .....17

I.8. Les roches carbonatées : .....17

I.8.1. La géologie des carbonates : .....	17
A) Les sédiments carbonatés : .....	17
B) Les environnements de dépôt : .....	18
C) La diagenèse des carbonates : .....	19
I.8.2. Classification des roches carbonatées : .....	20
<b>Chapitre II : Géologie du Nord de l'Algérie.</b>	
II. Aperçu sur la géologie du Nord de l'Algérie : .....	22
II.1. Les bassins sédimentaires du Nord de l'Algérie : .....	23
II.1.1. Aspect stratigraphique : .....	24
II.1.2. Aspect structural : .....	24
II.1.3. Roches mères : .....	25
II.1.4. L'Albien supérieur (Vraconien) : .....	25
II.1.5. Le Cénomaniens-Turonien : .....	25
II.2. Bassins : Atlas / Sud-Est Constantinois / Chott El Melhir : .....	26
II.2.1. Historique du Bassin Sud-Est Constantinois : .....	27
II.2.2. Pièges et réservoirs du Sud-Est Constantinois : .....	29
II.2.2.a. Systèmes pétroliers : .....	29
A) Niveau crétacé : .....	29
B) Roches couvertures : .....	31
C) Roche mère : .....	31
D) Réservoirs : .....	32
E) Roches couvertures : .....	32
F) Types de pièges : .....	32
II.3. Résultats et perspectives : .....	33
II.3.1. Résultats des enregistrements diagraphiques au niveau de l'objectif pétrolier : .....	33
<b>Chapitre III : Inversion simultanée.</b>	
I. Théorie de l'inversion : .....	36
I.1. Introduction : .....	36
I.2. Qu'est-ce qu'un problème inverse ? .....	36
I.3. Problème bien ou mal posé : .....	37
I.3.a. Origine du problème mal posé : .....	38
I.3.b. Formulation du problème : .....	38
I.4. Problème inverse linéaire : .....	39

A) Méthode des moindres carrés : .....	40
B) Régularisation du problème inverse linéaire : .....	41
B.1) L'information a priori : .....	41
B.2) Formulation mathématique de la régularisation : .....	41
I.5. Résolution du problème inverse : .....	42
I.5.1. Données et Paramétrisation : .....	42
I.5.2. Modélisation : .....	42
I.5.3. Fonction coût : .....	43
II .Inversion sismique : .....	44
II.1 Définition de l'inversion sismique : .....	44
II.2 Objectif de l'inversion sismique : .....	44
II.3. Modélisation direct : .....	45
II.3.1. Modèle convolutionnel de la trace sismique : .....	46
II.3.2. L'ondelette : .....	46
II.3.3. Caractéristiques des ondelettes : .....	46
II.4. Avantages et inconvénients de l'inversion sismique : .....	48
II.5. Types d'inversion : .....	49
II.5.1. Inversion post-stack : .....	50
II.5.2. Inversion pré-stack simultanée des données sismiques : .....	53
A) Introduction : .....	53
B) Avantages de L'inversion sismique simultanée : .....	54
C) Formulation mathématique de l'inversion simultanée : .....	55
1) Approximation d' <i>Aki</i> et Richards : .....	56
2) Approximation de <i>Shuey</i> : .....	57
3) Approximation de Fatti et al : .....	58
D) Modélisation des données avant sommation : .....	58
E) Résolution de l'inversion pré-stack : .....	60
F) Équation de l'inversion simultanée : .....	63
II.6. Information et données requises pour l'inversion sismique : .....	63
II.6.1. Les données sismiques : .....	63
II.6.2. Les données de puits : .....	64
II.6.3. Les ondelettes sismiques : .....	66
II.6.4. Construction du modèle initial : .....	67

**Chapitre IV : Caractérisation de réservoirs.**

IV.1. Présentation des données utilisées : .....	68
IV.1.1. Paramètres pétrophysiques : .....	69
IV.1.2. Résultats d'inversions : .....	69
IV.1.3. Attributs sismiques : .....	69
IV.2. Utilités des attributs sismiques : .....	70
IV.3. Classification des attributs sismiques : .....	70
IV.3.1. Attributs Géométriques : .....	71
IV.3.2. Attributs Physiques : .....	72
A) Attributs Post-Stack : .....	72
B) Attributs Pre-Stack : .....	77
IV.4. Les différentes méthodes géostatistiques : .....	77
IV.4.1. Single attribute (cross plotting): .....	78
IV.4.2. Multiple attributes (régression linéaire multivariée) : .....	79

**Chapitre V : Application sur des données réelles.**

V.1. Introduction : .....	83
V.1.1. Objectif de l'étude : .....	84
V.2. Construction de la base des données : .....	85
V.2.1. Les données sismiques : .....	85
V.2.1.a. Les CDP gathers : .....	85
V.2.1.b. Les horizons sismiques : .....	87
V.2.1.c. Le modèle de vitesse quadratique moyenne ( $V_{RMS}$ ) : .....	87
V.2.2. Les données de puits : .....	88
V.2.2.a. Corrélation inter-puits : .....	90
V.3. Physique des roches : .....	90
V.3.1. Etude de faisabilité : .....	92
V.3.1.a. Discrimination lithologique : .....	92
V.3.1.b. Identification des fluides : .....	95
V.3.2. Génération des logs manquants : .....	97
V.3.2.a. Génération du log de vitesse des ondes S : .....	97
1- Méthode de Castagna : .....	97
2- Méthode des attributs multiples : .....	99
3- Méthode d'ENAGEO_robust : .....	101

V.3.2.b. Comparaison entre les trois méthodes (control de qualité) : .....	102
V.4. Pré-conditionnement des données sismiques : .....	104
V.4.1. Filtres passe-bande (BPF) : .....	105
V.4.2. Corrections statiques résiduelles (TrimStatics) : .....	106
V.4.3. Super gather: .....	107
V.4.4. Angles gathers: .....	108
V.4.5. Sommation partielle : .....	110
V.4.6. contrôle de qualité sur les résultats du pré conditionnement : .....	111
V.5. Calage des données de puits aux données sismiques (well-tie) : .....	114
V.5.1. La correction du sonic par le checkshot : .....	115
V.5.2. Corrélation et extraction de l'ondelette : .....	116
V.5.2.a. Extraction statistique des ondelettes : .....	116
V.5.2.b. Calage des données de puits aux données sismiques : .....	117
V.5.2.c. Extraction des ondelettes moyennes : (méthode Full-Wavelet) : .....	119
V.5.2.d. Calage des données de puits aux données sismiques : .....	121
V.6. Inversion des données sismiques : .....	124
V.6. 1. Modèles initiaux de basse fréquence : .....	124
V.6.2. Analyses d'inversion aux niveaux des puits : .....	126
V.6.3. Inversion du volume sismique 3D : .....	129
V.6.3.1. Contrôle de qualité après inversion sur les puits P-1 et P-5 : .....	132
V.6.4. Génération des horizons-slices : .....	134
V.7. Application de la géostatistique pour la génération des volumes pétrophysiques : ....	127
V.7.1. Présentation des données utilisées : .....	138
A) Paramètres pétrophysiques : .....	138
B) Résultats d'inversions : .....	138
C) Attributs sismiques : .....	139
V.7.2. Application des méthodes géostatistiques : .....	143
A. Volume d'argile (Vsh) : .....	143
B. Porosité totale ( $\Phi_t$ ) : .....	149
C. Porosité effective ( $\Phi_e$ ) : .....	154
D. Saturation en eau ( $S_w$ ) : .....	159
Conclusion générale : .....	168
Références bibliographiques : .....	169

Tables des illustrations :

Figure (I-01) : exemple d'un réservoir conventionnel.....	<b>3</b>
Figure (I-02) : exemple d'un réservoir non-conventionnel.....	<b>4</b>
Figure (I-03) : Les différents types de fluides d'hydrocarbures non conventionnels avec la pointe supérieure du triangle (en jaune) qui représente les hydrocarbures liquides conventionnels.....	<b>5</b>
Figure (I-04) : Étapes de migration des hydrocarbures conventionnels (à gauche) et de ceux de réservoir compact (à droite).....	<b>5</b>
Figure (I-05) : Hydrocarbure lourd.....	<b>6</b>
Figure (I-06) : Sables bitumineux.....	<b>7</b>
Figure (I-07) : Schistes bitumineux.....	<b>7</b>
Figure (I-08) : Les hydrocarbures gazeux non conventionnels.....	<b>8</b>
Figure (I-09) : Bloc d'hydrate de méthane (clathrate).....	<b>10</b>
Figure (I-10) : Les bassins identifiés en Algérie comme potentiels en gaz de schiste.....	<b>11</b>
Figure (I-11) : la différence entre les réservoirs conventionnels et les réservoirs non-conventionnels.....	<b>13</b>
Figure (I-12) : coexistence des hydrocarbures conventionnels et non-conventionnels dans un même bassin sédimentaire.....	<b>13</b>
Figure (I-13) : deux cas de fracturation hydraulique, depuis un forage vertical ou horizontal. <b>15</b>	<b>15</b>
Figure (I-14) : Répartition géographique des réservoirs (gréseux et carbonatés) de pétrole dans le monde, les réservoirs silico-clastiques en rouge et ceux de carbonates en bleu.....	<b>17</b>
Figure (I-15) : Différentes morphologies de plate-forme carbonatées.....	<b>19</b>
Figure (II-1) : Carte géologique du nord de l'Algérie, et écorché pré-Mésozoïque de la plate-forme.....	<b>22</b>
Figure (II-2) : Cadre structural, gisements et champs de pétrole mis en évidence dans le nord de l'Algérie.....	<b>24</b>
Figure (II-3) : Corrélations des séries de l'Albien depuis la Meseta oranaise jusqu'au Sud-Est Constantinois.....	<b>25</b>
Figure (II-4) : Carte des bassins sédimentaires du nord de l'Algérie et position du bassin Sud-Est Constantinois.....	<b>26</b>
Figure (II-5) : Coupe stratigraphique synthétique de Bassins du Sud-Est Constantinois.....	<b>30</b>
Figure (II-6) : Corrélations diagraphiques entre les puits (GR et DT), l'objectif pétrolier sélectionné entre les horizons H <sub>1</sub> et H <sub>2</sub> (en jaune), les zones réservoirs des carbonates (calcaires) (en bleu).....	<b>34</b>
Figure (II-7) : les logs enregistrés au niveau du puits P-3 et leur interprétation, et les niveaux contenant les huiles (cadrés en rouge).....	<b>35</b>
Figure (III-1) : La division classique d'un problème direct et un problème inverse.....	<b>36</b>
Figure (III-2) : Modèle unidimensionnel du sous-sol.....	<b>45</b>
Figure (III-3) : type d'ondelette en fonction du spectre de phase.....	<b>47</b>
Figure (III-4) : Problème direct en sismique.....	<b>47</b>
Figure (III-5) : Problème inverse en sismique.....	<b>48</b>
Figure (III-6) : Sommaire des méthodes d'inversion sismique.....	<b>49</b>
Figure (III-7) : Méthode générale pour l'inversion après sommation.....	<b>50</b>
Figure (III-8) : la géométrie du trajet du rayon pour une seule paire source-récepteur dans une couche à vitesse constante.....	<b>59</b>
Figure (III-9) : Méthode générale pour l'inversion avant sommation.....	<b>60</b>
Figure (III-10) : Cross-plot entre $\ln(Z_p)$ et $\ln(Z_s)$ (droite) et $\ln(Z_p)$ et $\ln(\rho)$ .....	<b>62</b>
Figure (III-11) : principe de la sommation en couverture multiple.....	<b>64</b>
Figure (IV-1) : Exemple de classification des attributs sismiques.....	<b>71</b>
Figure (IV-2) : Crossplot entre la porosité- densité du log cible et l'attribut sismique.....	<b>78</b>

Figure (IV-3) : Modélisation du log cible.....	<b>80</b>
Figure (IV-4) : Fonctionnement de l’algorithme Stepwise regression.....	<b>82</b>
Figure (V-1) : Vue des différents logiciels existant dans le software Hampson-Russell.....	<b>83</b>
Figure (V-2) : Positionnement des puits (plan de position).....	<b>85</b>
Figure (V-3) : Les CDP gathers coïncidents avec les puits P-2, P-3 et P-4.....	<b>86</b>
Figure (V-4) : Les cartes en isochrones aux niveaux des horizons H <sub>1</sub> et H <sub>2</sub> .....	<b>87</b>
Figure (V-5) : Modèle de vitesse V <sub>RMS</sub> en m/s.....	<b>87</b>
Figure (V-6) : Les diagraphies enregistrées aux niveaux des puits P <sub>2</sub> , P <sub>3</sub> et P <sub>4</sub> .....	<b>89</b>
Figure (V-7) : corrélation entre les puits (log GR), et la ligne arbitraire qui passe par les cinq puits.....	<b>90</b>
Figure (V-8) : workflow de la physique des roches.....	<b>91</b>
Figure (V-9) : Analyse de facies (comportement physique et acoustique du réservoir).....	<b>92</b>
Figure (V-10) : Cross plot Z <sub>S</sub> VS Z <sub>P</sub> et attribut de couleur de Vsh,et les logs de Z <sub>S</sub> Z <sub>P</sub> et de Vsh.....	<b>93</b>
Figure (V-11) : Crossplot Pr (Poisson-ratio) VS Ed (module de Young) ; attribut de couleur de Vsh,et les logs de Z <sub>s</sub> Z <sub>p</sub> et log Vsh.....	<b>93</b>
Figure (V-12) : cross plot Mu-Rho en fonction du Lambda-Rho coloré par le volume d’argile (Vsh). .....	<b>94</b>
Figure (V-13) : Crossplot du coefficient de Poisson en fonction du rapport V <sub>p</sub> /V <sub>s</sub> .....	<b>96</b>
Figure (V-14) : cross plot DTS en fonction de DT, et la droite de régression pour tirer les constantes a et b, calcaire (en bleu) marne (en brun). .....	<b>98</b>
Figure (V-15) : les logs et les cross plots (générés et originaux) de Vs des puits P-2 et P-3....	<b>99</b>
Figure (V-16) : L’erreur d’estimation de la vitesse des ondes de cisaillements par la méthode multiple-attributs en fonction du nombre d’attributs.....	<b>100</b>
Figure (V-17) : cross plot représentant le taux de corrélation entre les logs S-wave générés avec les originaux dans les puits P-2 et P-3.....	<b>100</b>
Figure (V-18) : les logs générés (en rouge) et originaux(en noir) de Vs dans les puits P-2 et P-3.....	<b>101</b>
Figure (V-19) : crossplot DTS-Robust (Vs généré) en fonction de DTS (Vs original) dans les puits P-2 et P-3 avec un taux de corrélation de 92% pour le P-2 et de 93% pour le P-3.....	<b>101</b>
Figure (V-20) : cross-plot des DTS générés en fonction des DTS originaux dans P-4 pour les trois méthodes.....	<b>102</b>
Figure (V-21) : la corrélation entre le log de DTS (Vs) enregistré et le log DTS-ENAGEO généré au niveau du puits P-2.....	<b>103</b>
Figure (V-22) : la corrélation entre le log DTS(Vs) enregistré et le log de DTS ENAGEO généré au niveau du puits P-3.....	<b>103</b>
Figure (V-23) : Résultat de la génération de S-wave au niveau du puits P-4 par la méthode ENAGEO_Robust.....	<b>103</b>
Figure (V-24) : CDP gather brut avant pré-conditionnement au voisinage des puits P-1 et P-5.....	<b>104</b>
Figure (V-25) : workflow du préconditionnement des données sismique.....	<b>105</b>
Figure (V-26) : Comparaison entre les Spectres d’amplitude avant et après Filtre passe band en dB. En bleu avant filtrage, en gris après filtrage.....	<b>105</b>
Figure (V-27) : CDP avant (à gauche) et après (à droite)correction statique résiduelle au voisinage du puits 3.....	<b>106</b>
Figure (V-28) : Comparaison entre les Spectres d’amplitude avant et après correction statique résiduelle.....	<b>107</b>
Figure (V-29) : Résultat du super gather au voisinage du puits P-3, gather avant super gather (à gauche) et gather après super gather (à droite).....	<b>108</b>
Figure (V-30) : Comparaison entre les Spectres d’amplitude avant et après Super gather.....	<b>108</b>

Figure (V-31) : Résultat angle gather au voisinage du puits «P-3», gather avant conversion offset-angle (à gauche) et après (à droite).....	<b>109</b>
Figure (V-32) : Résultat angle gather au voisinage du puits «P-3» et les gammes d'angles, gather avant conversion offset-angle (à gauche) et après (à droite).....	<b>110</b>
Figure (V-33) : Résultats de la sommation partielle (angle stack).....	<b>110</b>
Figure (V-34) : Angle stack sur chaque gamme d'angle après la sommation partielle.....	<b>111</b>
Figure (V-35) : CDP Stack brut (à gauche) et après Angle Stack (à droite) avec une échelle de couleurs.....	<b>111</b>
Figure (V-36) : CDP Stack brut (à gauche) et après Angle Stack (à droite).....	<b>112</b>
Figure (V-37) : CDP gather brut (à gauche) et après Super Gather (à droite).....	<b>112</b>
Figure (V-38) : Cross Plot Near Stack en fonction de l'Angle Stack.....	<b>113</b>
Figure (V-39) : Cross Plot Mid Stack en fonction de l'Angle Stack.....	<b>113</b>
Figure (V-40) : cross plot Far Stack en fonction de l'Angle Stack.....	<b>113</b>
Figure (V-41) : les gammes d'angles stack.....	<b>114</b>
Figure (V-42) : workflow du calage sismique-puits.....	<b>114</b>
Figure (V-43) : correction check shoot (table temps profondeur) sur les trois puits.....	<b>115</b>
Figure (V-44) : Ondelettes statistiques des trois gammes (Near, Mid, Far) et spectres de phases du puits P-3.....	<b>117</b>
Figure (V-45) : la corrélation des ondelettes statistique au niveau du puits P-3 des trois gammes d'angles.....	<b>118</b>
Figure (V-46) : Les ondelettes moyennes (finales) des trois gammes.....	<b>120</b>
Figure (V-47) : superposition des ondelettes moyennes.....	<b>120</b>
Figure (V-48) : la corrélation des ondelettes moyennes dans la gamme d'angles Near.....	<b>121</b>
Figure (V-49) : la corrélation des ondelettes moyennes dans la gamme d'angles Mid.....	<b>122</b>
Figure (V-50) : la corrélation des ondelettes moyennes dans la gamme d'angles Far.....	<b>123</b>
Figure (V-51) : Modèle initial de l'impédance acoustique ( $Z_p$ ) passant par les puits «P-2», «P-3», «P-4».....	<b>124</b>
Figure (V-52) : Modèle initial de l'impédance acoustique ( $Z_s$ ) passant par les puits «P-2», «P-3», «P-4».....	<b>125</b>
Figure (V-53) : Modèle initial de la densité passant par les puits «P-2», «P-3», «P-4».....	<b>125</b>
Figure (V-54) : Relation entre $Z_p$ et $Z_s$ , $Z_p$ et densité aux niveaux des trois puits.....	<b>126</b>
Figure (V-55) : Analyses d'inversion aux niveaux des trois puits, résultat d'inversion (en rouge) et log original (en bleu).....	<b>127</b>
Figure (V-56) : crossplots des logs après inversion en fonction des logs originaux des paramètres acoustiques $Z_s$ , $Z_p$ et $\rho$ aux niveaux des cinq puits.....	<b>128</b>
Figure (V-57) : Ligne arbitraire qui passe par les trois puits «P-2», «P-3» et «P-4».....	<b>129</b>
Figure (V-58) : Modèle initial(en haut) et modèle après inversion(en bas) de - Impédance acoustique P ( $Z_p$ ) qui passe par les trois puits.....	<b>129</b>
Figure (V-59) : Modèle initial(en haut) et modèle après inversion(en bas) de - Impédance acoustique S ( $Z_s$ ) qui passe par les trois puits.....	<b>130</b>
Figure (V-60) : modèle initial(en haut) et modèle après inversion(en bas) de la Densité ( $D_n$ ). .....	<b>130</b>
Figure (V-61) : résultat de $Z_s$ , $Z_p$ et la densité passant par le puits P-2.....	<b>131</b>
Figure (V-62) : résultat de $Z_s$ , $Z_p$ et la densité passant par le puits P-3.....	<b>131</b>
Figure (V-63) : résultat de $Z_s$ , $Z_p$ et la densité passant par le puits P-4.....	<b>132</b>
Figure (V-64) : Ondelette statistique et sa corrélation au niveau du puits P-1, avec un taux de corrélation de 98.8%.....	<b>133</b>
Figure (V-65) : Ondelette statistique et sa corrélation au niveau du puits P-5, avec un taux de corrélation de 99%.....	<b>133</b>
Figure (V-66) : Résultats après inversion de $Z_p$ , $Z_s$ et la densité passant par le puits P-1....	<b>134</b>

Figure (V-67) : Résultats après inversion de $Z_p$ , $Z_s$ et la densité passant par le puits P-5.....	134
Figure (V-68) : Horizons slices de $Z_p$ , $Z_s$ , Densité, $V_p$ , $V_s$ et le rapport $V_p/V_s$ .....	135
Figure (V-69) : Schéma représentant les inputs et les outputs de notre application.....	137
Figure (V-70) : Données d'entraînement du volume d'argile ( $V_{sh}$ ) aux niveaux des trois puits « P-2 », « P-3 », et « P-4 ».....	139
Figure (V-71) : Données d'entraînement de la porosité totale ( $\Phi_t$ ) aux niveaux des trois puits « P-2 », « P-3 », et « P-4 ».....	140
Figure (V-72) : Données d'entraînement de la porosité effective ( $\Phi_e$ ) aux niveaux des trois puits « P-2 », « P-3 », et « P-4 ».....	141
Figure (V-73) : Données d'entraînement de la saturation en eau ( $S_w$ ) aux niveaux des trois puits « P-2 », « P-3 », et « P-4 ».....	142
Figure (V-74) : cross plot de l'attribut (1/Lambda-Rho).....	144
Figure (V-75) : Application de la relation linéaire au niveau des puits « P-2 », « P-3 » et « P-4 » ( $V_{sh}$ ).....	144
Figure (V-76) : Evaluation de l'erreur d'entraînement et l'erreur de validation.....	146
Figure (V-77) : Application de la loi multilinéaire au niveau des trois puits ( $V_{sh}$ ).....	147
Figure (V-78) : Validation de la loi multilinéaire aux niveaux des puits ( $V_{sh}$ ).....	148
Figure (V-79) : Volume d'argile généré par la méthode Multi-Attributs.....	149
Figure (V-80) : cross plot de l'attribut ( $V_{shale\_M}$ ) **2.....	150
Figure (V-81) : Application de la relation linéaire au niveau des puits « P-2 », « P-3 », « P-4 ».....	150
Figure (V-82) : Evaluation de l'erreur d'entraînement et l'erreur de validation.....	151
Figure (V-83) : Application de la loi multilinéaire au niveau des puits.....	153
Figure (V-84) : Validation de la loi multilinéaire au niveau des puits P-2, P-3 et P-4.....	153
Figure (V-85) : la distribution sur le volume de la porosité totale ( $\Phi_t$ ).....	154
Figure (V-86) : cross plot de l'attribut (phase instantannée).....	155
Figure (V-87) : Application de la relation linéaire au niveau des puits « P-2 », « P-3 », « P-4 ».....	155
Figure (V-88) : crossplot d'évaluation de l'erreur d'entraînement (en noir) et l'erreur de validation(en rouge).....	156
Figure (V-89) : Application de la loi multilinéaire au niveau des puits P-2, P-3 et P-4.....	157
Figure (V-90) : Validation de la loi multilinéaire au niveau des puits P-2, P-3 et P-4.....	158
Figure (V-91) : la distribution sur le volume de la porosité totale ( $\Phi_t$ ).....	159
Figure (V-92) : cross plot de l'attribut (phase instantannée du $V_s$ ).....	160
Figure (V-93) : Application de la relation linéaire au niveau des puits « P-2 », « P-3 », « P-4 ».....	160
Figure (V-94) : Evaluation de l'erreur d'entraînement et l'erreur de validation.....	162
Figure (V-95) : Application de la loi multilinéaire au niveau des trois puits.....	163
Figure (V-96) : Validation de la loi multilinéaire au niveau des puits P-2, P-3 et P-4.....	163
Figure (V-97) : la distribution sur le volume de la saturation en eau ( $S_w$ ).....	164
Figure (V-98) : Horizon–slice de la porosité totale (PHIT).....	165
Figure (V-99) : Horizon –slice du volume d'argile ( $V_{sh}$ ).....	165
Figure (V-100) : Horizon –slice de la porosité effective (PHIE).....	166
Figure (V-101) : Horizon –slice de la saturation en eau ( $S_w$ ).....	166

**Liste des tableaux**

Tableau (III-1) : Résumé des différentes approximations pour les équations de *Zoeppritz*...**56**

Tableau (V-1) : Les paramètres d'acquisition des données sismiques 3D..... **85**

Tableau (V-2) : Inventaire des paramètres pétrophysiques enregistrées.....**88**

Tableau (V-3) : classement des attributs utilisé dans le single attribut..... **143**

Tableau (V-04) : Organisation des attributs faite par l'algorithme stepwise regression pour générer le volume d'argile.....**146**

Tableau (V-05) : coefficients des attributs formulant de l'équation multilinéaire.....**147**

Tableau (V-06) : classement des attributs utilisés dans le single attribut et leurs erreurs RMS.....**149**

Tableau (V-07) : Organisation des attributs faite par l'algorithme stepwise regression pour générer le volume d'argile.....**151**

Tableau (V-08) : coefficients des attributs qui formule l'équation multilinéaire.....**152**

Tableau (V-09) : classement des attributs utilisés dans le single attribut et leurs erreurs RMS.....**154**

Tableau (V-10) : Organisation des attributs faite par l'algorithme stepwise regression pour générer la porosité effective.....**156**

Tableau (V-11) : coefficients des attributs qui formule l'équation multilinéaire.....**157**

Tableau (V-12) : classement des attributs utilisés dans le single attribut et leurs erreurs RMS.....**159**

Tableau (V-13) : Organisation des attributs faite par l'algorithme stepwise regression pour générer le volume d'argile.....**161**

Tableau (V-14) : coefficients des attributs qui formule l'équation multilinéaire.....**162**

### Introduction

Si en Algérie les grands champs productifs se situent dans des formations gréseuses, il ne faudrait pas négliger l'intérêt que peuvent présenter les réservoirs carbonatés. Ces derniers constituent d'ailleurs un objectif d'exploration dans le nord du pays, où la tectonique est complexe, mais aussi dans la région sub-atlasique. A l'est de cette région, les formations carbonatées du Crétacé supérieur se situent en effet à des profondeurs accessibles par forage. La méthode utilisée pour l'exploitation des hydrocarbures est imposée par la nature du système pétrolier, plus spécialement par la nature pétro-physique du réservoir.

Les ressources non conventionnelles se traduisent généralement par des schistes (argiles) ou des tights (roches gréseuses et carbonatées compactes), Essentiellement en Algérie les études ont montré un haut potentiel de ressources non conventionnelles en matière d'hydrocarbures.

Les réservoirs carbonatés sont caractérisés par des paramètres pétro-physiques médiocres nécessitant dès lors, l'utilisation de techniques modernes et coûteuses, dans l'objectif d'augmenter leurs productivités et d'améliorer les réserves. La caractérisation de réservoirs est une technique qui implique l'intégration d'informations issues des disciplines de la géologie, de la géophysique et de l'ingénierie des gisements est primordiale de nos jours.

La caractérisation sismique des réservoirs d'hydrocarbures repose sur de différentes techniques, litho-sismique, géostatistique, algorithmes évolutifs et la pétro-physique. Afin d'aboutir à des résultats de caractérisation qui satisferont nos besoins, il est nécessaire de posséder des informations bien traitées et de bonne qualité.

L'objectif de ce travail est de mettre en évidence et délimiter la région susceptible de contenir des hydrocarbures (huiles). Cependant, sachant que la géologie de cette région est complexe et les roches réservoirs étant des carbonates(Limestone) de type compactes, quel moyen utilise-t-on pour en arriver,

La présente étude comporte cinq chapitres qui représentent les différentes étapes de la méthodologie choisie pour présenter le procédé de la caractérisation du réservoir et les différentes méthodes géostatistiques suivies pour la génération des volumes pétro-physiques.

- Le premier chapitre est un aperçu sur les réservoirs conventionnels et non conventionnels, et quelques notions sur les réservoirs carbonatés.
- Le deuxième chapitre consiste à donner des généralités sur la région étudiée.

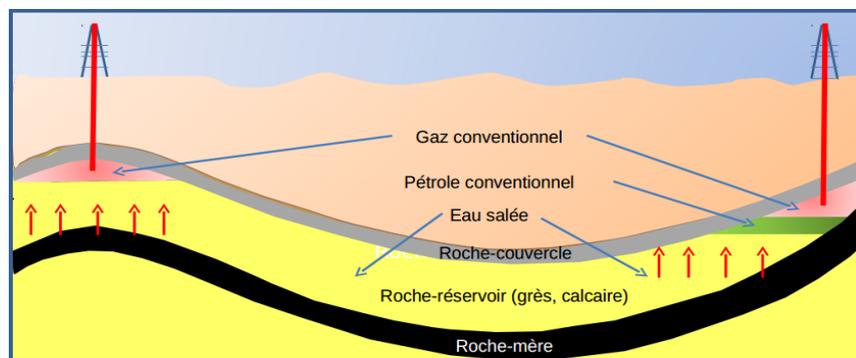
- Le troisième chapitre est consacré à l'inversion en générale, et plus précisément l'inversion simultanée qui est utilisée pour extraire les paramètres physiques à savoir : L'impédance  $Z_p$ , l'impédance  $Z_s$  et la densité à partir des données sismiques avant-sommation.
- Le quatrième chapitre englobe la présentation et l'application des méthodes géostatistiques linéaires, multilinéaires. Ainsi que la définition des attributs sismiques qui sont des données primordiales pour notre étude.
- Le cinquième chapitre est consacré à la partie pratique c'est-à-dire l'application de toutes ces méthodes sur les données réelles afin de générer le volume d'argile ( $V_{sh}$ ), de porosité totale ( $\phi_T$ ), de porosité effective ( $\phi_{eff}$ ), et de saturation en eau ( $S_w$ ).

### Introduction :

Alors que les réserves d'hydrocarbures naturels conventionnels décroissent (estimation à 60 ans de consommation), un certain nombre de pays se tournent de plus en plus vers l'extraction des hydrocarbures non-conventionnels nichés dans le charbon, les schistes et des réservoirs particulièrement difficiles à exploiter car ils permettent de réévaluer les réserves mondiales d'hydrocarbures de 60 à 250 % selon Petroleum Economist. Pour certains c'est la promesse d'un nouvel eldorado économique d'autant plus que les gisements sont disséminés dans de nombreux bassins sédimentaires dans le monde.

#### I.1. Réservoir conventionnel :

Un réservoir conventionnel nécessite la présence d'une roche mère, d'une roche réservoir et d'une roche couverture. Les hydrocarbures se sont formés dans la roche mère puis ont migré vers la roche-réservoir, qui se caractérise par un haut degré de perméabilité et de porosité. Ils y demeurent emprisonnés étant donné la présence de la roche couverture, laquelle a un degré de perméabilité et de porosité moindre. Un forage vertical jusqu'à la roche réservoir permet aujourd'hui de faire jaillir le pétrole ou le gaz sous pression, un exemple d'un réservoir conventionnel est illustré sur la figure (I-1) ci-dessous :

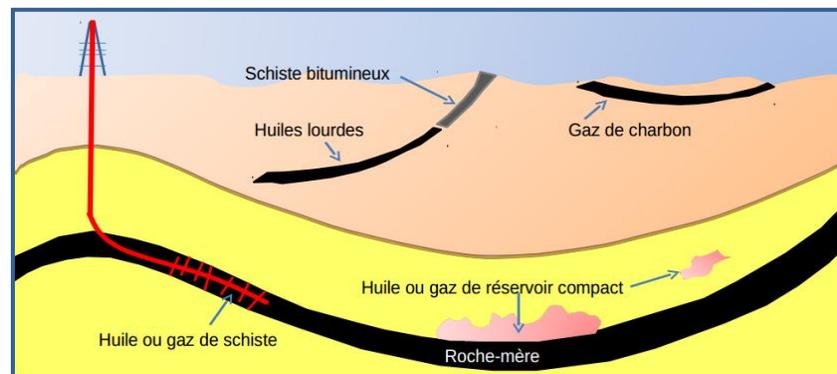


**Figure (I-1) : exemple d'un réservoir conventionnel (document IFP Energies nouvelles 2011).**

#### I.2. Réservoir non-conventionnel :

Un réservoir non-conventionnel requiert également une roche mère, mais en absence de roche-réservoir et de roche couverture. En effet, la roche mère maintient les hydrocarbures emprisonnés, étant donné son faible degré de porosité et de perméabilité. Il est possible aussi que les hydrocarbures restent dispersés dans les couches peu poreuses et peu perméables du bassin sédimentaire (réservoirs ultra-compacts).

Dans certains cas particuliers il peut arriver que les fluides emmagasinés dans la roche mère s'acheminent et migrent vers une roche compacte (tight) de faible porosité et de très faible perméabilité qui tend parfois vers zéro, ces fluides restent piéger à l'intérieur de cette roche. La figure (I-2) suivante résume ce type de réservoir :



**Figure (I-2) : Exemple d'un réservoir non-conventionnel (document IFP Energies nouvelles 2011).**

### I.2.1. Types d'hydrocarbures non-conventionnels :

Il n'existe pas de définition stricte de la notion d'hydrocarbures non-conventionnels. Dans la suite du chapitre il ne sera traité que des hydrocarbures non-conventionnels. Dans ce cas, on cherche à produire des hydrocarbures qui sont très difficiles à extraire, soit parce qu'ils se trouvent dans des couches très peu perméables, soit parce que la nature même de ces hydrocarbures les rend peu ou pas mobilisables.

La notion d'hydrocarbures non-conventionnels réside donc exclusivement dans leur mode d'extraction. La production à grande échelle de ces hydrocarbures représente ainsi un véritable challenge technologique.

#### I.2.1.a. Les hydrocarbures liquides non-conventionnels :

La pointe supérieure du triangle (en jaune) représente les hydrocarbures liquides conventionnels piégés dans des réservoirs de bonne qualité, faciles à développer. Au-dessous (en orange), on trouve les hydrocarbures non conventionnels piégés dans de très mauvais réservoirs (pétroles de réservoirs compacts, "tight oil") ou des pétroles visqueux (pétroles lourds ou extra-lourds "heavy oils"), voire des bitumes comme les sables bitumineux "oil sands".

La partie basse (en rouge) regroupe les hydrocarbures liquides non conventionnels piégés dans la roche mère : les schistes bitumineux, dans lesquels la matière organique n'a pas été

## Chapitre I Généralités sur les réservoirs carbonatés non-conventionnels

suffisamment transformée pour générer des hydrocarbures, et les pétroles de schiste, non expulsés de la roche mère. Cette classification est illustrée sur la figure (I-3).

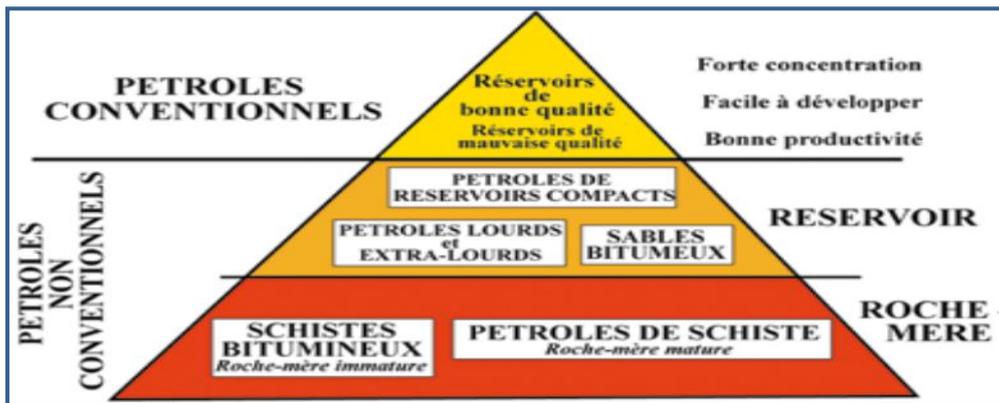


Figure (I-3) : Les différents types des fluides d'hydrocarbures non conventionnels avec la pointe supérieure du triangle (en jaune) qui représente les hydrocarbures liquides conventionnels (document IFP Energies nouvelles 2013).

### A) Les pétroles non-conventionnels contenus dans un réservoir :

#### 1- Les pétroles de réservoirs compacts (tight oils) :

Ce sont des hydrocarbures liquides contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables. On parle de "tight oils" quand, pour avoir une production commerciale d'hydrocarbures, il faut "stimuler" le réservoir dès sa mise en production. La production de ces "tight oils" nécessite souvent l'emploi de puits horizontaux et de la fracturation hydraulique. Sur la figure (I-4) suivante, on présente le réservoir compact et en contre partie le réservoir de pétrole conventionnel. La figure (I-4) suivante montre la différence entre les étapes de migration dans le cas d'un réservoir conventionnel, et celles dans le cas d'un réservoir compact (tight) :

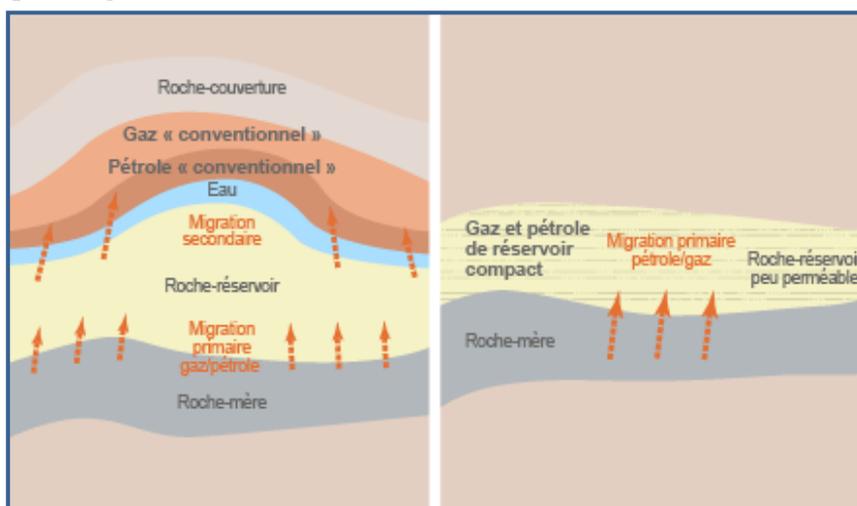


Figure (I-4) : Étapes de migration des hydrocarbures conventionnels (à gauche) et de ceux de réservoir compact (à droite) (source : document donnée de 2010 de l'AIE).

### **Remarque :**

Notons que le réservoir sur lequel on travaillera est un réservoir carbonaté très peu poreux et très peu perméable qui contient des fluides (tight oils), ce qui signifie qu'on est face à un réservoir compact (tight), et à cause de la difficulté de leurs extractions (extraient par des méthodes non traditionnelles) on peut le classer comme étant réservoir non-conventionnel.

### **2- Les pétroles lourds ou extra-lourds (heavy, extra-heavy oils) :**

Ces hydrocarbures sont appelés lourds du fait de leur forte densité et d'une très forte viscosité qui rend impossible une extraction classique même dans des réservoirs de bonne qualité. Il s'agit d'anciens gisements conventionnels dont le pétrole a été altéré par une intense activité bactérienne. Au début du 20<sup>e</sup> siècle, ce pétrole visqueux était extrait en carrières. Aujourd'hui, on l'exploite par des puits verticaux et horizontaux mais le rendement reste faible. Les principales réserves de pétroles lourds ou extra-lourds se situent au Venezuela et au Canada. On représente les hydrocarbures lourds sur la figure (I-5) suivante :



**Figure (I-5): Hydrocarbure lourd (<http://www.developpement-durable.gouv.fr>).**

### **3- Les sables bitumineux (oil sands, tar sands) :**

Les sables bitumineux sont composés de sable (le réservoir initial) et de bitume, qui est un mélange d'hydrocarbures très visqueux (voire solide) à température ambiante. Là encore, il s'agit d'un gisement conventionnel qui a migré vers la surface par des mouvements tectoniques associés à une érosion.

L'altération bactérienne est encore plus importante que pour les pétroles lourds ou extra-lourds, ce qui les rend extrêmement visqueux. On exploite ces sables bitumineux soit en mines soit en carrières (extraction à la pelle mécanique et acheminement vers une usine de traitement).

## **Chapitre I Généralités sur les réservoirs carbonatés non-conventionnels**

Les principales réserves de sables bitumineux se trouvent dans l'État de l'Alberta au Canada. Ceci est présenté sur la figure (I-6) :



**Figure (I-6) : Sables bitumineux (IFP Energies Nouvelles 2011).**

### **B) Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche-mère :**

#### **1- Les schistes bitumineux (oils shales) :**

Il s'agit d'une roche-mère de très bonne qualité mais qui n'a pas été suffisamment enfouie pour que la matière organique puisse être transformée en hydrocarbures. Pour "exprimer" ces hydrocarbures, il faut réaliser artificiellement ce que la nature n'a pas fait en les chauffant.

Ces "oil shales" sont exploités en carrières ou en mines puis chauffés à fortes températures (450 °C) ; l'huile ainsi formée est ensuite recueillie. Le rendement énergétique de ce type de pétrole non-conventionnel n'est pas bon, une grande partie de l'énergie produite servant à chauffer la roche. La production de ce type de pétrole est très occasionnelle et ne s'est développée que dans les périodes de conflit : c'est le fameux "pétrole de guerre". La figure (I-7) montre ce type de pétrole :



**Figure (I-7) : Schistes bitumineux (source: [www.oilshale.co.uk](http://www.oilshale.co.uk)).**

### 2-Les pétroles de schistes (shale oil) :

Dans ce cas, l'enfouissement de la roche-mère a été suffisant pour transformer la matière organique en hydrocarbures liquides. Ces hydrocarbures liquides restent piégés dans la roche-mère, qui est très peu poreuse et imperméable. L'exploitation de ces hydrocarbures liquides piégés nécessite alors l'utilisation de forages horizontaux et de la technique de fracturation hydraulique pour augmenter artificiellement la perméabilité de la roche. L'exploitation de ces pétroles de schistes n'a été rendue possible que par les avancées technologiques mises au point sur les gaz de schistes.

#### I.2.1.b. Les hydrocarbures gazeux non-conventionnels :

Dans le cas des gaz non conventionnels, le méthane est piégé dans des roches très peu poreuses et imperméables, ce qui ne permet pas une exploitation classique. la figure (I-8) montre les différents hydrocarbures gazeux conventionnels et ceux non-conventionnels :

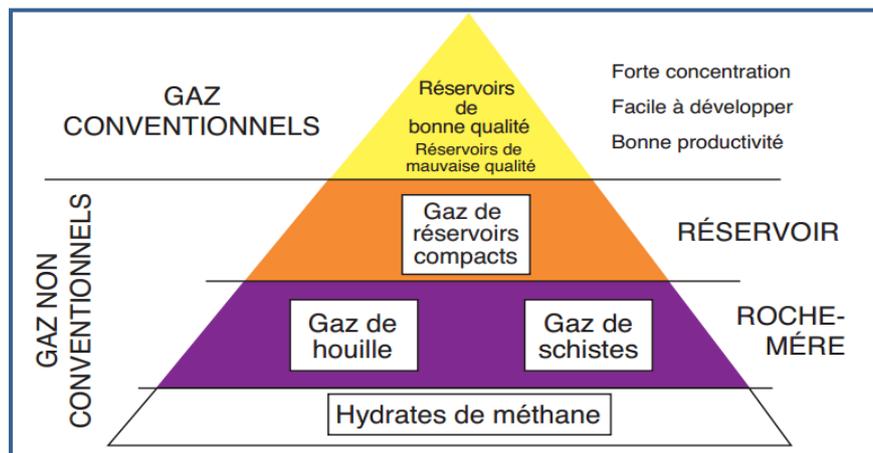


Figure (I-8) : Les hydrocarbures gazeux non conventionnels (document IFP Energies nouvelles 2013).

#### A) Les gaz non conventionnels contenus dans un réservoir :

##### 1- Les gaz de réservoirs compacts :

Ce sont des hydrocarbures gazeux contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables. Pour les produire, il faut stimuler le réservoir par fracturation hydraulique.

#### B) Les gaz non-conventionnels contenus dans une roche-mère :

##### 1- Le gaz de houille (Coalbed methane ou CBM) :

Le gaz de houille est le gaz naturel absorbé naturellement dans les charbons : c'est le fameux "grisou" tant redouté des mineurs.

## **Chapitre I Généralités sur les réservoirs carbonatés non-conventionnels**

Ce gaz est généralement produit à partir de couches de charbons qui sont soit trop profondes, soit de trop mauvaise qualité pour être exploitées en mine. La particularité du gaz de houille réside dans le fait que la majeure partie du méthane est absorbée par le charbon lui-même, l'autre fraction étant présente dans les fractures naturelles de la couche de charbon. La quantité de méthane adsorbé dépend de la classe (type) du charbon, ainsi que de sa nature. Pour exprimer ce méthane adsorbé sous forme gazeuse libre, il faut diminuer les conditions de pression. Cette dépressurisation s'effectue généralement en pompant l'eau interstitielle contenue dans les fractures du charbon.

### **2- Le gaz de schistes (shale gas) :**

Les gaz de schistes sont des gaz formés principalement par du méthane contenu dans des roches argileuses ayant une forte teneur en matière organique. Ces argiles (en fait souvent un mélange d'argiles, de silts ou de carbonates) ont été suffisamment enfouies pour que la matière organique ait été transformée en gaz.

Une grande partie de ce gaz reste piégée dans les argiles car elles sont presque imperméables.

Il faut donc les fracturer artificiellement pour produire ce gaz.

Le potentiel de production en gaz est d'autant plus important que la roche-mère est initialement riche en matière organique, que son enfouissement a été suffisant et que la composition minéralogique des argiles permet une fracturation naturelle ou artificielle efficace.

Quand les couches contenant du gaz de schistes sont portées à l'affleurement, le méthane s'exprime sous forme gazeuse, créant des indices de gaz qui peuvent s'enflammer spontanément.

L'Algérie, à elle seule, détient 707 trillions de pieds cubes (Tpi<sup>3</sup>) de gaz de schiste, soit 9,3% des réserves mondiales.

Elle est l'un des premiers pays producteurs de gaz conventionnel en Afrique, détient les troisièmes réserves mondiales de gaz de schiste, techniquement récupérables.

### 3- Les hydrates de méthane (methane hydrates) :

Les hydrates de méthane sont une forme de gaz non conventionnel tout à fait différente des trois précédentes même si là encore il s'agit de méthane. Les hydrates de méthane sont un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallise pour former un solide qui ressemble à de la glace.

Chimiquement, l'hydrate de méthane est un composé solide, résultat de la cristallisation d'un mélange d'eau et de méthane sous certaines conditions de température et de pression. C'est une source potentielle d'énergie fossile mais son exploitation s'avère actuellement complexe et coûteuse. Classé avec les gaz non conventionnels (gaz de schiste, gaz de charbon et gaz de réservoir compact), il est localisé principalement dans les régions où se trouve le pergélisol (couche du sol gelée en permanence, en Arctique par exemple) ou dans les couches sédimentaires des fonds océaniques.

Dans la nature, les conditions nécessaires pour se situer dans le domaine de stabilité des hydrates se trouvent dans la partie supérieure de la colonne sédimentaire des régions arctiques (très faible température - faible pression) ou dans la partie supérieure des sédiments en offshore profond (forte pression - température faible). À ce jour aucune exploitation commerciale n'est envisagée, seuls deux sites-pilote au Canada et au Japon testent les méthodes de production.

L'hydrate de méthane est constitué de molécules de méthane ( $\text{CH}_4$ ), entourées par un réseau de molécules d'eau ( $\text{H}_2\text{O}$ ) disposées en cage, d'où le nom de clathrates (du latin clatatus, encapsulé), aussi donné aux hydrates. La figure (I-9) suivante montre un échantillon d'hydrate de méthane :



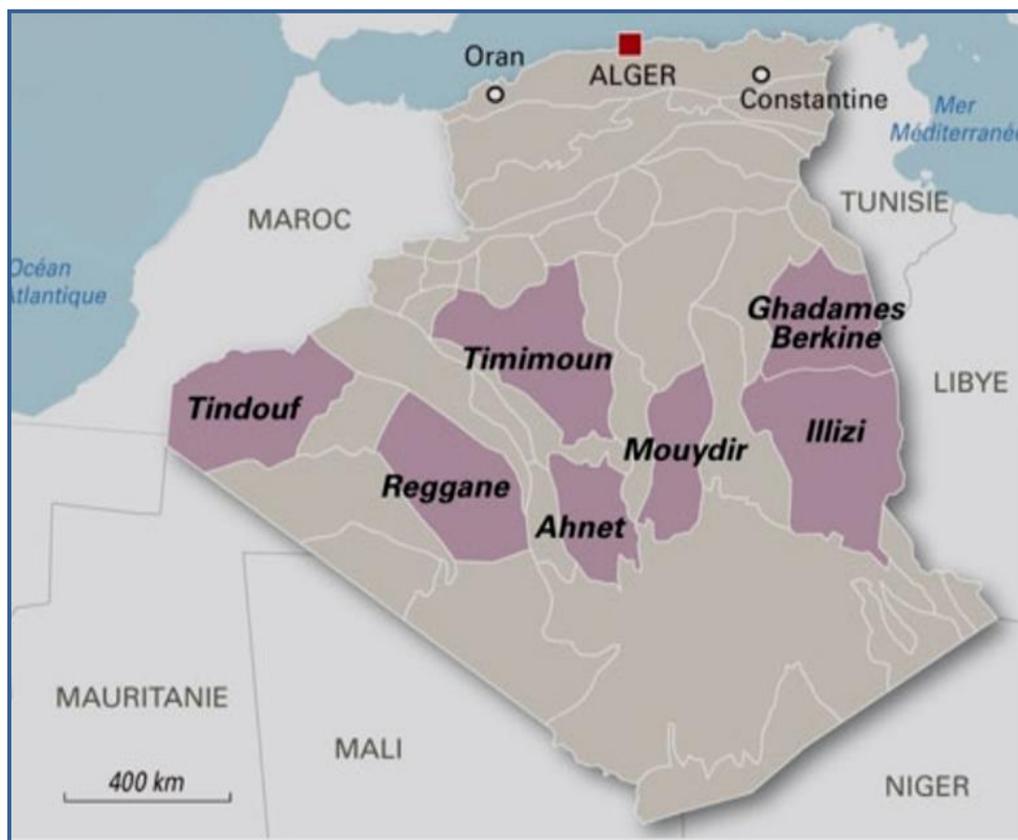
**Figure (I-9) : Bloc d'hydrate de méthane (clathrate) trouvé lors d'une expédition scientifique dans la zone de subduction située au large de l'Oregon (EUA), à une profondeur d'environ 1 200 mètres (source : <https://commons.wikimedia.org>).**

### I.3. L'intérêt que porte l'Algérie aux réservoirs non-conventionnels :

Alors que les réserves d'hydrocarbures naturel conventionnel décroissent (estimation à 60 ans de consommation), un certain nombre de pays (y compris l'Algérie) tournent de plus en plus vers l'exploration puis l'extraction des hydrocarbures non-conventionnels.

En effet, les hydrocarbures formés aux niveaux de la roche mère dont une trop petite quantité migre vers un réservoir de propriétés pétro-physique plus adéquates, mais ils en restent une très importante quantité qu'on aura besoin d'exploiter ensuite.

Donc en Algérie on essaie d'évaluer et optimiser ces réserves non-conventionnel et de faire des campagnes sismiques pour les localiser. Surtout dans le nord de l'Algérie, malgré des découvertes d'huile et de gaz de petite taille, le potentiel pétrolier n'a pas encore été complètement révélé du fait d'une géologie complexe. La figure (I-10) suivante représente les bassins identifiés en Algérie comme potentiels en gaz de schiste :



**Figure (I-10): Les bassins identifiés en Algérie comme potentiels en gaz de schiste**  
(source : <https://www.algeria-watch.org>)

### **I.4. La différence entre les réservoirs conventionnels et les réservoirs non-conventionnels :**

Le pétrole, qu'il soit conventionnel ou non, est issu de la transformation d'une roche riche en matière organique (la roche-mère). La matière organique se décompose en hydrocarbures par augmentation de la température géothermique et de la pression, lors de l'enfouissement de la roche sous le poids des strates s'accumulant dans un bassin sédimentaire.

Le caractère « non-conventionnel » ne distingue pas le processus de formation du pétrole, mais la composition de la roche dans laquelle il se trouve et par là, les techniques employées pour son extraction. Il en est de même pour le gaz. **(Figure I-11)**

Dans le cas d'un gisement conventionnel, les hydrocarbures formés au niveau de la roche-mère migrent vers une roche poreuse et perméable (appelée réservoir). Ils s'y accumulent et forment des gisements dont l'exploitation se fait par un ou plusieurs simples forages.

Dans le cas des gisements non conventionnels, les hydrocarbures restent dispersés dans les couches peu poreuses et peu perméables (voir imperméables) du bassin sédimentaire. Ils peuvent même être piégés dans la roche-mère (schistes bitumeux et pétroles de schiste). Dans d'autres cas (sables bitumeux et pétroles lourds et extra-lourds), les caractéristiques physiques du pétrole, très visqueux voire solide, ne permettent pas une exploitation classique.

Les techniques d'extraction du pétrole non conventionnel s'avèrent plus complexes, en ayant recours notamment à la fracturation hydraulique.

Ainsi, les gisements de pétrole conventionnel cohabitent pour la plupart avec les gisements de pétrole non conventionnel sur le même site géologique, mais non au sein d'un même réservoir.

On peut donc proposer la définition suivante : "Les hydrocarbures non-conventionnels se caractérisent par l'obligation de stimuler la roche dans laquelle ils sont piégés dès la première phase d'exploitation pour obtenir une production commerciale".

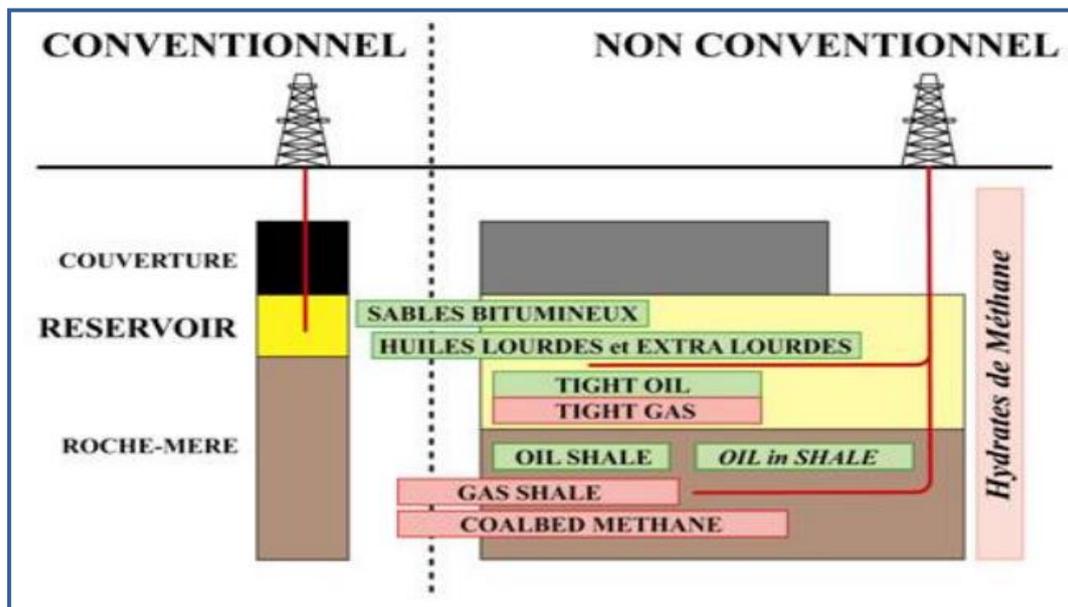


Figure (I-11) : la différence entre les réservoirs conventionnels et les réservoirs non-conventionnels.

**I.5. Les hydrocarbures conventionnels et non-conventionnels peuvent-ils coexister dans un même bassin sédimentaire ?**

Les hydrocarbures contenus dans un bassin sédimentaire sont tous issus de la transformation de la matière organique avec l'enfouissement et l'augmentation de la température et de la pression. Le système pétrolier et gazier est donc le même seul le mode d'exploitation qui va être différent. La figure (I-12) ci-dessous montre coexistence des hydrocarbures conventionnels et non-conventionnels dans un même bassin sédimentaire.

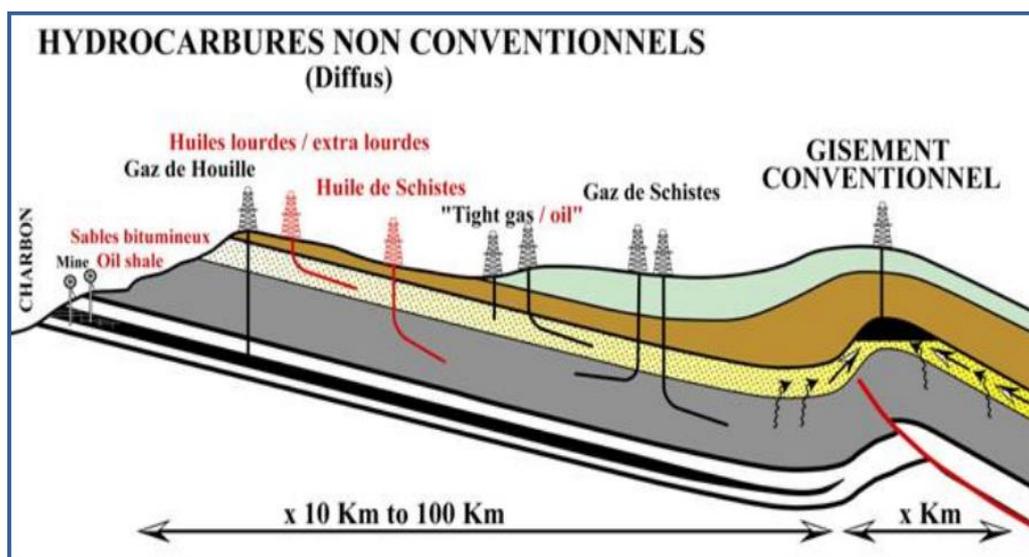


Figure (I-12) : coexistence des hydrocarbures conventionnels et non-conventionnels dans un même bassin sédimentaire (document IFP Energies Nouvelles 2011).

Les deux types d'hydrocarbures peuvent donc coexister dans un même bassin sédimentaire.

### I.6. La fracturation hydraulique :

Pour réaliser la fracturation hydraulique on va injecter de l'eau sous forte pression dans les puits qui traversent des formations qui se caractérisent par une très faible perméabilité, et ce en utilisant un forage horizontal ou vertical. En effet, c'est cette pression qui va "fracturer" les roches. Cette pression provoque l'apparition de fissures de quelques millimètres de large et qui vont se propager sur quelques dizaines de mètres. Le forage recoupant la roche riche en gaz et houille sur une grande longueur, ces petites fissures sont suffisantes pour produire des quantités de gaz et houilles importantes. La figure (I-13) illustre les deux cas de fracturation hydraulique.

Afin d'obtenir des pressions suffisantes pour fracturer la roche, on injecte de l'eau (95%) mais aussi du sable fin (4%) qui va empêcher les fractures de se refermer une fois la fracturation hydraulique terminée et permettre au gaz de "migrer" vers le puits de production.

On ajoute aussi des additifs chimiques qui vont permettre à la fracturation hydraulique d'être plus efficace, de produire plus de gaz et houille et donc de diminuer le nombre de puits nécessaires. La figure ci-dessous montre deux cas de fracturation hydraulique, depuis un forage vertical ou horizontal :

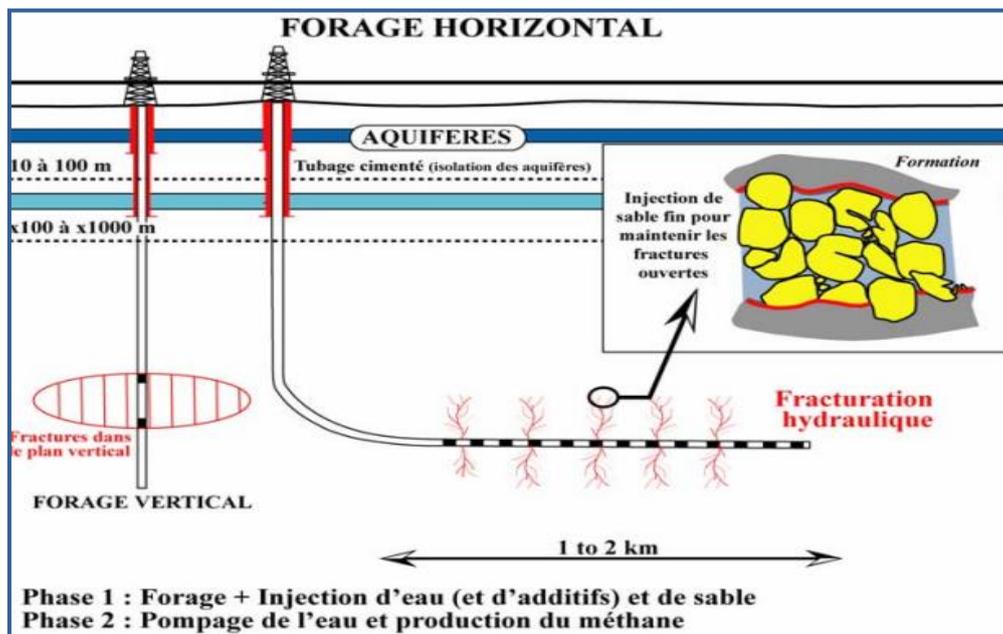


Figure (I-13) : deux cas de fracturation hydraulique, depuis un forage vertical ou horizontal. L'eau sous pression provoque un réseau de fractures que des particules solides ajoutées à l'eau empêchent de se refermer. On remarque la grande profondeur de ces forages, au-delà de 1.000 mètres et bien en dessous des nappes phréatiques (Schéma réalisé par l'IFP 2011).

### **I.7. Les réservoirs carbonatés :**

Les réservoirs carbonatés suscitent beaucoup d'intérêts, car ils représentent plus de 52% et 49% des réserves de pétrole et de gaz mondiales respectivement.

Les réservoirs doivent leur porosité et leur perméabilité à des processus de dépôt, de diagenèse ou de fracturation - individuellement ou en combinaison. Bien que nous nous concentrons sur les réservoirs d'hydrocarbures dans les roches carbonatées, de nombreux carbonates poreux et perméables sont des aquifères souterrains. Les réservoirs sont des corps tridimensionnels composés d'une matrice de roche et de réseaux de pores interconnectés. Si la géométrie tridimensionnelle (taille et forme) d'un système de pores raccordés est connue, il est possible (1) de déterminer les emplacements de forage dans des perspectives d'exploration ou de développement, (2) estimer le volume de la ressource dans le réservoir ou l'aquifère, (3) obtenir une extraction optimale de la ressource, (4) déterminer s'il est pratique de forer des puits (de remplissage) supplémentaires afin d'obtenir un espacement optimal entre les puits de champ au cours du développement, et (5) prédire le chemin que suivront les fluides injectés lorsqu'ils «balayeront» les hydrocarbures restants lors de la récupération secondaire et améliorée. Au sens large, les études sur les réservoirs incluent la géologie des réservoirs, la caractérisation des réservoirs et leur ingénierie. Pour éviter toute confusion dans la terminologie relative aux réservoirs de carbonate, certains termes courants sont discutés dans les paragraphes suivants.

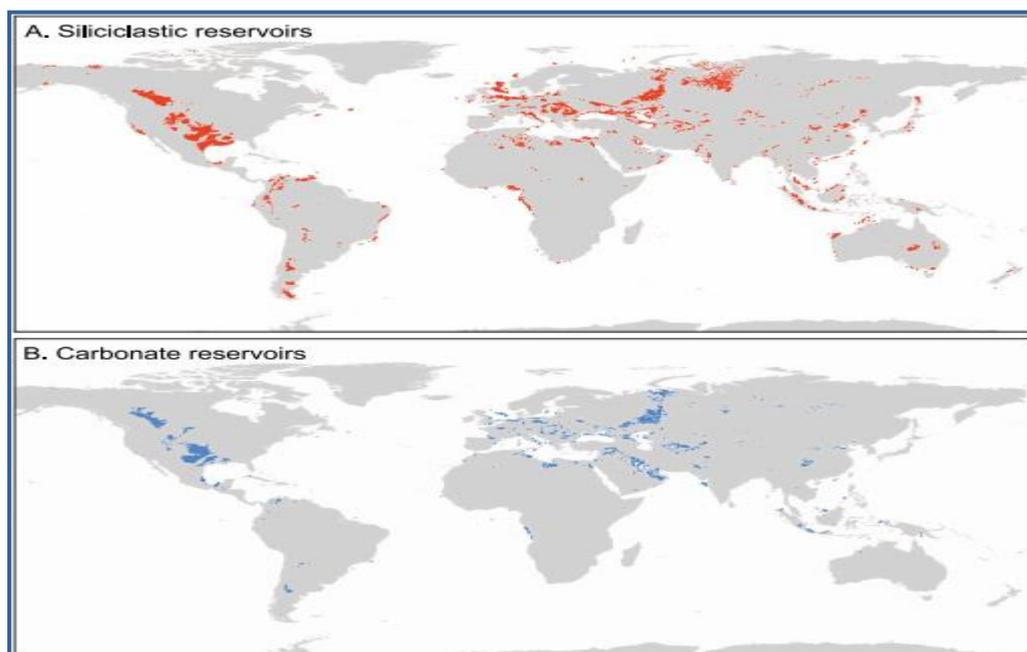
Les principales raisons d'étudier les réservoirs de carbonate et les aquifères sont d'apprendre comment trouver, extraire et gérer le pétrole, le gaz, l'eau utilisable ou les autres ressources qu'ils contiennent. Les carbonates contiennent environ la moitié du pétrole et du gaz de la planète, une grande partie de ses eaux souterraines, ainsi que de vastes gisements de minerais métallifères. Pourtant, parmi les textes relativement rares sur la géologie des réservoirs, seuls quelques-uns traitent des carbonates. Des réservoirs de carbonate se trouvent dans le sous-sol, de sorte que la plupart des données utilisées pour les étudier proviennent de carottes de forage, de déblais de forage, de diagraphies, de tests de puits, de données de production et de mesures géophysiques. En bref, il existe de nombreuses caractéristiques rocheuses et pétro-physiques dans les carbonates qui recèlent une mine d'informations sur l'origine et l'architecture des réservoirs carbonatés. Les caractéristiques pétrologiques et structurales des réservoirs de carbonate sont décrites, s'inspirant à la fois de la caractérisation et de l'ingénierie des réservoirs. La forte hétérogénéité et complexité des réservoirs carbonatés vient de la spécificité des carbonates à être formés dans des environnements particuliers à

## **Chapitre I Généralités sur les réservoirs carbonatés non-conventionnels**

partir de sédiments d'origine biochimique qui, une fois déposés sont constamment remaniés au cours du temps. La géologie des carbonates (nature des roches, stratigraphie séquentielle, environnements de dépôt, processus diagénétiques et évolution et classification de la porosité).

### **I.7.1. Les différences entre les roches réservoirs de grès et de carbonates :**

Les deux différences fondamentales entre les roches réservoirs de grès et de carbonates sont (1) le site de production de sédiments (allochtone pour les grès vs autochtones pour les carbonates) et (2) la plus grande réactivité chimique des minéraux carbonatés. Cette dernière différence a une signification fondamentale pour la diagenèse et la qualité du réservoir, de sorte que les strates silicico-élastiques ne présentent généralement que des effets mineurs de la diagenèse eogénétique que les concrétions carbonatées et le développement du sol, alors que les carbonates se caractérisent par une importante lithification précoce et une modification de la porosité. En raison de ce contraste, on pourrait s'attendre à des différences importantes et systématiques dans les distributions de porosité-profondeur et de perméabilité-perméabilité de ces deux principales classes lithologiques de roches réservoirs de pétrole. Bien que l'existence de telles différences semble largement acceptée et soit couramment citée comme base d'un traitement séparé des réservoirs de carbonate. La figure (I-14) montre la répartition géographique des réservoirs gréseux et ceux carbonatés de pétrole dans le monde :



**Figure (I-14) : Répartition géographique des réservoirs (gréseux et carbonatés) de pétrole dans le monde, les réservoirs silico-clastiques en rouge et ceux de carbonates en bleu (source : document Sandstone vs. Carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships. Association of Petroleum Geologists 2005).**

### **I.7.2. Caractéristiques des réservoirs carbonatés :**

Les roches réservoirs sont le plus souvent des roches silico-clastiques ou des carbonates. Les réservoirs silico-clastiques montrent une plus grande stabilité chimique tandis que les réservoirs carbonatés sont soumis à des altérations dia-génétiques plus intenses.

L'instabilité des réservoirs carbonatés repose sur deux points :

- D'un point de vue chimique, la réactivité élevée des carbonates aux déséquilibres chimiques; les carbonates, présentant une cinétique relativement rapide, surtout à pression et température élevées, précipitent ou se dissolvent rapidement en fonction des conditions physico-chimiques environnantes.
- D'un point de vue mécanique, la forte cimentation des réservoirs carbonatés et la faible résistance des minéraux carbonatés favorisent leur fracturation.

La diagenèse est un facteur clé contrôlant les propriétés des réservoirs carbonatés et l'impact de la diagenèse est d'autant plus fort que les minéraux qui composent ces roches sont chimiquement fragiles (calcite, calcite magnésienne, dolomite...). Les processus dia-génétiques sont des processus dynamiques et physico-chimiques reflétant le degré de déséquilibre entre les fluides circulant dans le milieu poreux et la roche encaissante. Un fluide sous-saturé en carbonate sera à l'origine des dissolutions, un fluide sursaturé sera à l'origine de précipitations de ciments. La diversité des processus dia-génétiques est grande, elle inclut quelques phénomènes majeurs faisant apparaître ou réduisant la porosité.

### **I.8. Les roches carbonatées :**

Roches sédimentaires formées pour 50 % au moins de carbonates (calcite, dolomite, aragonite). Représentant 20 % des roches sédimentaires, elles couvrent de vastes surfaces sur les continents et ont une grande importance pratique. On y distingue deux groupes principaux, **les calcaires** et **les dolomies**, présentant des intermédiaires.

#### **I.8.1. La géologie des carbonates :**

##### **A) Les sédiments carbonatés :**

Plus de 90% des sédiments carbonatés sont créés biologiquement, par l'accumulation de coquilles calcaires formées par des organismes de types bivalves, gastéropodes ou foraminifères et de squelettes laissés par les coraux ou les algues calcaires. Ces composés produits biologiquement génèrent une large gamme de tailles ( $\mu\text{m}$  à m) et formes (sphérique à plate) de particules. Dans la plupart des cas, ces particules sont cassées, désintégrées

## **Chapitre I Généralités sur les réservoirs carbonatés non-conventionnels**

chimiquement ou érodées biologiquement en des particules individuelles plus petites. De plus la précipitation chimique de cristaux de carbonate de calcium directe ou sur des nucléis (germes cristallins microscopiques) préexistants crée des boues calcaires. Tous ces sédiments divers sont en général déposés près de leur site d'origine et leur distribution est directement contrôlée par les conditions environnementales favorables à la croissance de ces organismes carbonatés (température, salinité, substrat). Les roches carbonatées contiennent au moins 50% de carbonates, qui sont principalement de la calcite, de la dolomite et de l'aragonite. Ils peuvent aussi contenir de la silice ou des minéraux phosphatés.

### **B) Les environnements de dépôt :**

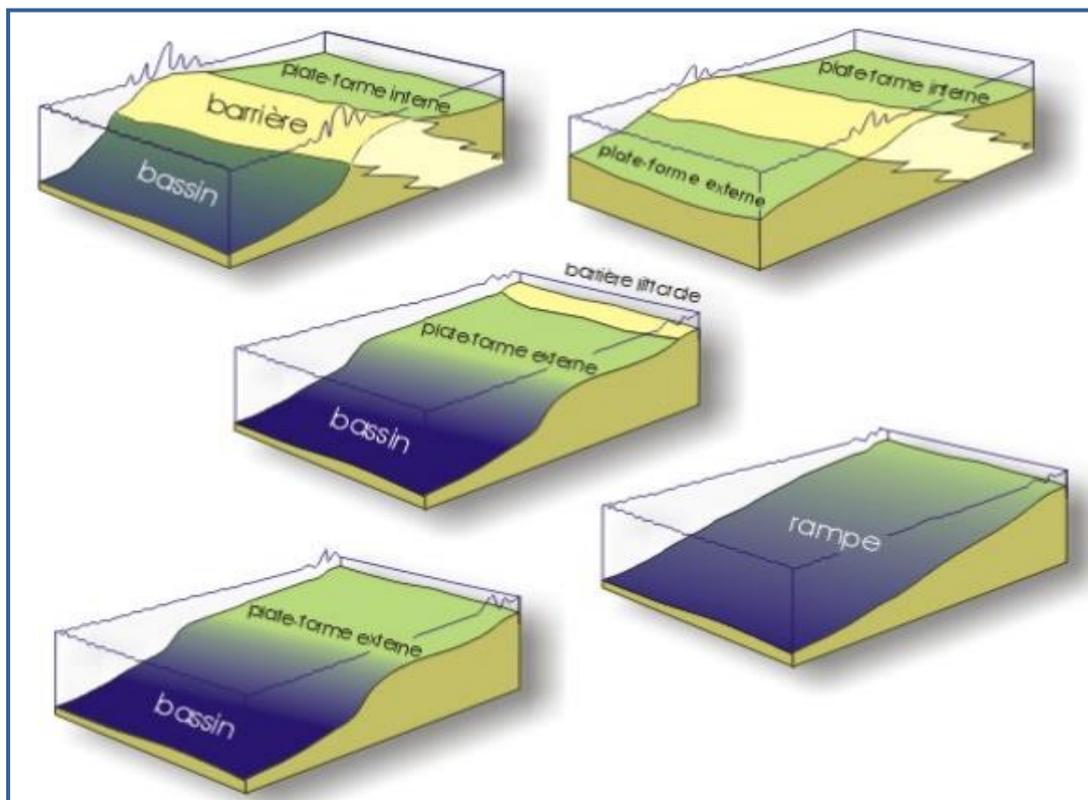
On distingue deux grands domaines d'environnements de dépôt des carbonates, de part et d'autre du trait morphologique important qu'est le rivage :

**1- Le domaine continental :** Cet environnement présente peu de sédiments carbonatés et se caractérise par des dépôts souvent très localisés : dans les lacs, les débouchés de certaines sources, et les grottes.

### **2- Le domaine marin :**

On distingue le milieu de plate-forme et le milieu de bassin, séparés par un talus, figure (I-15).

- Plate-formes carbonatées : on trouve plusieurs types de plate-formes carbonatées, caractérisées par la présence ou non d'une barrière ou d'un haut-fond plus ou moins continu. L'existence d'un relief va avoir une influence directe sur le niveau d'énergie, la chimie des eaux et l'activité biologique. Aussi, on distingue le milieu de plateforme interne et le milieu de plateforme externe ou de bassin. En l'absence de rupture de pente nette, on parle de rampes carbonatées. Le milieu de plate-forme présente une importante diversité due aux variations morphologiques, hydrodynamismes (vents, courants de vagues et marées), chimiques (salinité et oxygénation) et de pénétration de la lumière (zone photique et aphotique).



**Figure (I-15) : Différentes morphologies de plate-formes carbonatées (cours de sédimentologie de l'Université de Liège, Pr. F. Boulvain).**

- Talus : le talus est situé sous la zone photique et d'action des vagues et présente une sédimentation complexe. Il constitue principalement une zone de transit des sédiments.
- Bassin : le milieu de bassin est caractérisé par une dominance d'organismes pélagiques.

### C) La diagenèse des carbonates :

Les roches carbonatées ont un très fort potentiel diagénétique. De très faibles variations de la pression et de la température environnante ou de la composition chimique du fluide en présence engendrent des modifications rapides de la minéralogie et de la porosité de la roche originalement déposée, la composition chimique et les conditions physiques des sédiments s'équilibrant constamment avec le champ de contraintes extérieures.

Les principaux processus diagénétiques des roches carbonatées sont les suivants :

- **la cimentation** : c'est la précipitation de matière sur un substrat et l'accroissement progressif des cristaux ainsi formés, amenant à une réduction progressive de la porosité.
- **la dissolution** : d'un substrat ou phase diagénétique préexistante. Contrairement à la cimentation, ce phénomène crée une forte porosité multi-échelle, allant de la porosité intra-particulaire à la porosité karstique.

## **Chapitre I Généralités sur les réservoirs carbonatés non-conventionnels**

- **la recristallisation** : c'est le changement de cristallinité d'une phase préexistante, sans modification chimique. Un exemple fréquent est l'inversion de l'aragonite en calcite. L'aragonite est une phase métastable et la transformation d'aragonite en calcite est alors un des premiers phénomènes s'opérant. Les roches carbonatées anciennes ne comportent souvent plus d'aragonite.

- **le remplacement**: c'est le changement de cristallinité et chimique du substrat préexistant. La dolomitisation dite secondaire est issue d'un processus diagénétique de remplacement.

- **la compaction** : mécanique et chimique, sous l'action de la pression et dissolution.

Ces différents processus s'opèrent dans des environnements particuliers favorables à l'un ou l'autre. En revanche le rapport entre le milieu environnant et les processus diagénétiques actifs n'est pas aussi direct que celui reliant le milieu aux éléments constitutifs de la roche. On peut néanmoins distinguer trois environnements de diagenèse : l'environnement marin, météorique et d'enfouissement profond. La composition de l'eau (eau de mer ou eau météorique ?) et la saturation de la roche (la roche est-elle en contact avec l'air ou l'eau ?) sont des facteurs importants qui vont jouer en faveur de l'un ou l'autre des processus diagénétiques. Aussi on fait la différence entre l'environnement marin phréatique et l'environnement marin vadose (zone non saturée du sous-sol située entre atmosphère-pédosphère et la nappe phréatique), et également entre l'environnement météorique marin et l'environnement météorique phréatique.

### **I.8.2. Classification des roches carbonatées :**

Indépendamment des nomenclatures pratiques mentionnées à calcaire et à dolomie, on utilise des classifications fondées surtout sur la structure de ces roches, ce qui nécessite souvent l'emploi du microscope, ou d'une forte loupe.

- L'une de ces classifications est due à R.J. Dunham (1962). Elle se présente sous forme dichotomique :

**1- Texture sédimentaire non reconnaissable : calcaires cristallins.**

**2- Texture sédimentaire reconnaissable :**

a) **Composants organiques liés entre eux durant le dépôt : boundstone** (ce sont les calcaires construits).

b) Composants organiques non liés entre eux durant le dépôt :

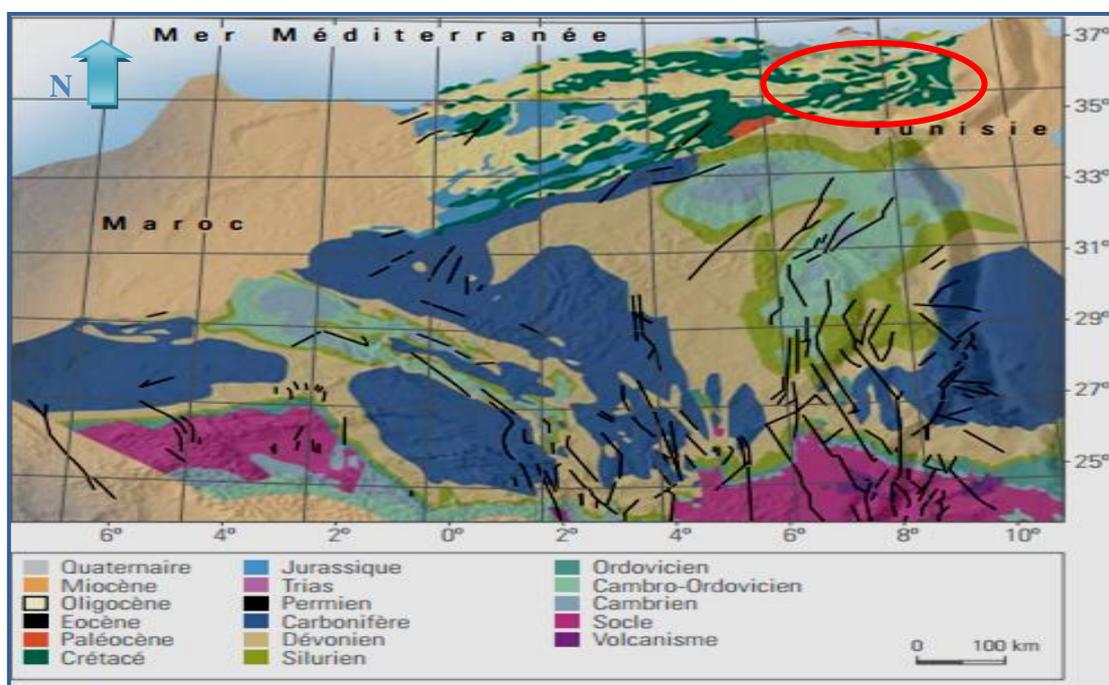
## **Chapitre I      Généralités sur les réservoirs carbonatés non-conventionnels**

---

- Absence de particules fines (boue) : **grainstone**.
- Présence de particules fines : Deux cas se présentes :
- Grains jointifs : **packstone**.
- Grains non jointifs, avec moins de 10% de boue : **Wackestone**, et avec plus de 10% de boue: **mudstone**.

## II. Aperçu sur la géologie du Nord de l'Algérie :

Le domaine du Nord de l'Algérie compte plusieurs régions de potentielles d'une grande importance parmi ces régions le bassin méso-cénozoïque Sud-Est Constantinois qui appartient à l'Atlas saharien oriental. Les gisements des hydrocarbures ; dans le Nord de l'Algérie sont générés dans différentes régions, comme l'attestent les productions de petits gisements d'huile et de gaz dans le Sud-Est Constantinois (Dj Foua, Dj Onk, Guerguet Elkihal, Ras Toumb). Mais il est important de signaler les difficultés de l'exploration et de la réalisation des opérations de prospection géophysique. Ces difficultés sont dues à l'extrême complexité géologique de la province du nord de l'Algérie (montrée sur la figure II-1), qui n'a pas connu tant d'activité d'exploration par rapport aux autres provinces pétrolières du pays. Néanmoins, les travaux réalisés jusqu'à ce jour ont permis la mise en évidence de gisements d'huile, montrant ainsi un potentiel pétrolier certain dans le nord de l'Algérie. Ce potentiel est rehaussé par les excellentes perspectives de l'offshore algérien (93 500 km<sup>2</sup>) qui, après des études préliminaires, a montré l'intérêt pétrolier certain de ce domaine qui connaîtra certainement dans un avenir proche une intense activité d'exploration pétrolière. On présente sur la figure ci-dessous la carte géologique du nord de l'Algérie, et l'écorché pré-Mésozoïque de la plate-forme saharienne.



**Figure (II-1) : Carte géologique du nord de l'Algérie, et écorché pré-Mésozoïque de la plate-forme saharienne (Document «Well Evaluation Conference Algérie 2007 (WEC)», in Sonatrach – Schlumberger).**

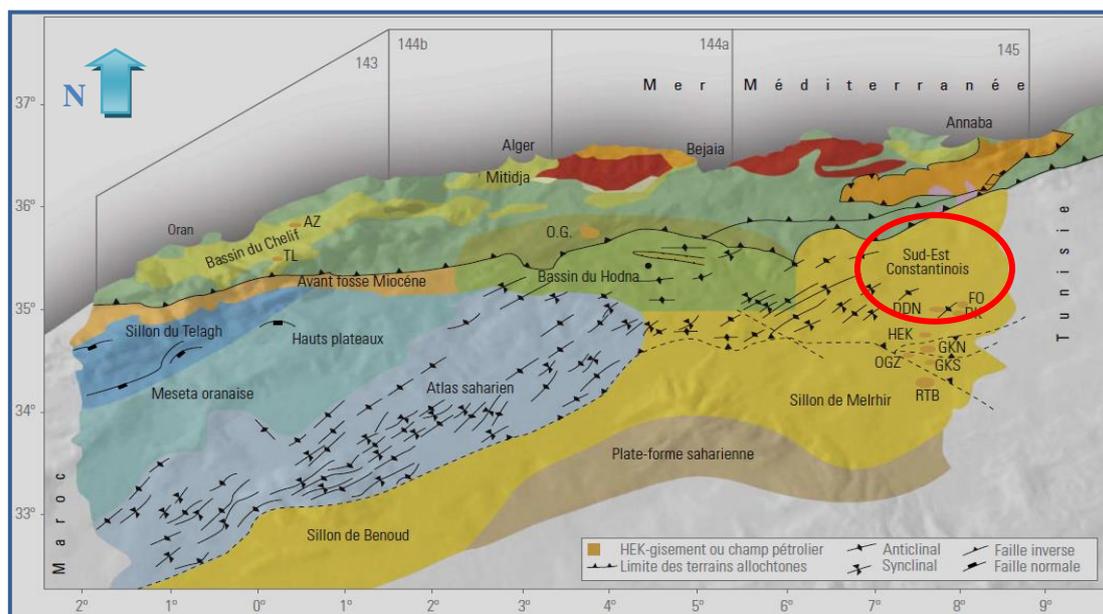
### II.1. Les bassins sédimentaires du Nord de l'Algérie :

Le nord de l'Algérie est constitué du sud au nord par les entités tectono-sédimentaires suivantes (**figure II-2**) :

- Au sud, l'Atlas saharien, une chaîne de montagnes d'origine alpine.
- Au centre, des plates-formes rigides et stables comme la Meseta oranaise à l'ouest et le mole Constantinois à l'est.
- Dans la partie septentrionale, l'Atlas tellien qui est une zone complexe constituée de massifs anciens (séries Paléozoïques et plus anciennes) généralement métamorphisées et de séries sédimentaires allochtones, mises en place au Miocène inférieur, et sur lesquelles des bassins néogènes post-orogéniques comme le Chéelif et le Hodna se sont installés.
- Le domaine Offshore qui s'étale au nord des côtes algériennes. Il est caractérisé par un plateau continental réduit, et est constitué par une couverture sédimentaire d'âge essentiellement mio-plio-quadernaire.

Dans le nord de l'Algérie, malgré des découvertes d'huile et de gaz de petite taille, le potentiel pétrolier n'a pas encore été complètement révélé du fait d'une géologie complexe. Ces provinces (ou bassins) relativement peu explorées se présentent dans l'ordre du moins mature vers le plus mature de la façon suivante :

- a) bassin Offshore.
- b) bassin de l'Atlas saharien.
- c) bassin du Chelif.
- d) bassin du Hodna.
- e) bassins Melrhir/Sud - Est Constantinois.



**Figure (II-2) : Cadre structural, gisements et champs de pétrole mis en évidence dans le nord de l'Algérie (Document «Well Evaluation Conference Algérie 2007 (WEC)», in Sonatrach – Schlumberger).**

### II.1.1. Aspect stratigraphique :

Le nord de l'Algérie s'insère dans l'évolution géologique du bassin mésogéen. L'avant-pays comporte quatre ensembles paléogéographiques ou structuraux :

- la Meseta oranaise.
- l'Atlas saharien au sens large.
- Sud-Est Constantinois.
- le domaine tellien et le domaine Offshore.

La stratigraphie du nord de l'Algérie a été définie dans ces domaines à partir des données de terrain et de sondage.

### II.1.2. Aspect structural :

La structure du nord de l'Algérie est caractérisée par des reliefs jeunes et une sismicité active. On observe en plusieurs endroits du Tell, à la lisière du Sahara, des terrains pliocènes et quaternaires redressés à la verticale. La morphologie est caractérisée par deux longues chaînes plissées situées au sud et au nord du 35<sup>e</sup> parallèle et culminant vers 2 000 m. L'une, correspondant à l'Atlas saharien, allongée dans la direction NE-SO, l'autre à l'Atlas tellien, de direction Est-Ouest.

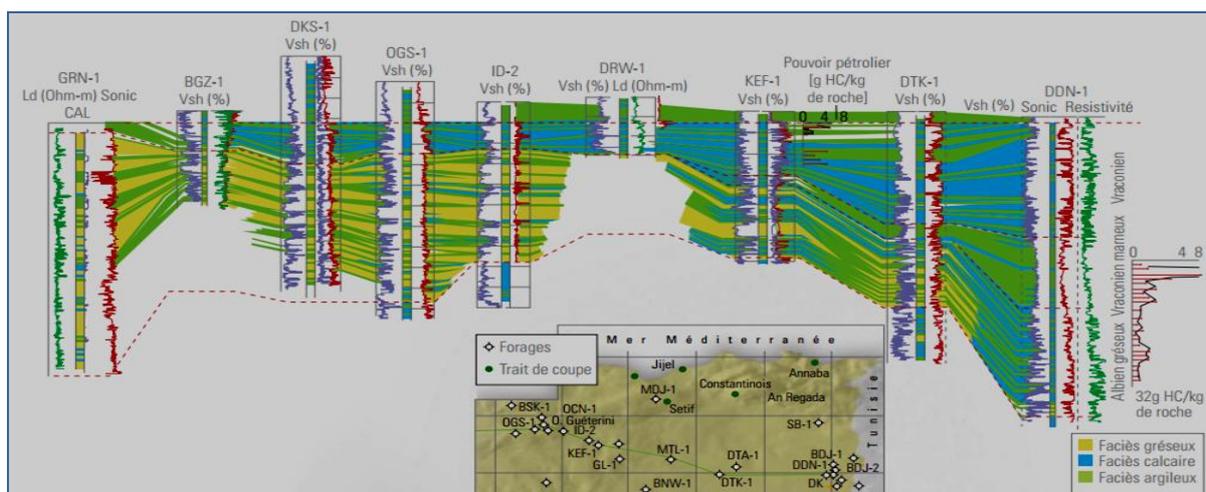
Le nord de l'Algérie fait partie de l'orogène alpin d'Afrique du Nord appelé aussi chaîne des Maghrébides. Cet orogène est compris entre le bassin océanique de la Méditerranée occidentale, dont l'ouverture a commencé à l'Oligocène, et la Flexure sud-atlasique qui le sépare de la plate-forme saharienne.

### II.1.3. Roches mères :

Les séries argileuses ou micritiques du Cénomanién-Turonien, de l'Albien supérieur (Vraconién) et éventuellement de l'Eocène inférieur (Yprésien) constituent les roches mères principales au nord et au nord-est de l'Algérie.

### II.1.4. L'Albien supérieur (Vraconién) :

Les dépôts de marnes et de calcaires de l'Albien supérieur qui succèdent aux faciès gréseux de l'Albien inférieur annoncent la transgression majeure du Crétacé supérieur (**Figure II-3**).



**Figure (II-3) : Corrélation des séries de l'Albien depuis la Meseta oranaise jusqu'au Sud-Est Constantinois.**

À Djebel Darmoun dans le Sud-Est Constantinois, le Vraconién montre un potentiel pétrolier (PP) appréciable à DDN-1 avec des valeurs allant de 2 g HC/ kg de roche à 32 g HC/kg de roche, soit une moyenne de 7 g HC/ kg de roche et une maturation thermique qui se situe dans la fourchette  $435\text{ °C} < T_{\text{max}} < 460\text{ °C}$ .

### II.1.5. Le Cénomanién-Turonien :

La principale roche mère mésozoïque est située au passage Cénomanién-Turonien, elle semble surtout confinée à la partie NE de l'Algérie. Les plus fortes valeurs de COT sont enregistrées dans le Sud-Est Constantinois où la valeur moyenne atteint 4 % avec des mesures ponctuelles dépassant 13 %. De bonnes valeurs ont également été enregistrées au nord de Batna et aux abords du Djebel Chélia (COT : 2,7 %), ainsi que dans le Hodna (COT : 2 %). La matière organique est pour l'essentiel amorphe, probablement sapropélique, associée à des dinoflagellés et plus rarement à des débris végétaux. Le kérogène mesuré a atteint parfois des valeurs élevées allant jusqu'à 90 kg HC/tonne de roche.

## II.2. Bassins : Atlas / Sud-Est Constantinois / Chott El Melhir :

Les gisements d'hydrocarbures ; dans le Nord de l'Algérie sont générés dans différentes régions, comme l'attestent les productions de petits gisements d'huile et de gaz dans le Sud-Est constantinois ( Dj Foua, Dj Onk, Guerguet Elkihal, Ras Toumb.) Mais il est important de signaler les difficultés de l'exploration et de la réalisation des opérations de prospection géophysique.

Le bassin sud-est constantinois s'étend depuis les Aurès au nord ouest jusqu'au Mont de Négrine au sud est et se prolonge vers le NE Tunisie par le Sillon de Kef ,il correspond a un bassin rhombique affecté par des accidents profonds synsédimentaires et caractérisé par une tectonique salifère très complexe. La figure (II-4) montre l'emplacement géographique du bassin Sud-Est Constantinois.

Le bassin Sud Est Constantinois correspond à la bordure sud orientale de l'Atlas saharien, aux confins algéro-tunisiens, à environ 578 km au Sud Est d'Alger et à 199 km au Sud Est de la ville de Constantine, les systèmes pétroliers sont d'âge Crétacé supérieur, les principaux niveaux roches mères sont représentés par le Turonien, le Cénomaniens et l'Albien supérieur (Vraconien). Cette étude s'inscrit dans le cadre de développement des caractéristiques géochimiques des roches mères et des huiles Cénomano-turonien du Bassin Sud Est Constantinois.

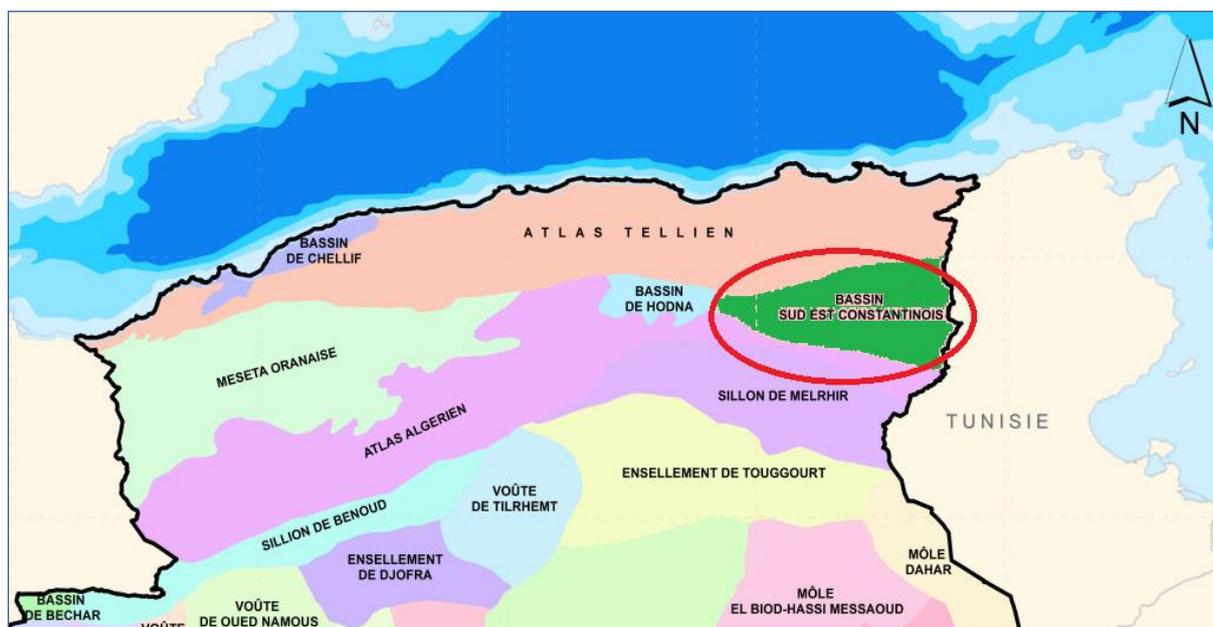


Figure (II-4) : Carte des bassins sédimentaires du nord de l'Algérie et position du bassin Sud-Est Constantinois (source : <http://www.alnaft.gov.dz>).

La superficie totale des bassins du Sud-Est Constantinois /Chott El Melrhir est de 145 138km<sup>2</sup>, avec une couverture sismique 2D de 42 951,02 km linéaires soit avec une densité de 0,85 km/km<sup>2</sup>. Le nombre de forages réalisés est de 90 puits dont 26 de délinéation, soit une densité de 15 puits /10 000 km<sup>2</sup>

Les principales découvertes d'huile ont été effectuées dans le Crétacé supérieur de Djebel. Onk (1956), Ras Toumb (1977), Guerguitt El-Kihal Nord (1988), Guerguitt El-Kihal Sud (1994), Hassi el Kerma (2001) et de gaz à Djebel. Foua (1954). Plusieurs accumulations d'huile non éruptive ont été également mises au jour à Djebel. Darmoun (DRN-1, 2000), HCZ-1 (2002) et OSD-1 (2005).

Les huiles découvertes ont la particularité d'avoir des densités variées : par exemple à Ras Toumb la densité des huiles varie de 36° API pour les huiles du Coniacien à 38° API pour les huiles du Turonien. Par contre, au niveau des puits de Oglat El Mezlob, Dj. Darmoun, Hassi El Kerma la densité des huiles du Coniacien est proche de 20° API.

La région du Sud-Est-Constantinois, recèle plusieurs niveaux lithologiques dans le Crétacé supérieur, présentant les caractéristiques de roches-mère, dont 29% sont mondialement connus. Des études révèlent l'existence de conditions climatiques arides favorables, avec des teneurs en gaz carbonique anormalement élevées, conduisant au développement de niveaux anoxiques (manque de dioxygène dans un milieu) à l'échelle planétaire durant cette période. Ainsi, notre travail s'inscrit dans une perspective de l'exploration pétrolière du bassin du Sud-Est Constantinois. Cette zone assure l'essentiel de la production en hydrocarbures du Nord de l'Algérie, dont le système pétrolier demeure encore imprécis.

### **II.2.1. Historique du Bassin Sud-Est Constantinois :**

La présence d'indice connus depuis 1912, dans le bassin sud-est constantinois a attiré la Compagnie pétrolière SN-REPAL qui de 1954 -1955 découvrait au sud de TEBESSA le petit gisement de gaz de Djebel FOUA dans la série coniacienne avec un débit maximal 147000 m<sup>3</sup>/j à FO-2 premier gisement d'hydrocarbures du bassin. Le permis de recherche a fait l'objet de plusieurs travaux géologiques, géophysiques et de forages repartis sur cinq périodes :

#### ***a) Première période (1954-1970) :***

Durant cette période plusieurs forages réalisés sur la base des données de géologie de surface ont été implantés (FO-1 à 4, BDJ-1,DK-1 à14) ,le puits FO-1 implanté sur l'anticlinal de

Djebelfoua a mis en évidence dans les séries carbonatées du Coniacien une accumulation de Gaz à 900 mètres de profondeur.

***b) Deuxième période (1970-1980) :***

06 campagnes sismiques ont été réalisées durant cette décennie: 03 par la société Nationale SONATRACH (71DK ,74TB,76TB) ,et trois par le partenaire TOTAL-ALGERIE (78DB ,79DB,80DB).

Un seul forage BTN a été implanté durant cette période.

***c) Troisième période (1980-1990) :***

Les campagnes sismiques réalisées durant cette période sont au nombre de cinq (05) (82DB, 84DB ,84DK, 87DB ,87TB) , d'autre part trois forages (ROA-1, TYA-1 , BTS-1 ) ont été implantés.

***d) Quatrième période (1990-1999) :***

Une seule campagne sismique (91DB) et un forage RES-1 (1993) ont été réalisés.

***e) Cinquième période (2000-2004) :***

05 forages d'exploration ont été réalisés.

Ainsi, les principales découvertes d'huile ont été effectuées dans le Crétacé supérieur de Dj. Onk (1956), Ras Toumb (1977), Guerguitt El-Kihal Nord (1988), Guerguitt El-Kihal Sud (1994), Hassi el Kerma (2001) et de gaz à Dj. Foua (1954). Plusieurs accumulations d'huile non éruptive ont été également mises au jour à Dj. Darmoun (DRN-1, 2000), HCZ-1 (2002) et OSD-1 (2005).

Soumis à l'exploration depuis 1950, cette région a fait l'objet de nombreux travaux géologiques, géophysiques et de forages.

Environ 5300 Km de profils sismiques ont été réalisés à ce jour sur toutes les surfaces accessibles aux équipes sismiques classiques et 354.38 Km<sup>2</sup> de sismique 3D sur la région de Darmoun. Une trentaine de forages a été réalisée à ce jour, dont certains ont abouti aux découvertes de gaz à Djebel Foua et de l'huile de Djebel Onk, Djebel Darmoun, Hassi El Kerma dans les réservoirs carbonatés et fracturés du Coniacien, Cénomano-Turonien. Le dernier forage HEK-3 réalisé en 2004, a débité 7.264 m<sup>3</sup>/h à partir des réservoirs Coniacien.

### II.2.2. Pièges et réservoirs du Sud-Est Constantinois :

Les pièges pétroliers, particulièrement dans les régions méridionales du bassin Sud-Est Constantinois et dans le bassin des Chotts El Melhir, se sont formés après l'inversion tectonique survenue entre l'Éocène moyen et l'Oligocène, qui a développé une intense fracturation accompagnée de plissements NE-SO. Ces événements tectoniques ont réactivé les accidents profonds, il s'en est suivi un soulèvement d'ensemble accompagné par des remontées d'évaporites du Trias le long d'accidents longitudinaux, induisant une érosion active qui a affecté en quelques endroits les séries du Crétacé inférieur et du Jurassique supérieur. Cette tectonique compressive, en relation avec les dernières phases orogéniques cénozoïques et quaternaires, s'est développée dans un réseau de contraintes progressives sub-méridiennes depuis les phases paroxysmales de l'Éocène moyen à l'Oligocène.

#### II.2.2.a. Systèmes pétroliers :

Les systèmes pétroliers du Sud-Est Constantinois et de Chott El Melhir sont identifiés au Crétacé supérieur et au Jurassique. Le Sud-Est Constantinois est représenté par les carbonates du Crétacé supérieur.

##### A) Niveau crétacé :

Les meilleures roches mères connues dans le nord de l'Algérie sont les calcaires argileux et les argiles noires. Les roches réservoirs sont les calcaires oolithiques et les dolomies. Les roches couvertures sont les argiles, les marnes et les anhydrites d'âge essentiellement crétacé qui constituent les plays pétroliers (âges géologiques) de ces bassins (**figure II-5**). Sur la figure suivante (**II-5**), on représente la coupe stratigraphique synthétique (colonne stratigraphique) du bassin Sud-Est Constantinois :

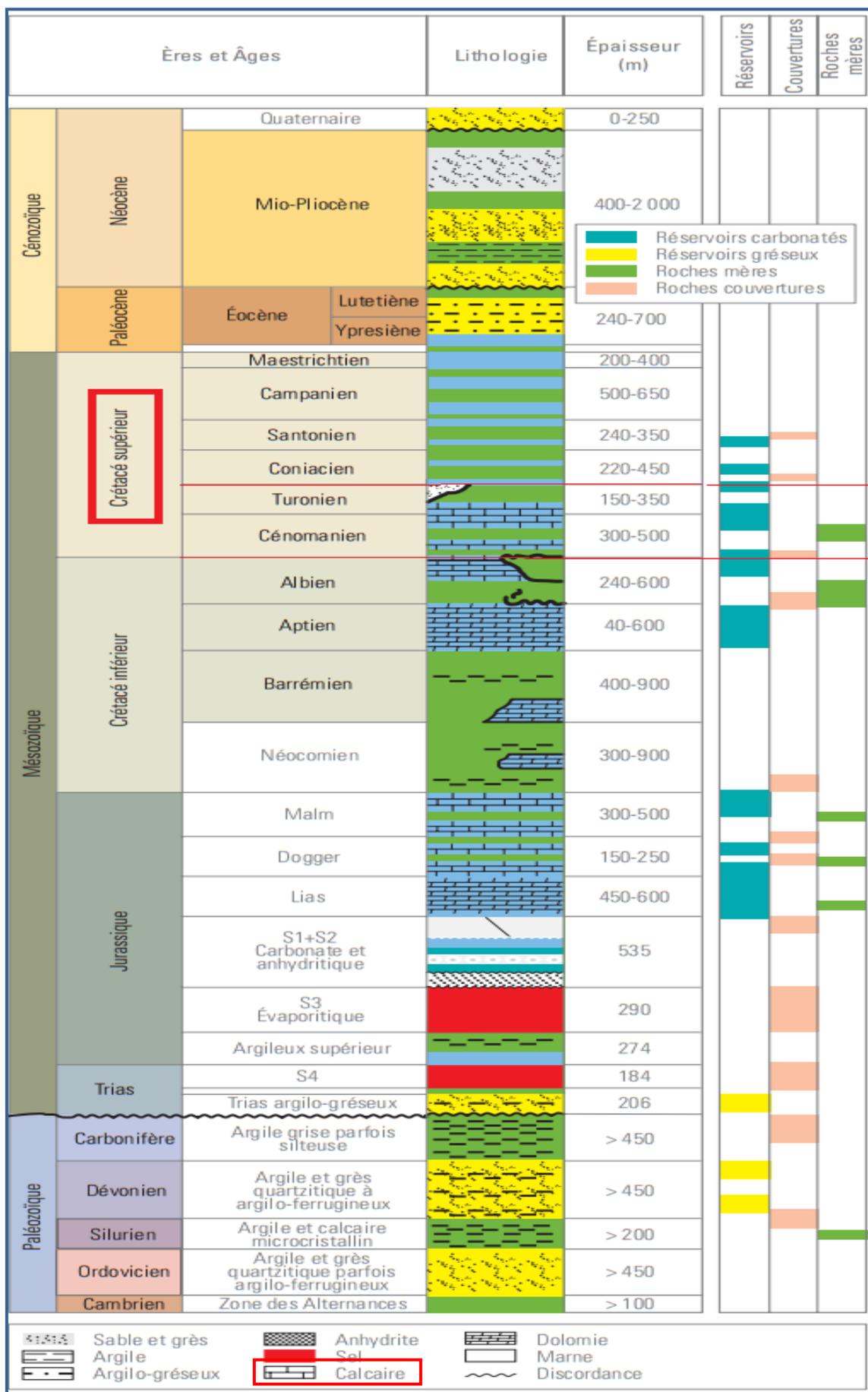


Figure (II-5) : Coupe stratigraphique synthétique du bassin Sud-Est Constantinois.

**B) Roches couvertures :**

Les roches couvertures sont :

- ❖ Les épaisses séries argilo-marneuses qui recouvrent les réservoirs calcaires du Coniacien.
- ❖ Les séries marneuses et anhydritiques du Turonien supérieur qui recouvrent la série calcaire du Turonien basal.
- ❖ Les séries argileuses du Cénomaniens-Vraconien qui recouvrent les séries calcaires de l'Albien et de l'Aptien.

**➤ Spécificités :**

Les huiles rencontrées dans le Coniacien du Sud-Est Constantinois (HEK-3) sont en général peu matures, leur densité varie entre 0,89 g/cm<sup>3</sup> et 0,912 g/cm<sup>3</sup> (soit entre 22° API et 27° API). Au Cénomaniens, elles sont un peu moins lourdes et ont une densité de 34,3° API à 15 °C (0,852 g/cm<sup>3</sup>). En général, les GOR des huiles coniaciennes sont faibles, les huiles sont non éruptives. La perméabilité mesurée au niveau des séries productrices de ces huiles coniaciennes est faible.

**C) Roche mère :**

Les roches mères potentielles du Crétacé dans le Sud-Est Constantinois sont représentées par les marnes et les argiles du :

- ❖ Vraconien avec un faciès de marnes, de marno-calcaires et d'argiles, il montre des valeurs de COT qui varient entre 0,61 % et 2,43 % (à 8 % au voisinage de DDN-1) et un PP allant de 0,3 kg HC/tonne de roche à 4,2 kg HC/tonne de roche (à 32 kg HC/tonne de roche au voisinage de DDN-1). Sur le plan de la maturité, le Vraconien est en phase à huile avec un taux de transformation de 80 % au sud de la flexure saharienne
- ❖ **Cénomaniens basal** constitué par des marnes, des argiles et des marnes bitumineuses. Les valeurs mesurées sont réparties selon leur situation géographique de part et d'autre de la flexure saharienne.
- ❖ **Turonien basal** est constitué par des marnes, des calcaires et des marno-calcaires en plaquettes, bitumineux.

Les principales roches réservoirs du play crétacé sont les séries calcaires du Cénomaniens sommital, les séries calcaires du Turonien basal et les calcaires bioclastiques du Coniacien

Les séries calcaires du Cénomanién sommital sont formées par des calcaires oolithiques. Les faciès qui se sont développés appartiennent à une plate-forme proximale à développement de niveaux à haute énergie vers des dépôts de plate-forme éloignés où l'énergie est nettement modérée. Les caractéristiques ( $\phi$  et  $\kappa$ ) de la matrice mesurées varient dans les intervalles de 10 % à 15 % pour la porosité et de 0,1 mD à 5 mD pour la perméabilité.

Les séries calcaires du Turonien basal sont représentées par des calcaires bioclastiques. Les caractéristiques pétrophysiques varient de 5 % à 10 % pour la porosité et de 0,1 mD à 10 mD pour la perméabilité ; localement la porosité peut atteindre 25 %. L'épaisseur utile des calcaires bioclastiques varie entre 20 et 25 mètres.

#### D) Réservoirs :

- ❖ Le Jurassique à faciès calcaire présente des caractéristiques pétro-physiques de réservoir bonnes à médiocres.
- ❖ Le Kimméridgien est constitué par des calcaires bioclastiques parfois oolithiques.
- ❖ Le Portlandien est constitué par des calcaires oolithiques et des dolomies.

Les porosités de carottes varient de 2 % à 14 % et les perméabilités varient de 0,03 à 24 mD.

- ❖ L'Oxfordien est constitué par des calcaires bioclastiques et montre des valeurs de porosité intéressantes : 3 % à 25 %.

#### E) Roches couvertures :

Les couvertures des différents réservoirs sont assurée par les séries argilo-marneuses du Cénomanién et du Turonien supérieur.

#### F) Types de pièges :

Les pièges rencontrés sont de type structural à mixte. Il s'agit généralement d'anticlinaux de tailles et d'amplitudes appréciables ayant été formés lors de l'épisode compressif Éocène/Oligocène. Leurs directions axiales sont NE-SO et leurs flancs méridionaux sont plus redressés que les flancs septentrionaux. Ils sont souvent affectés par des failles normales ou inverses à rejets plus ou moins importants et ayant différentes directions. Les plis les plus proches de l'accident sud-atlasique peuvent avoir des flancs méridionaux sub-verticaux à verticaux ou être déjetés et chevauchants vers le sud.

A fin de mettre en évidence le type de piège et l'épaisseur de notre objectif dans la région d'étude, on a établi une corrélation entre les puits (**figure II-6**).

### II.3. Résultats et perspectives :

Les récentes découvertes (2000 – 2005) dans les roches réservoirs du Coniacien, du Turonien et du Cénomaniens dans le Sud-Est Constantinois au nord et au sud de la flexure atlasique augmentent les chances de découvrir des accumulations en hydrocarbures là où les conditions pour de meilleures productivités de gisement sont réunies.

#### II.3.1. Résultats des enregistrements diagraphiques au niveau de l'objectif pétrolier :

Au niveau du puits P-3 qui traverse l'objectif d'étude, on constate qu'il comporte quatre niveaux stratigraphiques de calcaires interprétés à hydrocarbures (**figure I-7**), qui sont les suivants :

A) L'intervalle (**1845.5 – 1849.5m**) est à hydrocarbures ; il présente des paramètres petrophysiques **médiocres**, son épaisseur est de 04 mètres, des porosités parfois atteignant **12%**, un volume d'argile moyen de **19%**, et une saturation en eau varie entre **36 à 57 %**.

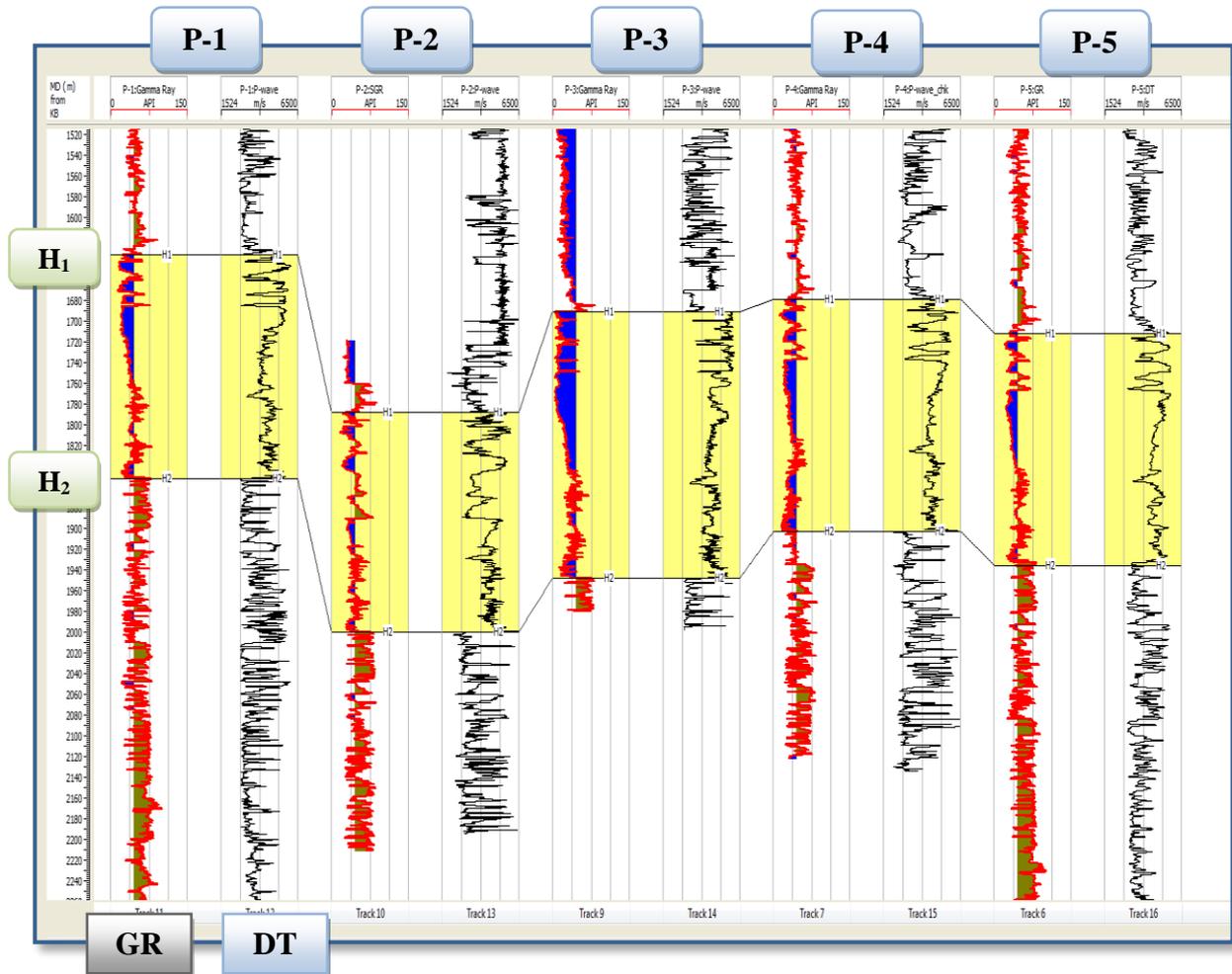
B) L'intervalle (**1861.5 – 1876m**) est à hydrocarbures ; il présente des paramètres petrophysiques **Médiocres**, avec une épaisseur de **14.5 m**, des porosités de l'ordre de **3.5 % à 10%**, un volume d'argile moyen **de 18%**, une saturation en eau varie entre **24 à 47 %**. Un plan d'eau est suspect à **1876.5m**.

C) L'intervalle (**1880.5 – 1883.5m**) est à hydrocarbures ; il présente des paramètres petrophysiques **Médiocre**, avec une épaisseur **de 03 mètres**, des porosités parfois atteignent **11.5%**, un **volume d'argile moyen de 28%**, une saturation en eau varie entre **11 à 24 %**.

D) **L'intervalle (1910 – 1938m)** : est à hydrocarbures ; il présente des paramètres petrophysiques **plus ou moins bons**, avec une épaisseur **de 28 mètres**, des porosités de l'ordre de **5 % à 17%**, un **volume d'argile moyen de 25%**, une saturation en eau varie entre **10 à 40 %**. Notons aussi la présence de métaux lourds comme la pyrite ainsi le fer associé aux Micas et au Chlorite affectant les mesures de Résistivités et de Densité chose qui rendre les saturations parfois surestimées.

E) Le reste de cette formation est aquifère, compact et/ou argileux.

Sur la figure (**II-6**) ci-dessous, on a fait une corrélation entre les puits implantés dans notre région d'études, cette corrélation passe par les cinq puits sur lesquels on a fait des enregistrements des diagraphies (logs GR et log DT).



**Figure (II-6) : Corrélation diagraphique entre les puits (GR et DT), l'objectif pétrolier sélectionné entre les horizons H<sub>1</sub> et H<sub>2</sub>(en jaune), les zones réservoirs des carbonates (calcaires) (en bleu).**

La figure (II-7) on représente les enregistrements diagraphiques faites au niveau du puits P-3, on remarque qu'il contient une quantité élevée d'eau à des différents niveaux, par contre au niveau inférieur plus exactement à la base du turonien on constate qu'il y'a une présence de plusieurs niveaux d'hydrocarbures, ces résultats seront confirmés dans notre travail en l'occurrence résultats après caractérisation des réservoirs.

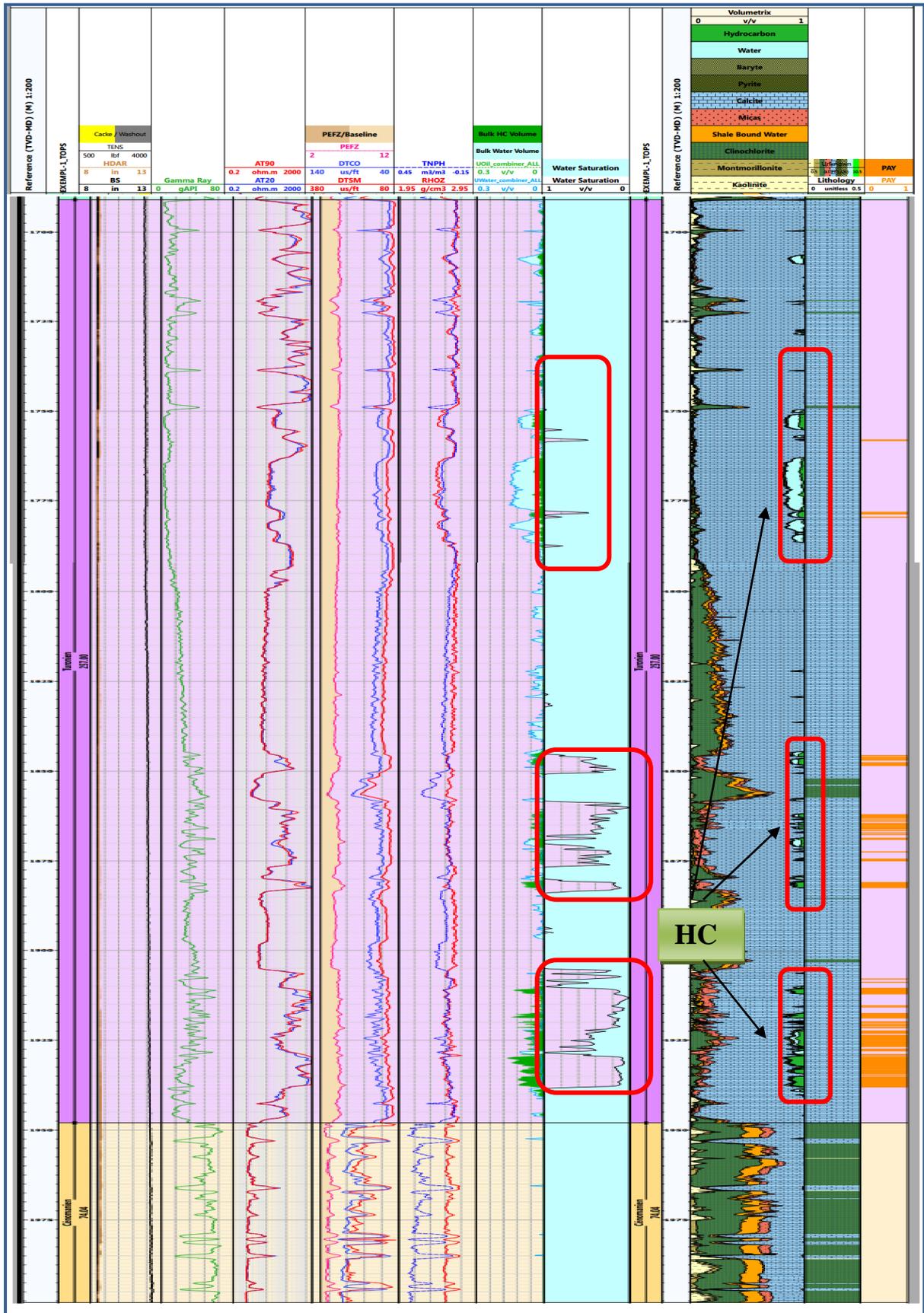


Figure (II-7) : les logs enregistrés au niveau du puits P-3 et leur interprétation, et les niveaux contenant les huiles (cadrés en rouge) (document SONATRACH-DP 2018).

## I. Théorie de l'inversion

### I.1. Introduction

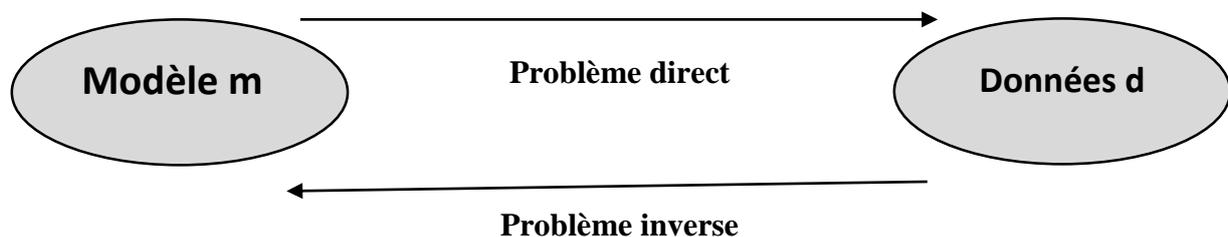
En science, des expériences sont effectuées sous conditions contrôlées, afin de comprendre le comportement de différents systèmes physiques, pour cela, on admet une distribution des paramètres du système, pour laquelle nous allons estimer la réponse, cette réponse est appelée données expérimentales ou observations, pour ce faire, on a besoin de déterminer la relation liant les paramètres aux observations, en perturbant à chaque fois la distribution des paramètres du système. Lorsque la relation qui lie les deux espaces (Paramètres et observations) est connue, l'estimation de la réponse d'un système, pour une distribution de paramètres donnée est appelée, problème directe.

Le problème inverse consiste à déterminer des causes, connaissant des effets, ces derniers sont représentés par des observations ou données mesurées, tandis que les causes représentent à leur tour les paramètres du système étudié, ou paramètres du modèle.

Les mêmes causes produisent les mêmes effets, mais un même effet peut provenir de différentes causes, traduisant ainsi la non-unicité de la solution, et le caractère mal posé de ce type de problèmes, il est donc nécessaire d'intégrer des informations a priori pour réduire l'espace de probabilités, et aboutir à une solution unique.

### I.2. Qu'est-ce qu'un problème inverse ?

D'après **J. B. Keller** « On appelle deux problèmes directs et inverses l'un à l'autre si la formulation d'un des problèmes implique l'autre ».



**Figure (III-1) : La division classique d'un problème direct et un problème inverse (Roel Snieder 1998).**

En théorie, l'inversion est le nom donné à l'étude de l'extraction d'informations à partir de mesures indirectes. Elle fournit un ensemble incomplet de techniques mathématiques, statistiques et informatiques pour résoudre de tels problèmes.

Un aspect important des sciences physiques est de faire des inférences sur les paramètres physiques depuis les données. En général, le problème direct est une expérience physique dont une simple perturbation du modèle nous fournit un ensemble de données décrivant celui-ci. Dans le problème inverse, on cherche à reconstruire le modèle à partir d'un ensemble de mesures expérimentales. Dans le cas idéal, il y a une théorie qui vise à reproduire le modèle à partir des données. (Roel Snieder 1998).

### I.3. Problème bien ou mal posé :

Le mathématicien **Jacques Salomon Hadamard**, a introduit en 1923, la notion de problème bien posé, cette dernière est gouvernée par les trois critères suivants :

- **Critère d'existence** : la solution existe.
- **Critère d'unicité** : la solution doit être unique.
- **Critère de stabilité** : la solution dépend continûment des données, une erreur de mesure, doit avoir le même ordre de grandeur dans l'estimation des paramètres du modèle.

Les problèmes inverses ne vérifient souvent pas l'une ou l'autre de ces conditions, voire les trois ensembles, pour les raisons suivantes :

- Un modèle physique étant fixé, les données expérimentales dont on dispose sont en général bruitées, et rien ne garantit que de telles données proviennent de ce modèle, même pour un autre jeu de paramètres.
- Si une solution existe, il est parfaitement concevable que des paramètres différents conduisent aux mêmes observations.
- La non-unicité est un problème plus sérieux. Si un problème a plusieurs solutions, il faut un moyen de choisir entre elles. Pour cela, il faut disposer d'informations supplémentaires (une information a priori).
- Le manque de continuité est sans doute le plus problématique, en particulier en vue d'une résolution approchée ou numérique. Cela veut dire qu'il ne sera pas possible (indépendamment de la méthode numérique) d'approcher de façon satisfaisante la solution du problème inverse, puisque les données disponibles seront bruitées donc proches, mais différentes, des données réelles.

### I.3.a. Origine du problème mal posé :

Les systèmes d'inversion, elles sont d'une portée limitée ; Souvent, les problèmes inverses ne vérifient pas l'une ou l'autre des conditions d'Hadamard, voir les trois ensembles. Les raisons peuvent être les suivants :

- Existence : plusieurs paramètres produisent les mêmes observations cela conduit à l'existence de plusieurs solutions.
- La non-unicité : est un problème majeur. Si un problème a plusieurs solutions, il faut un moyen de choisir entre elles. Pour cela, il faut disposer d'informations supplémentaires (une information a priori). Les techniques d'inversion sont souvent instables : car les données ont une origine expérimentale qui est toujours contaminée par des erreurs de mesure.
- Le manque de continuité : Dans une expérience, la quantité de données qui peut être utilisée pour la détermination du modèle est généralement limitée. Tandis que le modèle que l'on vise à déterminer est une fonction continue. (Roel Snieder 1998).

### I.3.b. Formulation du problème :

La plupart des phénomènes physiques peuvent être décrit mathématiquement, comme définit au préalable, les équations qui décrivent la réponse d'un système en fonction des paramètres du modèle est appelé problème directe et est formulé comme suit :

$$d_i = \int_0^Z K_i(z) \cdot p(z) dz \quad (\text{III-01})$$

$d_i$  : Représente la i ème donnée mesurée ou observée.

$p(z)$  : Représentation spatiale des paramètres du modèle.

$K(z)$  : Représente la relation mathématique liant l'espace des données à celui des paramètres, appelé Kernel.

$z$ : Représente une variable spatiale.

Le problème inverse consiste à calculer les paramètres du modèle  $p(z)$ , à partir des données mesurées  $d_i$  en se basant sur la relation liant les deux espaces, cette dernière peut être linéaire ou non linéaire, dans la suite on traitera les problèmes inverses linéaires.

#### I.4. Problème inverse linéaire :

Considérons un nombre fini de données mesurées, le problème inverse consiste à déterminer un nombre fini paramètres du modèle qui justifient le mieux les mesures, afin de poser mathématiquement le problème, il a été formulé comme suit :

$$\mathbf{d}_i = \mathbf{G}_{ij} \mathbf{m} \quad (\text{III-02})$$

$\mathbf{d}$  : représente le vecteur de données, observées ou mesurées.

$\mathbf{m}$  : représente le vecteur des paramètres du model.

$\mathbf{G}$  : matrice qui représente la relation mathématique permettant de passer de l'espace des paramètres à celui des données, appelée Kernel (noyau).

Pour un problème inverse bien posé la solution exacte peut être calculée comme suit :

- En utilisant les méthodes numériques de résolution directe des systèmes linéaires.
- En calculant l'inverse de la matrice  $\mathbf{G}$  :

$$\mathbf{m}_j = \mathbf{G}_{ij}^{-1} \mathbf{d}_i \quad (\text{III-03})$$

Ce cas est très rare en pratique à cause du caractère mal posé du problème, en géophysique les problèmes inverses peuvent être :

- Surdéterminés :  $i > j$  nombre de mesures supérieur au nombre de paramètres.
- Sous-déterminés :  $i < j$  nombre de mesures inférieur au nombre de paramètres.
- Uniformément déterminés :  $i = j$  nombre de mesure égale au nombre de paramètres, mais ce qui ne représente pas forcément un problème bien posé car :
  - La matrice  $\mathbf{G}$ , peut être singulière et donc non inversible.
  - Le système peut être mal conditionné (instable).

L'ajustement des données peut être réalisé en minimisant la différence entre les données réelles  $\mathbf{d}_i$  et les données estimées  $\mathbf{G}_i(\hat{\mathbf{m}})$ . La plus simple approche est une minimisation au sens des moindres carrées.

### A) Méthode des moindres carrés :

Gauss(1809) a suggéré que les données mesurées ne correspondent pas parfaitement aux paramètres du modèle, ceci est dû à l'erreur expérimentale (bruit), appelée résidu «e» :

$$d-Gm=e \quad (\text{III-04})$$

Ainsi, la meilleure façon d'obtenir une solution unique, qui se rapproche le mieux de la solution exacte, est de minimiser l'écart entre les données mesurées, et les données calculées à partir des paramètres estimés, au sens des moindres carrés (norme euclidienne L2), et qui s'écrit comme suit :

$$\phi=e^T e = \sum_{i=1}^n (d_i - \sum_{j=1}^p G_{ij} m_j)^2 \quad (\text{III-05})$$

$\phi$  : Appelée fonction coût, ou fonction objective.

Comme mentionné plus haut, pour surmonter le caractère mal posé du problème, on peut le reformuler de sorte que ce dernier consiste à réduire l'écart entre les données mesurées et celle prédites au sens des moindres carrés, et donc la résolution du problème va consister à minimiser la fonction coût qui est calculée à partir d'une ou plusieurs variables qui est généralement l'objet d'un processus d'optimisation.

$$\phi= (d - Gm)^T (d-Gm) \quad (\text{III-06})$$

Ainsi, pour minimiser cette fonction, nous allons annuler sa dérivée pour tout m :

$$\frac{\partial \phi}{\partial m} = \frac{\partial}{\partial m} (d^T - d^T Gm - m^T G^T d + m^T G^T Gm) \quad (\text{III-07})$$

On obtient :

$$-d^T G - G^T d + G^T Gm + m^T G^T G = 0 \quad (\text{III-08})$$

Qui donne :

$$G^T Gm = G^T d \quad \rightarrow \quad m=(G^T G^{-1}) G^T d \quad (\text{III-09})$$

La quantité (I-8) représente la solution générale des problèmes inverses linéaires.

## B) Régularisation du problème inverse linéaire :

Avant d'aborder la notion de régularisation il est nécessaire de définir d'abord la notion d'information a priori.

### B.1) L'information a priori :

C'est une information fixée au préalable, qui ne dépend pas des données observées, elle peut provenir des mesures directes des paramètres du modèle (sur des affleurements de structures, ou données de puits), d'expérimentations, ou de la théorie sur la physique du système. Ces informations sont souvent limitées spatialement.

En géophysique, les données observées sont souvent bruitées, et donc contiennent des signaux non représentatifs de l'état du modèle, en inversant ces données, la solution résultante peut dévier de la réalité géologique, afin de contraindre le système à converger vers la solution réelle, on peut utiliser des informations a priori.

L'incorporation de ses informations sert aussi à contraindre le système à choisir une, parmi les nombreuses solutions équivalentes du modèle.

La régularisation d'un problème inverse correspond à l'idée que les données seules ne permettent pas d'obtenir une solution acceptable et qu'il faut donc introduire une information a priori sur la régularité de l'objet à estimer. On entend par le terme régularité le fait que l'objet, pour des raisons physiques tenant à sa nature même, doit posséder certaines propriétés, ou encore obéir à certaines règles (de signe, de taille, de fréquences par exemple). La solution résulte alors d'un compromis entre l'exigence de fidélité aux données et celle de la régularité postulée de l'objet.

On peut définir la régularisation comme étant une manière de forcer le système à converger vers la solution réelle en se basant sur des informations a priori, et ce, en ajoutant un second terme à la fonction coût qu'on cherchera à minimiser.

### B.2) Formulation mathématique de la régularisation :

La régularisation peut être formulée comme suit :

$$Dm=h \quad \text{(III-10)}$$

Où :

**m** : Représente le vecteur des paramètres du modèles.

**h** : Représente le vecteur des informations a priori.

**D** : Matrice diagonale, qui opère sur le vecteur m, pour préserver les informations à priori contenues dans h.

Nous chercherons à minimiser l'écart entre les paramètres estimés et les informations à priori, la fonction coût s'écrira comme suit :

$$\phi = (\mathbf{d} - \mathbf{G}\mathbf{m})^T \cdot (\mathbf{d} - \mathbf{G}\mathbf{m}) + \beta^2 (\mathbf{D}\mathbf{m} - \mathbf{h})^T \cdot (\mathbf{D}\mathbf{m} - \mathbf{h}) \quad (\text{III-11})$$

$\beta$  : constante qui représente le poids qu'on souhaite donner à notre régularisation, elle dépend de la fiabilité des informations à priori, et est appelée constante de régularisation.

On minimise cette fonction en annulant sa dérivée, on obtient :

$$2\mathbf{G}^T \mathbf{G}\mathbf{m} - \mathbf{G}^T \mathbf{d} + 2\beta^2 \mathbf{D}^T \mathbf{D}\mathbf{m} - 2\beta^2 \mathbf{D}^T \mathbf{h} = \mathbf{0} \quad (\text{III-12})$$

Ce qui donne :

$$(2\mathbf{G}^T \mathbf{G} + 2\beta^2 \mathbf{D}^T \mathbf{D})\mathbf{m} = \mathbf{G}^T \mathbf{d} + 2\beta^2 \mathbf{D}^T \mathbf{h} \rightarrow \mathbf{m} = (\mathbf{G}^T \mathbf{G} + \beta^2 \mathbf{D}^T \mathbf{D})^{-1} (\mathbf{G}^T \mathbf{d} + \beta^2 \mathbf{D}^T \mathbf{h}) \quad (\text{III-13})$$

### I.5 Résolution du problème inverse :

La procédure scientifique pour l'étude d'un système physique peut être divisée en trois étapes.

- ❖ Paramétrisation du système.
- ❖ Modélisation directe.
- ❖ Modélisation inverse.

#### I.5.1. Données et Paramétrisation :

Elle consiste en la mise en place d'un ensemble minimal de paramètres du modèle dont les valeurs caractérisent complètement le système (d'un point de vue donné). Un choix particulier des paramètres du modèle est un paramétrage du système. Pour des discussions quantitatives sur le système, un paramétrage particulier doit être choisi.

#### I.5.2. Modélisation :

La modélisation directe : la découverte des lois physiques nous permettant, pour des valeurs données des paramètres du modèle, de faire des prévisions sur les résultats des mesures sur certains paramètres observables.

### Qu'est-ce que la modélisation ?

La modélisation est le processus de production d'un modèle, qui est une représentation de la construction et le fonctionnement de certains systèmes d'intérêt. Un modèle est similaire, mais plus simple que le système qu'il représente.

### Pourquoi faut-il modéliser ?

Dans la nature, les systèmes et phénomènes physiques les plus intéressants sont aussi les plus complexes à étudier.

### Les différentes étapes pour modéliser un système complexe :

- 1) Recherche d'un modèle mathématique représentant la physique. Mise en équation.
- 2) Élaboration d'un maillage. Discrétisation des équations de la physique.
- 3) Résolution des équations discrètes (souvent systèmes linéaires à résoudre).
- 4) Transcription informatique et programmation des relations discrètes.
- 5) Simulation numérique et exploitation des résultats.

### **I.5.3. Fonction coût :**

Le problème inverse est généralement résolu par l'ajustement du modèle aux données. Ou L<sup>i</sup>ème donnée  $d_i$  est liée au modèle  $m$  par la relation :

$$d_i = G_i(m)$$

Où  $G_i$  est une fonction non linéaire qui fait correspondre le modèle à la donnée  $d_i$

L'ajustement des données peut être réalisé en minimisant la différence entre les données réelles  $d_i$  et les données estimées  $G_i(\hat{m})$ .

La fonction objective est une fonction calculée à partir d'une ou plusieurs variables qui est généralement l'objet d'un processus d'optimisation. Parfois, la solution peut être très instable et sans aucun sens physique. En général, on ajoute des termes supplémentaires pour améliorer le comportement de la solution. Ces termes peuvent être utilisés pour imposer des idées sur le caractère de la solution que l'on cherche.

On cherche une solution plus souple qui soit compatible avec les données en ajoutant un terme qui pénalise le gradient au carré du modèle. C'est la régularisation.

## II .Inversion sismique

### II.1 Définition de l'inversion sismique :

Dans les paragraphes précédents, nous avons défini l'inversion comme étant la recherche des causes connaissant des effets. En géophysique elle peut être définie comme étant une procédure visant à extraire des informations relatives à la structure et à la composition de la sub-surface à partir d'observations, ces observations ou mesures représentent les effets des propriétés de la roche sur un phénomène physique comme le champ de gravité, le magnétisme ou la propagation des ondes.

Pour avoir une bonne caractérisation du réservoir il est primordial d'avoir de bons résultats d'inversion. Pour cela, on va aborder dans ce chapitre et expliquer brièvement les étapes et le déroulement d'une inversion sismique.

En sismique réflexion, l'inversion consiste à déterminer la répartition spatiale des paramètres acoustiques et élastiques des roches, et la forme des structures à partir des mesures réalisées en surface.

Le principe de la méthode sismique-réflexion consiste à mesurer la réponse du sous-sol suite à une excitation provoquée par un ébranlement en surface, la mesure est représentée par :

- ❖ Un temps : temps de parcours de l'onde réfléchi sur une interface représentant deux milieux de paramètres acoustiques et élastiques différents.
  - ❖ Une amplitude : proportionnelle au contraste des paramètres physiques.
- 
- L'inversion des temps d'arrivées permet de déduire la forme et la profondeur des structures de la sub-surface et est appelée inversion structurale ou tomographie.
  - L'inversion des amplitudes permet de déterminer la distribution spatiale des paramètres acoustiques du sous-sol, et est appelée inversion stratigraphique, cette dernière représente l'objet de notre étude.

### II.2 Objectif de l'inversion sismique

Le principal objectif de l'inversion sismique est de transformer les données de réflexion sismique en une propriété qualitative des roches, descriptif du réservoir. Dans sa forme la plus simple, les Logs d'impédance acoustique sont calculés à chaque CMP. En d'autres termes, si nous avons foré et exploité des puits dans les CMP, à quoi ressembleraient les Logs

d'impédance ? Comparé au travail avec des amplitudes sismiques, les résultats d'inversion montrent une résolution plus élevée et supportent des interprétations plus précises.

Cela facilite aussi de meilleures estimations des propriétés du réservoir telles que la porosité et le net pay. Un avantage supplémentaire est que l'efficacité de l'interprétation est grandement améliorée.

Selon les données que nous avons on peut avoir deux sortes d'inversion stratigraphique :

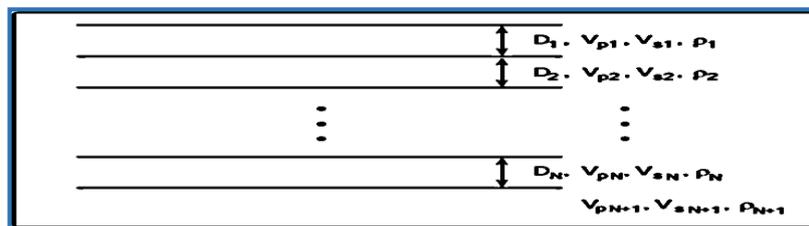
- Inversion post-stack (après sommation)
- Inversion pre-stack (avant sommation)

**II.3.Modélisation direct :**

La première étape dans l'inversion sismique est la modélisation directe qui commence avec un modèle de couches avec des paramètres estimés (profondeurs de formation, épaisseurs  $D_i$  densités  $\rho_i$  et vitesses  $V_{si}$  et  $V_{pi}$ ), provenant des diagraphies de puits.

Le modèle le plus simple est celui qui implique seulement les vitesses de compression ( $V_p$ ) et la densité ( $\rho_i$ ), ce modèle peut être utilisé dans l'inversion pour l'estimation de l'impédance acoustique, les modèles qui incluent les vitesses de cisaillement ( $V_s$ ) peuvent produire l'impédance élastique.

Le sous-sol est modélisé par une série de couches, où chaque couche est caractérisée par son épaisseur  $D_i$  densités  $\rho_i$  et vitesses  $V_{si}$  et  $V_{pi}$ , un modèle unidimensionnel du sous-sol est illustré dans la figure suivante :



**Figure (III-2) : Modèle unidimensionnel du sous-sol.**

Ce modèle est combiné avec une ondelette sismique pour créer une trace sismique modélisée appelée trace synthétique.

Une trace synthétique représente l'effet enregistré sur le modèle unidimensionnel du sous-sol, par la sismique. Chaque trace est calculée indépendamment, en supposant que la source et le récepteur sont à la surface de la terre.

### II.3.1. Modèle convolutionnel de la trace sismique :

Trace sismique = réflectivité\*ondelette + bruit

$$\mathbf{x}(t) = \mathbf{r}(t) * \mathbf{w}(t) + \mathbf{b}(t) \quad (\text{III-14})$$

Où :  $\mathbf{x}(t)$  = La trace sismique.

$\mathbf{r}(t)$  = La réflectivité du sous-sol.

$\mathbf{W}(t)$  = L'ondelette sismique.

$\mathbf{B}(t)$  = Ensemble des bruits additifs.

**Oldenburg**, 1983 a défini que la fonction de réflectivité est :

$$\mathbf{r}(t) = \sum_{i=1}^N r_i \delta(t - t_i) \quad (\text{III-15})$$

$t_i$  Corresponds au temps vertical double à la  $i$ ème couche ;  $N$  est le nombre total de couches, et  $r_i$  est le coefficient de réflectivité à l'interface entre l' $i$ ème et la  $(i + 1)$ ème couche ; et  $\delta$  est la fonction de Dirac.

La différence entre la trace sismique enregistrée et la trace synthétique est que cette dernière n'inclue pas le bruit, les multiples, les pertes d'amplitude et l'absorption des fréquences.

L'inversion commence par une trace sismique réelle. Comme l'amplitude de la trace sismique et la forme de chaque oscillation affect le résultat de l'inversion, il est essentiel que les étapes de traitement jusqu'à ce point conservent la phase et l'amplitude du signal.

### II.3.2. L'ondelette :

L'ondelette sismique est très importante dans la théorie du modèle convolutif. La première étape de l'enregistrement des données sismiques est la génération d'une signature de la source sismique la plus utilisée actuellement est le vibrosismique, qui est une source vibratoire de surface d'une longue durée de temps.

### II.3.3. Caractéristiques des ondelettes :

L'ondelette est complètement définie par son spectre d'amplitude (tracé d'amplitude en fonction de la fréquence) et son spectre de phase (tracé de déphasage par rapport à la fréquence).

Les ondelettes qui ont la même forme, symétrique et ont la même fréquence, de sorte qu'elles atteignent des amplitudes maximales et minimales en même temps, sont en phase, dans la figure suivante on a illustré type d'ondelette en fonction du spectre de phase.

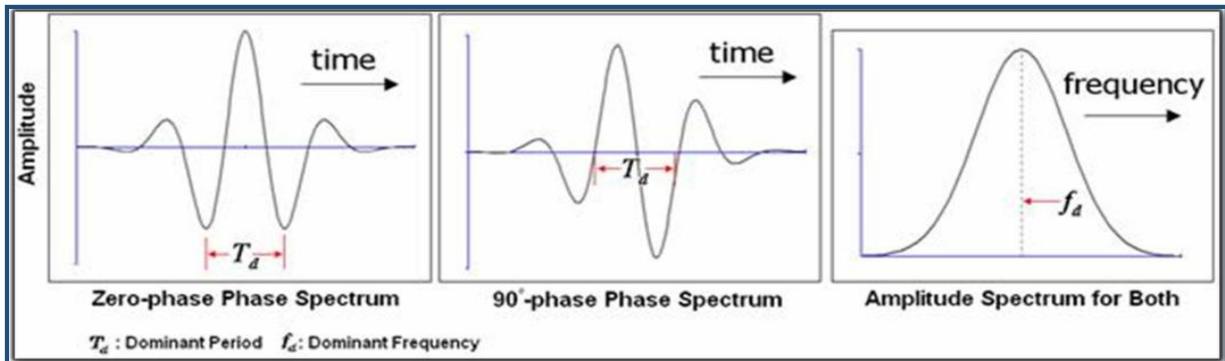


Figure (III-3) : type d'ondelette en fonction du spectre de phase.

Les spectres de phase peuvent être :

- ✓ À zéro Phase : L'ondelette est symétrique autour de temps zéro. Ces données ont tendance à être plus nettes et moins déformées.
- ✓ Phase constante.
- ✓ Phase minimale : L'énergie maximale est concentrée au début.
- ✓ Une ondelette de modèle est choisie pour correspondre à la phase d'amplitude, et les caractéristiques de fréquence des données sismiques traitées.

**A) Problème direct :**

Pour un modèle à impédances acoustiques données, et une ondelette connue, la construction de la trace synthétique est appelée problème direct, la figure suivante explique le processus du problème direct en sismique.

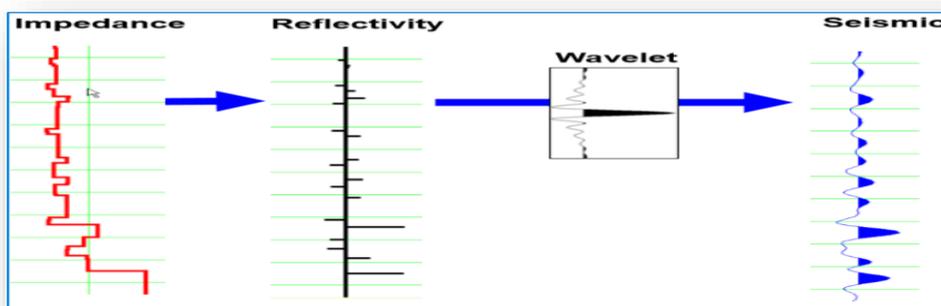


Figure (III-4) : Problème direct en sismique.

## B) Problème inverse :

Il consiste à extraire les propriétés de couches à partir des propriétés d'interfaces, c'est-à-dire estimer les paramètres acoustiques de la roches à partir des données sismiques, la figure suivante explique le processus du problème inverse en sismique.

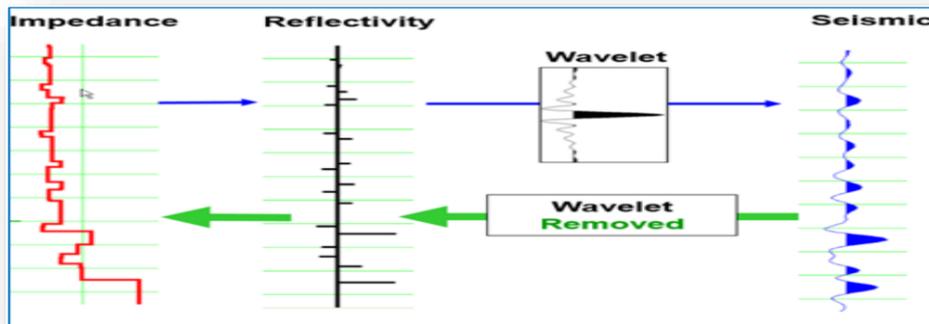


Figure (III-5) : Problème inverse en sismique

## II.4. Avantages et inconvénients de l'inversion sismique :

### II.4.a. Avantages de l'inversion sismique sont nombreux :

- La largeur de la bande large des données d'impédance maximise la résolution verticale et minimise les effets de composition d'ondelettes (tunning).
- Interprétation des volumes plutôt que des surfaces est plus géologiquement intuitive. Elle simplifie l'identification lithologique et stratigraphique, et prend en charge les modèles de réservoirs statiques de toute complexité.
- Comme les données ne sont plus de moyenne nulle (zero-mean), la gamme dynamique dans toute l'échelle d'affichage de couleur donnée est plus que doublé, augmentant la confiance en des caractéristiques relativement subtiles.
- L'impédance sismique calibrée prédit des propriétés pétro-physiques corrélatifs comme la porosité, la teneur en argile et net/brut, à travers le volume de données sismiques.

Avant l'avènement de l'impédance élastique, ce dernier avantage a été traité par précaution. Les amplitudes des réflexions sismiques sont en majorité, mais pas exclusivement, générées par des contrastes d'impédance acoustique.

Ainsi, la variation d'amplitude avec offset (AVO) présentée par les événements de réflexion sismique dépend des contrastes de vitesse de cisaillement ( $V_s$ ), ainsi que de la vitesse de compression ( $V_p$ ) et la densité. Extraire à la fois un volume d'impédance acoustique à partir des données d'incidence normale et un volume d'impédance élastique analogue à partir des données à offset (à angle) offre une opportunité pour une mesure supplémentaire, qui peut améliorer la prédiction de la porosité et la lithologie.

#### II.4.b. Inconvénient de l'inversion sismique :

Bien qu'il existe des avantages importants, il y a des limites. Pour l'inversion sismique :

- Il est nécessaire d'avoir une bonne qualité d'entrée pour avoir une bonne qualité de sortie.
- Il faut rappeler que les données sismiques sont à contenu fréquentiel limité. Par conséquent, il ne sera pas possible de réaliser une véritable inversion si les couches sont minces.
- Ces méthodes sont complexes, nécessitant des spécialistes qualifiés.

#### II.5. Types d'inversion :

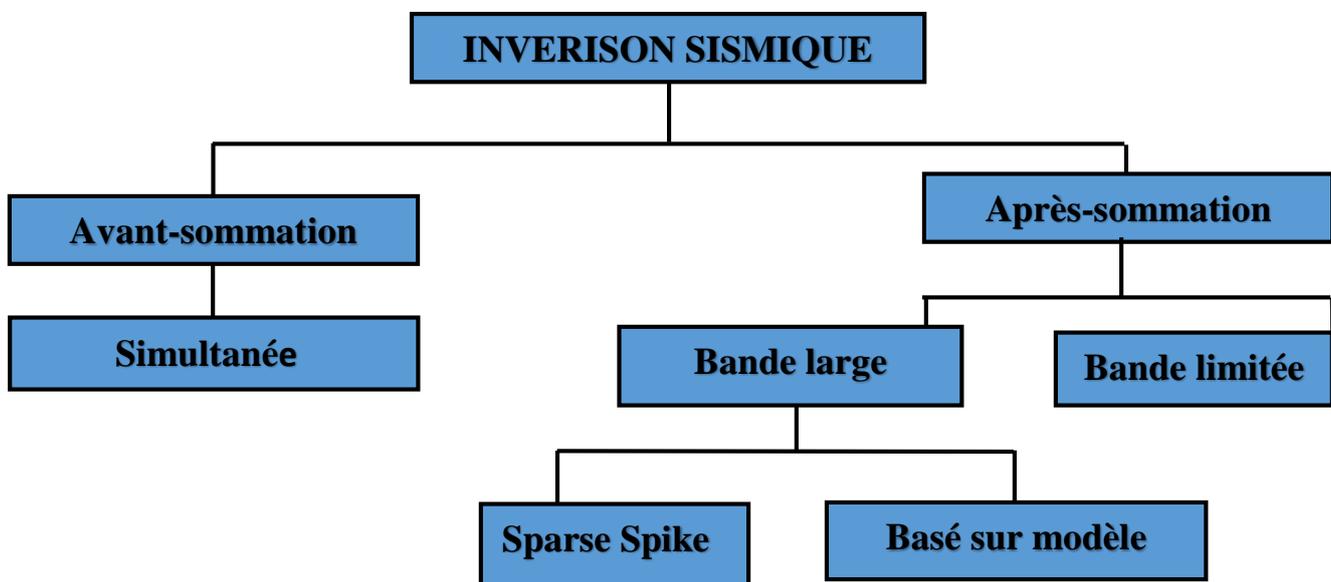


Figure (III-6) : Sommaire des méthodes d'inversion sismique.

### II.5.1. Inversion post-stack :

L'inversion sismique après sommation est une technique de traitement dont le but est d'extraire des informations d'impédance acoustique à partir des données sismiques après-sommation. En principe, le processus est simple et implique les hypothèses que la trace sismique peut être modélisée en utilisant la convolution et l'équation des coefficients de réflexions à incidence verticale.

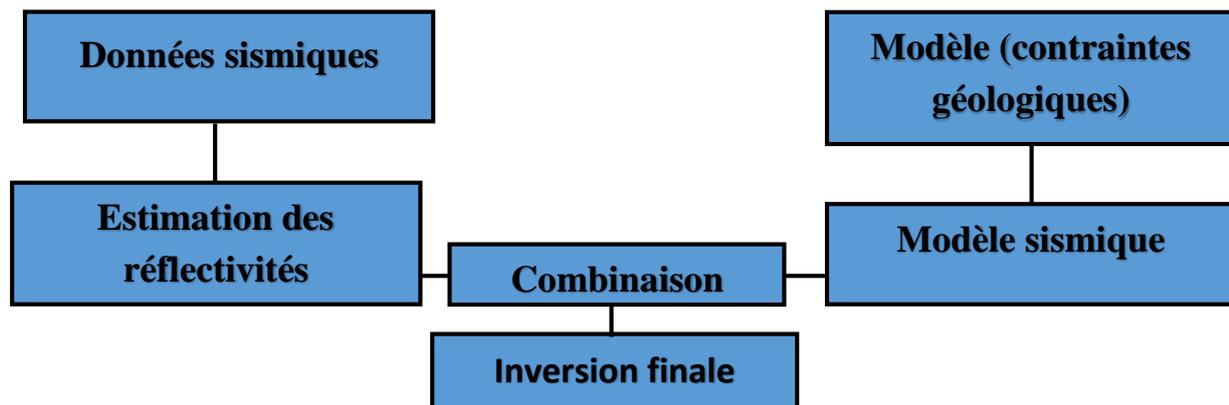


Figure (III-7) : Méthode générale pour l'inversion après sommation.

Il existe de nombreuses méthodes distinctes utilisées pour effectuer des inversions après sommation. Ces méthodes peuvent être regroupées en trois catégories de base :

- 1) les méthodes récursives classiques.
- 2) les méthodes sparse-spike.
- 3) les méthodes basées sur des modèles.

Il existe deux approches principales pour l'inversion après sommation, l'inversion à bande large et l'inversion à bande limitée. La méthode à bande large est subdivisée en la méthode sparse-spike et la méthode basée sur un modèle. Ils sont brièvement résumés dans l'équation :

$$\mathbf{S}_t = [\mathbf{r}_t * \mathbf{w}_t + \mathbf{n}_t] \cdot \mathbf{a}_t \quad (\text{III-16})$$

Où:  $S_t$ =La trace sismique.

$r_t$ =La réflectivité de la terre.

$w_t$ =L'ondelette sismique.

$n_t$ =Bruit additif.

$a_t$  = Scalaire d'amplitude.

\* = Désigne l'opérateur de convolution.

Et . =Désigne une simple multiplication.

L'équation (III-07) suggère que si nous sommes en mesure d'éliminer (ou réduire) la composante de bruit, déconvoluer l'ondelette, et de restaurer les amplitudes originales nous serions partis avec la réflectivité à l'incidence normale de la terre, qui est liée à l'impédance acoustique par l'équation :

$$Z_{t+1} = Z_t \left[ \frac{1+r_t}{1-r_t} \right] \quad (\text{III-17})$$

Où :  $Z_t = \rho_t \cdot V_t$  =l'impédance acoustique de la couche t.

$\rho_t$ = Densité.

$V_t$ = Vitesse de l'onde de compression (onde P),

Dans la pratique, on ne peut jamais récupérer exactement les coefficients de réflexion à partir de la trace sismique, et il y aura toujours une perte d'amplitude, le bruit et les problèmes d'ondelettes résiduelles. Toutes les méthodes d'inversion après sommation énumérée dans la figure (II.6) « Sommaire des méthodes d'inversion sismique » sont donc des approximations de la situation idéale.

Les deux entrées de l'inversion sont les données sismiques sommées et un ensemble de contraintes géologiques sous la forme d'un modèle. Ceux-ci sont combinés dans une certaine façon pour produire l'inversion finale. La façon dont l'information est combinée dépend de l'algorithme utilisé.

En termes simples, l'inversion à bande limitée consiste à intégrer les données sismiques directement pour produire une trace inversée caractérisée par une bande limitée, puis récupérer les basses fréquences manquantes depuis le modèle géologique.

La méthode d'inversion sparse-spike consiste à estimer un ensemble des coefficients de réflexion à partir des données sismiques, contraignant ces coefficients de réflexion avec le modèle et en inversant ensuite les coefficients pour produire les impédances. Dans l'inversion basée sur un modèle, nous commençons avec un modèle initial de la géologie perturbe ce modèle jusqu'à ce que la section sismique synthétique dérivée corresponde le mieux aux données sismiques observées. Il convient de souligner que les résultats des méthodes sparse-spike et à base de modèle sont similaires, et donne l'aspect d'un « bloc » d'impédance.

L'inversion considère une trace sismique actuelle, supprime l'ondelette sismique, et fournit un modèle de géologie pour une trace donnée. Pour arriver à un meilleur ajustement du modèle, la plupart des routines d'inversion itèrent entre la modélisation directe et l'inversion, cherchant à minimiser la différence entre la trace synthétique et les données.

Dans de nombreux cas, la sommation (Stacking) ne conserve pas l'amplitude de façon adéquate. Par exemple, lorsque des traces présentent une variation d'amplitude avec offset (en particulier sur les réservoirs à gaz), les traces sommées résultantes n'ont pas les mêmes amplitudes que celle de l'incidence verticale, ou celle à zéro offset.

Dans ces conditions, l'inversion doit être effectuée sur des données qui ne sont pas sommées. En outre, les paramètres qui causent le changement d'amplitude de change peuvent être modélisés et utilisés pour favoriser le processus d'inversion.

### **A) Avantages de l'inversion post-stack :**

- L'impédance acoustique est une propriété de couche, tandis que les données sismiques sont une propriété d'interface. Typiquement, l'interprétation stratigraphique est plus facile sur les résultats d'inversion.
- Réduction des effets d'ondelettes, de tuning. D'où une amélioration de la résolution des couches sub-superficielles.

- L'impédance acoustique est une propriété de roche physique. Il peut être comparé directement aux mesures de diagraphie et permet un lien physiquement motivé avec les propriétés du réservoir.
- L'impédance acoustique peut souvent être liée à la porosité. L'application d'une relation impédance-porosité, dérivée des données de diagraphie, au volume d'impédance inversé permet la cartographie de la distribution de la porosité dans le réservoir.
- L'impédance acoustique peut souvent être utilisée comme un discriminateur de réservoir pour localiser des compartiments de réservoir individuels.

## II.5.2. Inversion pré-stack simultanée des données sismiques :

### A) Introduction :

L'utilisation des données sismiques, permet d'identifier la géométrie des réflecteurs et de déterminer leurs profondeurs. Ceci est possible car les ondes sismiques se réfléchissent aux interfaces entre les matériaux de différentes propriétés acoustiques. Cependant, les données de réflexion sismique contiennent des informations au-delà de l'emplacement du réflecteur : chaque réflexion modifie l'amplitude de l'onde renvoyée. La propriété de contrôle dans ce changement à l'interface est le contraste dans l'impédance, qui est le produit de la densité et de la vitesse. Les informations d'amplitude de réflexion sismique peuvent être utilisées pour annuler ou inverser les impédances relatives des matériaux des deux côtés de l'interface. En corrélant ces propriétés sismiques avec des valeurs mesurées dans le trou de forage, les interprétations peuvent être capables d'étendre l'information de puits dans tout le volume sismique. Ce processus, appelé inversion sismique pour la caractérisation des réservoirs, peut aider à combler les lacunes des connaissances des propriétés de formation entre les puits.

Au cours des dernières années, une multitude de, nouvelles techniques d'inversion de pré-stack, ont été mises au point, chacune d'entre elles apportant un léger changement dans la façon d'extraire les informations sur la lithologiques et les fluides à partir des données sismiques pré-stack. Ces méthodes sont lambda-murho (LMR), l'inversion simultanée avant sommation (pre-stack) et l'élasticité élastique étendue (Extended Elastic Impedance) (EEI).

Dans notre cas nous avons utilisé l'inversion simultanée avant somation (pre-stack) pour construire des modèles de paramètres acoustiques qui vont être utilisés dans la caractérisation de réservoir. Il est nécessaire de commencer le travail avec un bref rappel théorique sur les

notions de base de l'inversion simultanée. Pour avoir une bonne caractérisation du réservoir il est primordial d'avoir de bons résultats d'inversion.

L'inversion avant sommation (Pre-stack) ((elle est parfois appelé l'inversion simultanée car les impédances **P** et **S** sont calculées en même temps que la densité)) émerge de la nécessité d'extraire plus d'informations des données sismiques pour résoudre les problèmes géologiques qui ne sont pas résolus par l'inversion post-stack. La donnée **Vs** utilisée dans l'inversion sismique avant sommation peut résoudre, par exemple, la dualité entre la porosité dans les carbonates et les schistes, dans laquelle **Zp** seule ne peut pas résoudre. Par conséquent, l'information sur l'onde **S** est cruciale pour distinguer les roches réservoirs et celles qui ne le sont pas. Dans ce contexte, la SPSI (Simultaneous Pre-stack Seismic Inversion) est considéré comme la méthode ultime qui combine les données AVO avec les techniques d'inversion sismique.

L'SPSI a pour but de transformer les amplitudes des données sismiques avant sommation (offset ou angle gather) pour extraire l'impédance acoustique (**Zp**), l'impédance d'onde de cisaillement (**Zs**) et la densité. Et à la base de ces paramètres, on peut générer d'autres propriétés comme le rapport **Vp/Vs**, le coefficient de Poisson, les paramètres de Lamé, tout dépend de l'objectif de l'interpréteur.

### **B) Avantages de L'inversion sismique simultanée :**

- ⚙ Les composants de sortie sont des propriétés de couche, tandis que les données sismiques sont une propriété d'interface.
- ⚙ Réduction des effets d'ondelettes, de tuning. D'où une amélioration de la résolution des couches sub-superficielles.
- ⚙ Les composants de sortie sont des propriétés physiques de la roche. Ils peuvent être directement comparés aux mesures de diagraphie et permettent un lien avec les propriétés du réservoir.
- ⚙ Par rapport à l'inversion post-stack, une dimension supplémentaire est disponible pour la lithologie et la discrimination de remplissage de fluide.
- ⚙ Comme les variations d'amplitude pour différents angles / offsets sont modélisées pendant l'inversion et non dans le processus de sommation, l'inversion d'impédance **P** est généralement améliorée.

Afin de mieux comprendre le déroulement de l'inversion simultanée et comment on obtient l'impédance acoustique ( $Zp$ ), l'impédance d'onde de cisaillement ( $Zs$ ) et la densité. On va aborder le coté mathématique.

**C) Formulation mathématique de l'inversion simultanée :**

Avant toute chose on doit parler des équations de [Knott, et Zoeppritz,] pour mieux comprendre les approximations qui dérivent de ces dernières.

**Les équations de Zoeppritz :**

[Knott, 1899] et [Zoeppritz, 1919] invoquent la continuité du déplacement et de la pression comme condition aux limites pour exprimer les coefficients de réflexion et de transmission en fonction de l'angle d'incidence et des propriétés physiques des deux milieux ( $Vp$ ,  $Vs$  et  $\rho$ ).

Ces paramètres sont dépendants de la lithologie et de la porosité de la roche, ainsi que du fluide contenu dans les pores. Les équations de [Knott, 1899] et [Zoeppritz, 1919] comprennent quatre inconnus qui sont les coefficients de réflexion et de transmission des ondes P et S à partir de ces conditions aux limites tout en respectant les équations de l'elastodynamique.

Cela nous permettra d'introduire et d'utiliser différentes approximations de ces équations.

$$\begin{bmatrix} R_P(\theta_1) \\ R_S(\theta_1) \\ T_P(\theta_1) \\ T_S(\theta_1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin\theta_1 & -\cos\phi_2 & \sin\theta_2 & \cos\phi_2 \\ \cos\theta_1 & -\sin\phi_1 & \cos\theta_2 & -\sin\phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{V_{P1}}{V_{S1}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2}^2 V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2 V_{P2}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2} V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2} \cos 2\phi_2 \\ -\cos 2\phi_1 & \frac{V_{S1}}{V_{P1}} \sin 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{P2}}{\rho_1 V_{P1}} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 V_{S2}}{\rho_1 V_{P1}} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sin\theta_1 \\ \cos\theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (III-18)$$

RP, TP : Amplitudes des ondes P réfléchies et transmises.

RS, TS : Amplitudes des ondes S réfléchies et transmises.

$\theta_1, \theta_2$  : Angles de transmission et de réflexion de l'onde.

$\phi_1, \phi_2$  : Angles de transmission et de réflexion de l'onde.

Les équations de *Zoeppritz* ne permettent pas de comprendre le lien entre les amplitudes et les différents paramètres physiques, pour cela, des approximations de ces équations ont été établies, parmi celles-ci, nous allons en citer celles qui seront utiliser pour notre étude.

Approximation	Solution recherchée	Hypothèses / limites
<i>Bortfeld</i>	Intercept à zéro-offset $R_P, R_S$	Valable pour tous les angles précritiques.
<i>Shuey</i>	Intercept à zéro-offset $R_P, R_S$	Utile pour les angles inférieurs à 35 ° pour les contrastes typiques en propriétés élastiques, si l'angle moyen n'est pas utilisé.
<i>Fatti et Al</i>	Variation de l'impédance-P ( $\frac{\Delta I_P}{I_P}$ ) Variation de l'impédance-S ( $\frac{\Delta I_S}{I_S}$ )	Bonne, hors de grands angles précritiques ; ne fait pas hypothèse sur la densité ou V P / V S
<i>Smith &amp; Gidlow</i>	Variation de la vitesse -P ( $\frac{\Delta V_P}{V_P}$ ) Variation de la vitesse -S ( $\frac{\Delta V_S}{V_P}$ )	Valable pour tous les angles jusqu'à l'angle critique, ne fait pas hypothèse sur V P / V S. Suppose que la densité suit la relation de Gardner.
<i>Aki et Richards</i>	Intercept à zéro-offset $R_P, R_S$	Utile pour les angles inférieurs à 35 ° pour les contrastes typiques en propriétés élastiques, si l'angle moyen n'est pas utilisé

Tableau (III-1) : Résumé des différentes approximations pour les équations de *Zoeppritz*.

### 1) Approximation d'*Aki et Richards*

Les équations de *Zoeppritz* sont hautement non-linéaires en ce qui concerne les vitesses et les densité.. A partir de la description matricielle des équations de *Zoeppritz*, *Aki et Richards* (1980) ont tiré la formule suivante :

$$R_{pp}(\theta) = a \frac{\Delta V_P}{V_P} + b \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta V_S}{V_S} \quad \text{(III-19)}$$

Avec 
$$a = \frac{1}{2 \cos^2 \theta}$$

$$b = \frac{1}{2} - \left[ \left( \frac{2\beta^2}{a} \right) \sin^2 \theta \right]$$

$$c = - \left( \frac{4\beta^2}{a^2} \right) \sin^2 \theta$$

En pratique, on n'observe pas les effets distincts de la réflectivité de l'onde P, réflectivité de l'onde S et le changement fractionnaire de la densité sur la réflexion d'amplitude R. Au lieu de cela, on observe des changements dans la réflexion d'amplitude en fonction de l'angle d'incidence.

$$\mathbf{R}(\theta) = \left[ \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \right] + \left[ \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} - 4 \frac{\beta^2 \Delta\beta}{\alpha^2 \beta} - 2 \frac{\beta^2 \Delta\rho}{\alpha^2 \rho} \right] \sin^2 \theta + \left[ \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} \right] (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (\text{III-20})$$

## 2) Approximation de Shuey :

L'équation (III-20) contient trois termes. Elle a été réorganisée par shuey (1985) en termes de coefficient de Poisson plutôt que de la vitesse des ondes S, puis en ignorant le troisième terme de l'équation (III-20)

$$\mathbf{R}(\theta) = \left[ \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \right] + \left[ \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} - \frac{\Delta\beta}{\beta} - \frac{1}{2} \frac{\Delta\rho}{\rho} \right] \sin^2 \theta \quad (\text{III-21})$$

En posant :

$$R_p = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \quad (\text{III-22})$$

Et : 
$$R_s = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta\beta}{\beta} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \quad (\text{III-23})$$

L'équation (III-21) devient :

$$\mathbf{R}(\theta) = R_p + [R_p - 2R_s] \sin^2 \theta \quad (\text{III-24})$$

### 3) Approximation de Fatti et al :

L'inversion pré-stack est également basée sur l'équation d'Aki-Richards qui a été ré-exprimée par Fatti et al. (1994) comme suit :

$$R_{pp}(\theta) = C_1 R_P + C_2 R_S + C_3 R_D$$

Avec :

$$R_P = \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (\text{III-25})$$

$$R_S = \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta V_S}{V_S} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (\text{III-26})$$

$$R_D = \left[ \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (\text{III-27})$$

$$C_1 = 1 + \tan^2 \theta \quad (\text{III-28})$$

$$C_2 = -8\gamma^2 \sin^2 \theta \quad (\text{III-29})$$

$$C_3 = -\frac{1}{2} \tan^2 \theta + 2\gamma^2 \sin^2 \theta \quad (\text{III-30})$$

$$\gamma = \frac{V_S}{V_P} \quad (\text{III-31})$$

#### D) Modélisation des données avant sommation :

La plupart des algorithmes d'inversion AVO sont basés sur la relation entre la réflexion et l'angle d'incidence. Par conséquent, des étapes supplémentaires avant l'inversion notamment à transformer les offset en angles d'incidence. La relation entre l'angle et l'offset est calculée en traçant un rayon depuis la source vers le récepteur dans un modèle de vitesse précis.

Le problème du tracer de rayon en AVO peut être énoncé comme suit : pour l'emplacement d'une source donnée et un récepteur donné, et une couche de réflexion donnée, trouver le trajet de rayon qui relie la source et le récepteur, tout en obéissant à la loi de Snell dans chaque couche.

$$P = \frac{\sin \theta_i}{V_{pi}} \quad (\text{III-32})$$

a) Transformation du domaine offset au domaine angle :

a.1) Méthode de rayon direct :

$$\tan\theta = \frac{x}{2d} \quad (\text{III-33})$$

$X$ =Offset

$$d = \text{Profondeur} = \frac{v_{\text{RMSt}_0}}{2}$$

$t_0$ =Temps de trajet double.

Si on connaît la vitesse dans cette couche d'intérêt, on peut écrire :  $d = \frac{vt_0}{2}$

En remplaçant  $d$  dans l'équation (III-33) on aura :

$$\tan\theta = \frac{x}{vt_0} \quad (\text{III-34})$$

La figure (III-8) illustre la géométrie du trajet du rayon pour une seule paire source-récepteur dans une couche à vitesse constante.

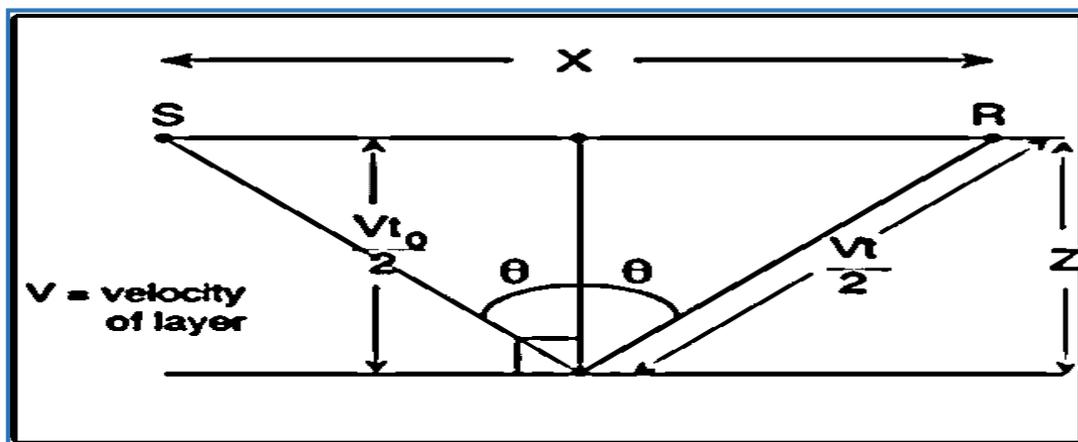


Figure (III-8) la géométrie du trajet du rayon pour une seule paire source-récepteur dans une couche à vitesse constante.

Pour faciliter l'inversion avant sommation, un ensemble de données AVO peuvent être divisées en sous-ensembles en fonction de l'angle d'incidence. Par exemple, un offset proche, un offset milieu et un offset lointain, peuvent former trois ensembles des données distinctes. Pour chaque CMP recueilli, les traces d'offsets proches de tous les autres CMP, formant un

ensemble de données ou offset proche. De même, l'offset milieu et l'offset loin de chaque CMP peuvent être regroupés. Chaque groupe d'offset peut être inversé séparément.

Bien que certaines informations AVO soient perdues dans ces sommations partielles, parfois appelé *offset – stack* ou *angle – stack*, la figure suivante est un organigramme méthode générale pour l'inversion avant sommation.

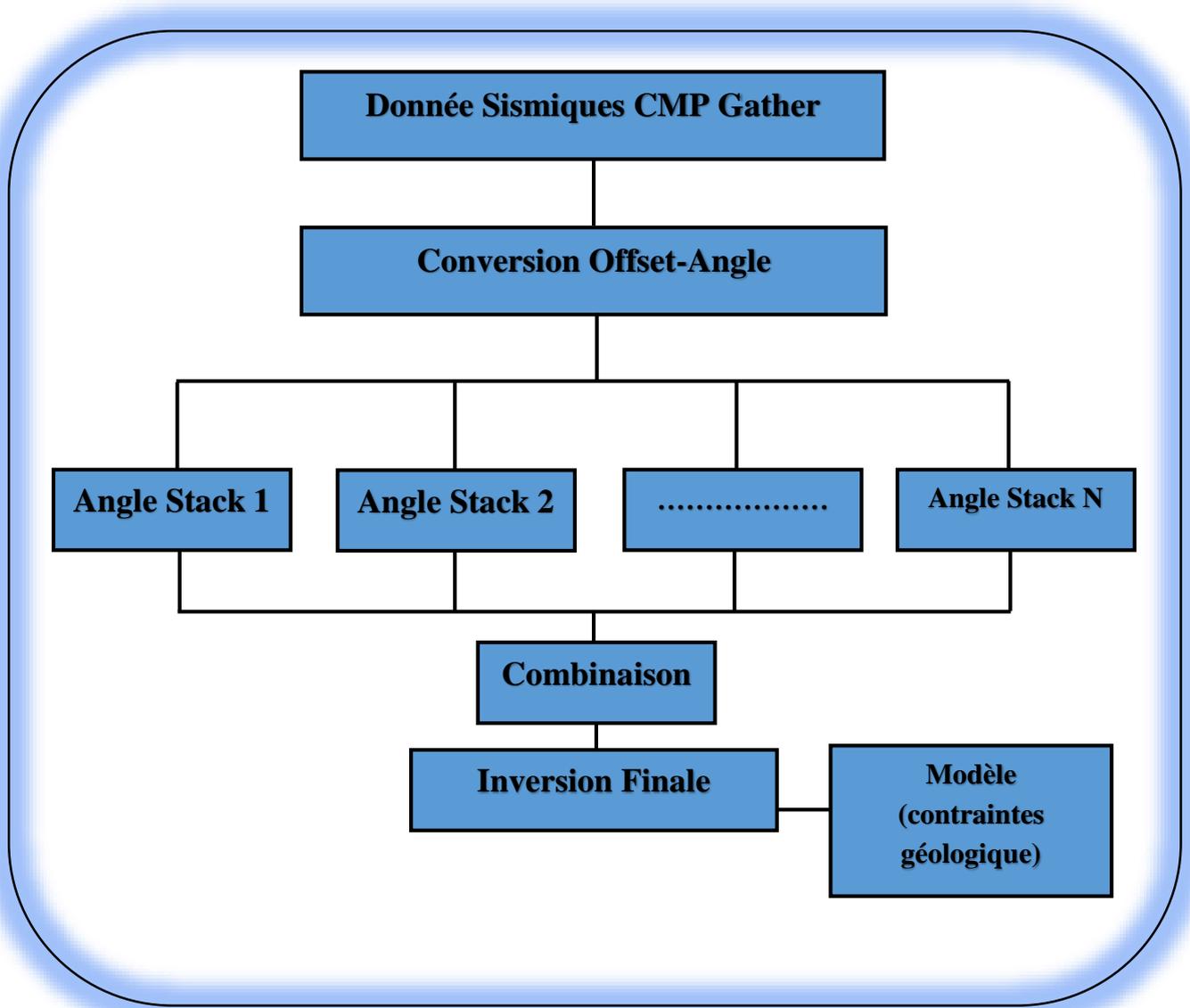


Figure (III-9) : Méthode générale pour l'inversion avant sommation.

**E) Résolution de l'inversion pré-stack :**

Parmi les approches données pour résoudre l'inversion avant-sommation, il y a celle formulée par RUSSELL et HAMPSON et qui peut être vue comme une version généralisée de l'inversion après-sommation.

Nous allons d'abord passer en revue les principes de l'inversion post-stack basée sur un modèle. Nous pouvons dire que l'approximation de la petite réflectivité pour la réflectivité de l'onde P est donnée par :

$$\mathbf{R}_{pi} = [(L_{pi+1}) - (L_{pi})] \quad \text{(III-35)}$$

Si on considère une réflectivité de N échantillons, l'équation (III-35) peut exprimer sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} R_{P1} \\ R_{P2} \\ \vdots \\ R_{Pn} \end{bmatrix} = 1/2 \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \vdots \\ 0 & -1 & 1 & \vdots \\ 0 & 0 & -1 & \vdots \\ \dots & \dots & \dots & \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{P1} \\ L_{P2} \\ \vdots \\ L_{Pn} \end{bmatrix} \quad \text{(III-36)}$$

Où  $L_{pi} = \ln(Z_{pi})$ . Ensuite, si nous représentons la trace sismique comme la convolution de l'ondelette sismique avec la réflectivité de la Terre, nous pouvons écrire le résultat sous forme de matrice comme suit

$$\begin{bmatrix} T_1 \\ T_2 \\ \vdots \\ T_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} W_1 & 0 & 0 & \vdots \\ W_2 & W_1 & 0 & \vdots \\ W_3 & W_2 & W_1 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{P1} \\ R_{P2} \\ \vdots \\ R_{Pn} \end{bmatrix} \quad \text{(III-37)}$$

Où  $T_i$  représente le ième échantillon de la trace sismique et  $R_{Pi}$  représente le ième terme d'une ondelette sismique extraite. La combinaison des équations (III-36) et (III-37) nous donne le modèle direct qui relie la trace sismique au logarithme de P impédance :

$$\mathbf{T} = \frac{1}{2} \mathbf{WDL}_P \quad \text{(III-38)}$$

Où  $\mathbf{W}$  est la matrice d'ondelettes donnée dans l'équation (III-37) et  $\mathbf{D}$  est la matrice dérivée donnée dans l'équation (III-36). Pour résoudre l'équation (III-38), on construit un modèle d'impédance de prédiction initiale puis fait des itérations vers une solution en utilisant la méthode du gradient conjugué.

Pour un angle de trace donné  $T(\theta)$  on peut donc étendre la trace de zéro offset (ou angle) donnée dans l'équation (III-38), en la combinant avec l'équation de Fatti et Al pour obtenir

$$T(\theta) = \frac{1}{2} c_1 W(\theta) DL_P + \frac{1}{2} c_2 W(\theta) DL_S + \frac{1}{2} c_3 W(\theta) DL_D \quad \text{(III-39)}$$

Où  $L_S = \ln Z_S$  et  $L_D = \ln \rho$ . Notons que l'ondevette dépend maintenant de l'angle. L'équation (III-39) pourrait être utilisée pour l'inversion, sauf qu'elle ignore le fait qu'il existe une relation entre  $L_P$  et  $L_S$  et entre  $L_P$  et  $L_D$ .

Pour résoudre le problème d'absence de relation entre les impédances prie par l'équation (III-39) RUSSELL et HAMPSON ont effectuées dans ce sujet diverses études qui ont permis de trouver les relations linéaires suivantes :

$$\ln(Z_S) = k \ln(Z_P) + k_c + \Delta L_S \tag{III-40}$$

$$\ln(Z_D) = m \ln(Z_P) + m_c + \Delta L_D \tag{III-41}$$

Autrement dit, nous cherchons des écarts par rapport à un ajustement linéaire dans l'espace logarithmique. Ceci est illustré sur la figure (III-10)

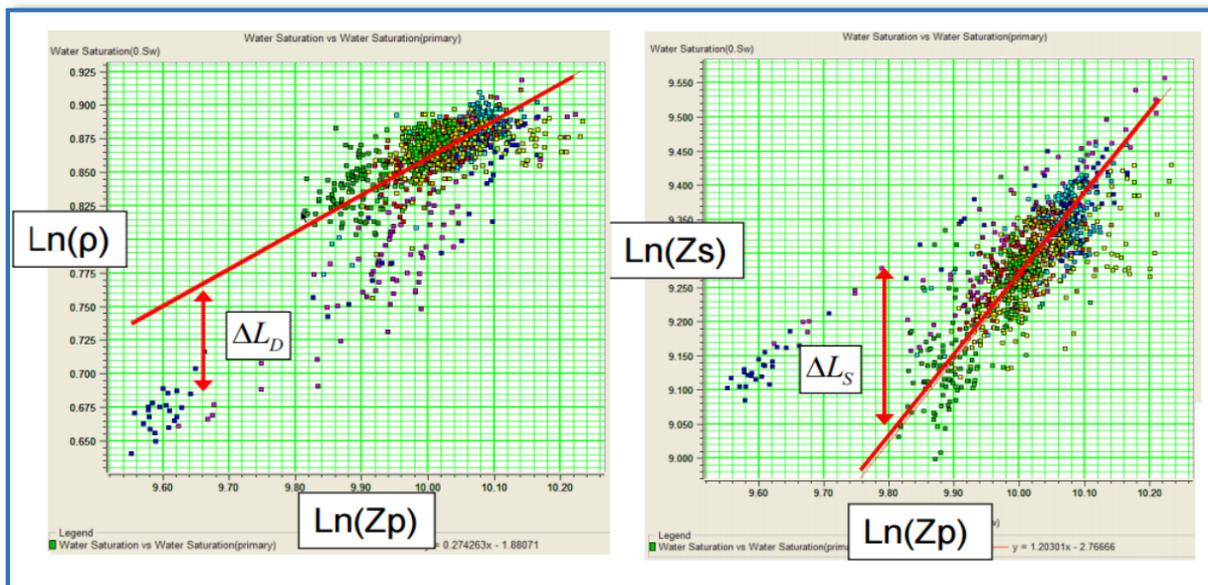


Figure (III-10) : Cross-plot entre  $\ln(Z_P)$  et  $\ln(Z_S)$  (droite) et  $\ln(Z_P)$  et  $\ln(\rho)$ , montrant que  $Z_S$  et  $\rho$  sont linéairement liés à  $Z_P$ ; Les valeurs de  $\Delta L_D$  et  $\Delta L_S$  indiquent les écarts par rapport à la tendance de fond (ligne rouge) en cas d'anomalies des fluides (CGG VERITAS workshop).

## F) Équation de l'inversion simultanée

En combinant l'équation (III-39) avec la (III-41) on obtient l'équation de l'inversion simultanée :

$$\mathbf{T}(\boldsymbol{\theta}) = \check{c}_1 \mathbf{W}(\boldsymbol{\theta}) \mathbf{D} \mathbf{L}_P + \check{c}_2 \mathbf{W}(\boldsymbol{\theta}) \mathbf{D} \mathbf{L}_S + \check{c}_3 \mathbf{W}(\boldsymbol{\theta}) \mathbf{D} \mathbf{L}_D \quad (\text{III-42})$$

Avec

$$\check{c}_1 = \left( \frac{c_1}{2} + \frac{c_2}{2} \mathbf{k} + \mathbf{C}_3 \mathbf{m} \right)$$

$$\check{c}_2 = \frac{c_2}{2}$$

$$\check{c}_3 = \mathbf{C}_3$$

Si l'équation (III-42) est résolue par des méthodes d'inversion de matrice, nous rencontrons à nouveau le problème que le contenu basse fréquence ne peut pas être résolu. Une approche pratique consiste à initialiser la solution  $[\mathbf{L}_P \ \Delta \mathbf{L}_S \ \Delta \mathbf{L}_D]^T = [\ln(\mathbf{Z}_{P0}) \ \mathbf{0} \ \mathbf{0}]^T$  où  $\mathbf{Z}_{P0}$  représente l'impédance acoustique de modèle initial et ensuite on procède des itérations vers la solution réelle en utilisant la méthode de gradient conjugué.

Enfin on calcule les valeurs de  $\mathbf{Z}_P, \mathbf{Z}_S, \rho$ :

$$\mathbf{Z}_P = e^{L_P} \quad (\text{III-43})$$

$$\mathbf{Z}_S = e^{k(L_P) + k_c + \Delta L_S} \quad (\text{III-44})$$

$$\rho = e^{m(L_P) + m_c + \Delta L_D} \quad (\text{III-45})$$

## II.6. Information et données requises pour l'inversion sismique :

### II.6.1. Les données sismiques

Différents types d'inversion commencent par différents types de données sismiques, la distinction principale entre ces inversions est selon qu'elles soient effectuées avant-sommation ou après-sommation. La plupart des enregistrements sismiques fournissent des images du sous-

sol, en utilisant les données qui ont été sommées. La sommation est une technique d'amélioration du signal en combinant de nombreuses traces sismiques. Les traces représentent des enregistrements à partir d'une collection des différents offset source-récepteur avec un point milieu commun.

Chaque trace est supposée contenir le même signal, mais différents bruits aléatoires. La sommation produit une seule trace avec un bruit aléatoire minimal et avec l'amplitude du signal égale à la moyenne du signal dans les traces sommées. La trace somme résultant est considérée comme la réponse d'une réflexion à incidence normale au point milieu commun (Common midpoint CMP). La figure suivante explique le principe de la sommation en couverture multiple.

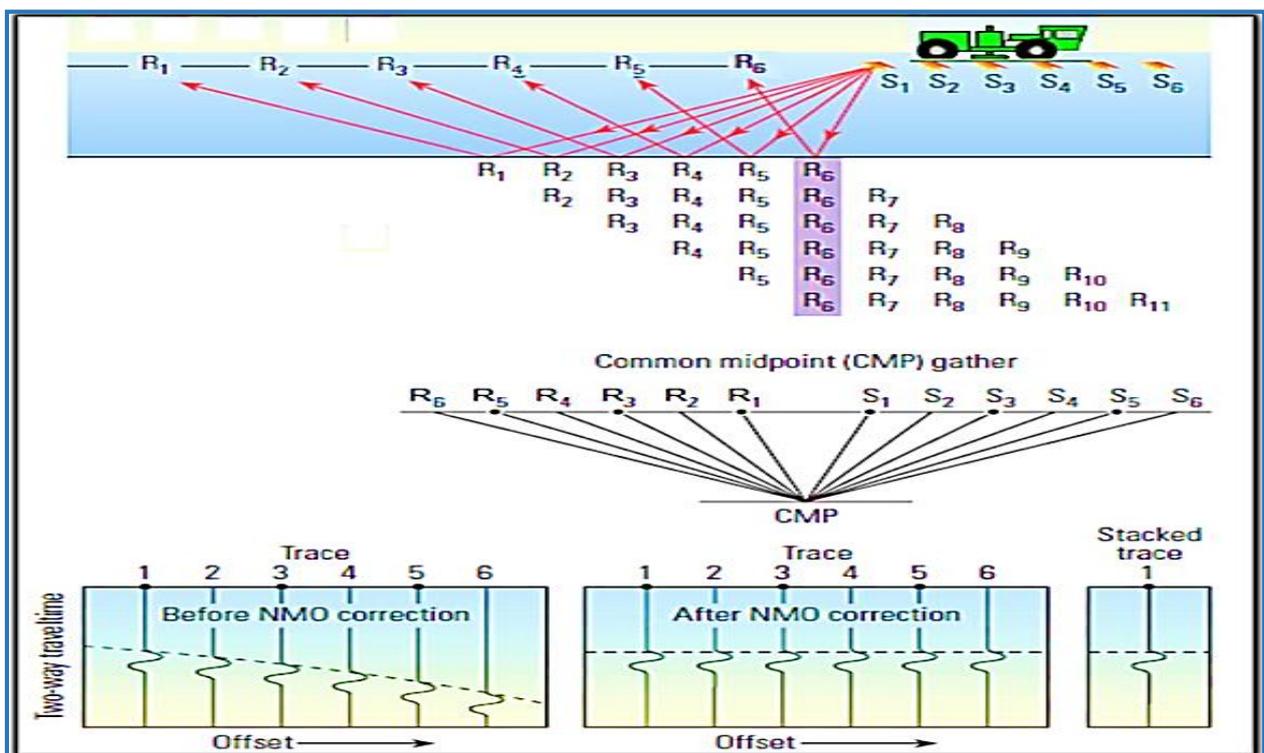


Figure (III-11) : principe de la sommation en couverture multiple.

## II.6.2. Les données de puits :

### A) Log sonique :

Dans sa forme la plus simple, un outil sonique se compose d'un émetteur qui émet une impulsion et un récepteur qui capte et enregistre l'impulsion qui passe par le récepteur. Le log sonique est tout simplement un enregistrement en fonction de la profondeur du temps,  $t$ , nécessaire à une onde sonique pour parcourir 1 pied de la formation. Connu comme l'intervalle

de temps de transit, le temps de transit  $\Delta t_i$  ou la lenteur,  $t$  est l'inverse de la vitesse de l'onde sonique.

L'intervalle de temps de transit pour une formation donnée dépend de sa lithologie et de la porosité.

### **B) Log de densité :**

Les logs de densité sont principalement utilisés comme des logs de porosité. La combinaison du log densité et sonique donne l'impédance acoustique des différentes couches traversées par le puits.

### **C) Logs de porosité neutrons :**

Ils sont utilisés principalement pour la délimitation des formations poreuses et la détermination de leur porosité.

### **D) Log Gamma-Ray :**

Le log GR est une mesure de la radioactivité naturelle des formations. Dans les formations sédimentaires, le log reflète le contenu d'argile des formations. Parce que les éléments radioactifs ont tendance à se concentrer dans les argiles et les schistes. Les formations propres ont généralement un niveau de radioactivité très faible.

Le géophysicien extrait des diagraphies une information touchant la densité et la vitesse des différentes formations composant le sous-sol en vue d'une conversion des données temps-profondeur. L'avantage des diagraphies est qu'elles seules donnent avec précision l'information sur les profondeurs des couches. Toute interprétation sismique impose un étalonnage et une calibration sur des données de diagraphie.

### **E) Check shot :**

Un type de données sismiques de forage conçues pour mesurer le temps de parcours sismique de la surface à une profondeur connue. La vitesse des ondes P des formations rencontrées dans un puits de forage peut être mesurée directement en descendant un géophone à chaque formation d'intérêt, en envoyant une source d'énergie de la surface de la Terre, et en enregistrant le signal résultant. Les données peuvent ensuite être corrélées aux données sismiques de surface en corrigeant le Log sonique et en générant un sismogramme synthétique pour confirmer ou modifier les interprétations sismiques.

### II.6.3. Les ondelettes sismiques :

L'ondelette sismique représente le lien entre la réponse sismique et les paramètres du sous-sol. Elle alors constitue le point commun entre le chemin inverse et direct .L'inversion étudiée est dite déterministe car elle se repose sur le fait que l'ondelette sismique est supposée connue. La réussite de toute inversion sismique est toujours conditionnée par une estimation précise de l'ondelette.

En inversion sismique avant sommation, le fait de dire que l'ondelette est constante spatialement n'est plus respecté. Elle devient dépendent de l'angle d'incidence, en effet elle est calculée pour plusieurs plages d'angles d'incidence.

L'ondelette sismique est un signal comme les tous autres signaux physiques qui sont identifiées par leurs caractéristiques spectrales : spectre d'amplitude et spectre de phase, par conséquent le problème d'extraction d'ondelette est constitué par deux stades qui sont les suivants :

- Détermination de spectre d'amplitude.
- Détermination de spectre de phase.

Les données sismiques sont utilisées pour définir le spectre d'amplitude par un processus d'estimation statistique. Ce dernier est appliqué sous réserve des suppositions sur l'ondelette qui sont les suivantes :

- L'ondelette est à phase minimale.
- La forme d'onde est stationnaire dans la fenêtre d'extraction.
- La série des coefficients de réflexion est aléatoire : ce qui implique que le sismogramme possède les caractéristiques de l'ondelette sismique.
- L'autocorrélation du signal correspond à son spectre de puissance.
- La composante de bruit est négligeable.
- La fonction d'autocorrélation de la trace sismique  $T(t) = w(t) * r(t)$ , sans multiple est donnée par

$$\phi_{tt}(t) = E[T(t) + T(t, \tau)]$$

$$\phi_{tt}(t) = E[W(t) * r(t), W(t + \tau) * r(t + \tau)]$$

$$\phi_{tt}(t) = [W(t) . W(t + \tau) * [r(t) * r(t + \tau)]]$$

$$\phi_{tt}(t) = \phi_{ww}(t) * \phi_{rr}(t)$$

Comme la série des coefficients de réflexion  $r(t)$  suit une loi gaussienne de moyenne nulle et de variance  $\sigma^2$ , on obtient une fonction d'autocorrélation :

$$\phi_{tt}(t) = \sigma^2 \cdot \phi_{ww}(t)$$

De plus, comme la transformée de Fourier de l'autocorrélation d'un signal est égale au spectre de puissance de celui-ci, alors on aura :

$$TF[\phi_{tt}(t)] = \sigma^2 \cdot |\phi_{ww}(v)|^2$$

Avec  $|\phi_{ww}(v)|$  est le spectre d'amplitude de l'ondelette.

#### II.6.4. Construction du modèle initial :

La résolution du problème d'inversion sismique par des méthodes itératives exige la connaissance d'un modèle initial qui décrit la distribution spatiale des paramètres du sous-sol ( $Z_p, Z_s, \rho$ ). ces paramètres sont souvent souhaitables d'être les plus proches de ceux du modèle géologique réel. Pour y arriver, on utilise une combinaison des données de puits qui possèdent les vrais paramètres à sa verticale et les horizons sismiques qui définissent les limites entre les diverses couches. Ainsi la construction du modèle géologique est effectuée par une interpolation des premiers en se basant sur la deuxième.

Le développement optimal d'un réservoir pétrolier dépend de la connaissance de son architecture et de ses caractéristiques. Pour cela les données géophysiques jouent un rôle important dans le développement d'un modèle qui définit la structure d'un réservoir et ses propriétés. Les géophysiciens utilisent principalement des données sismiques pour effectuer une inversion sismique et relier l'impédance acoustique et l'impédance élastique, l'épaisseur, l'amplitude versus offset (AVO) et d'autres indicateurs et attributs sismiques pour déterminer la porosité, le volume d'argile et éventuellement la saturation. L'un des objectifs consiste à utiliser des données sismiques pour faciliter le processus d'«extrapolation» à l'ensemble du champ à partir des données de puits. Qu'il s'agisse de la vue des géologues, des ingénieurs ou des géophysiciens sur la caractérisation des réservoirs. L'objectif est d'intégrer toutes les données disponibles pour en déduire les différentes propriétés du réservoir.

Dans le processus de caractérisation de réservoirs, nous traitons des données incomplètes. Nous essayons constamment d'extrapoler l'information à partir de mesures éparses (par exemple, des données de puits et des données de base limitées d'une part et de grands volumes de données sismiques avec une résolution spatiale limitée d'autre part). Nous recourons à des méthodes statistiques pour effectuer l'extrapolation spatiale et temporelle. Parmi les méthodes statistiques utilisées, on peut citer le tracé matriciel, la corrélation, la régression, l'analyse en composantes principales et récemment les réseaux de neurones (NN). Il faut souligner que souvent la caractérisation d'un réservoir est un processus inexact qui commence par l'interprétation de l'information, suivi d'une description de l'hétérogénéité des réservoirs et d'une formulation approximative de modèles mathématiques du comportement complexe du réservoir.

#### IV.1. Présentation des données utilisées :

Afin d'arriver à notre but final celui de déterminer le volume d'argiles ( $V_{sh}$ ), la porosité totale ( $\phi_T$ ) et la porosité effective ( $\phi_{eff}$ ) et celui de la saturation en eau, on utilise les attributs sismiques et les résultats obtenus dans les chapitres précédents.

- ✚ Paramètres pétro physique.
- ✚ Résultats d'inversion.
- ✚ Attributs sismiques.

**IV.1.1. Paramètres pétrophysiques :**

Les paramètres ( $Vsh, \phi_T, \phi_{eff}, Sw$ ) obtenus précédemment lors de l'évaluation pétro physique vont être utilisés comme Target log pour la calibration au niveau de chaque puits, car c'est à ce niveau qu'on peut vérifier et améliorer les paramètres choisis et on peut gagner du temps et en précision, puis on applique les résultats de l'entraînement au volume sismique.

**IV.1.2. Résultats d'inversions :**

Les résultats d'inversions appliquées sur les données sismiques qui sont l'impédance acoustique  $Zp$  et  $Zs$  ainsi que la densité  $\rho$  représentent les attributs externes qui seront utilisés avec les attributs internes (physiques géométriques) dans la formulation des relations linéaires et multilinéaires.

**IV.1.3. Attributs sismiques :**

Afin de mieux comprendre l'intérêt des données on passe en revue les attributs sismiques les plus couramment utilisés et leur utilisation comme outil d'interprétation et de caractérisation.

**1. Définition :**

Si les signaux sismiques contiennent des informations géologiques, il est peut-être possible de les transformer au moyen d'opérations mathématiques pour révéler le plus clairement possible cette information.

- Les attributs sismiques sont les composantes des données sismiques obtenues par mesure, calcul, et d'autres méthodes à partir des données sismiques.
- Toute information d'intérêt qui peut être dérivée de la sismique est appelé : «attribut sismique».
- Une propriété mesurable des données sismiques, tels que l'amplitude, le creux, la fréquence, la phase et la polarité. Les attributs peuvent être mesurés à un instant donné ou sur une fenêtre temporelle, et peuvent être mesurés sur une seule trace, ou sur un ensemble de traces ou sur une surface interprétée à partir de données sismiques.
- Les attributs sismiques révèlent des caractéristiques, des relations et des modèles dans les données sismiques qui, autrement, pourraient ne pas être remarquées.
- Un attribut sismique est toute mesure de données sismiques qui aide à mieux visualiser et qualifier les zones à interpréter. Les attributs n'extraient pas directement des objets

géologiques mais permettent de les mettre en valeur. Chacun d'entre eux est censé faire ressortir une et une seule caractéristique sismique ou géologique.

## IV.2. Utilités des attributs sismiques :

Les attributs sismiques mesurent les caractéristiques d'intérêt pour l'exploration et l'exploitation pétrolières. De bons attributs sismiques peuvent être directement sensibles à la caractéristique géologique ou à la propriété du réservoir d'intérêt, ou permettre de définir une analyse structurale de l'environnement de sédimentation permettant de déduire des caractéristiques ou propriétés intéressantes.

Ces différents attributs permettent d'extraire des informations géologiques pertinentes à partir d'une énorme quantité de données sismiques et de permettre au géo scientifique de produire une interprétation plus précise et de réduire les risques d'exploration et de développement.

## IV.3. Classification des attributs sismiques :

Comme les attributs sismiques ont augmenté en nombre et en variété au cours des dernières décennies, de nombreux auteurs ont tenté de les classer en familles, dont l'objectif ultime une meilleure compréhension et application. On va citer quelques classifications selon certain auteurs.

**Brown (1996, 2004)** a classé les attributs en utilisant une structure arborescente avec le temps, l'amplitude, la fréquence et l'atténuation comme branches principales, qui se ramifient dans les catégories post-stack et pre-stack. Les attributs de temps fournissent des informations sur la structure, tandis que les attributs d'amplitude fournissent des informations sur la stratigraphie et le réservoir.

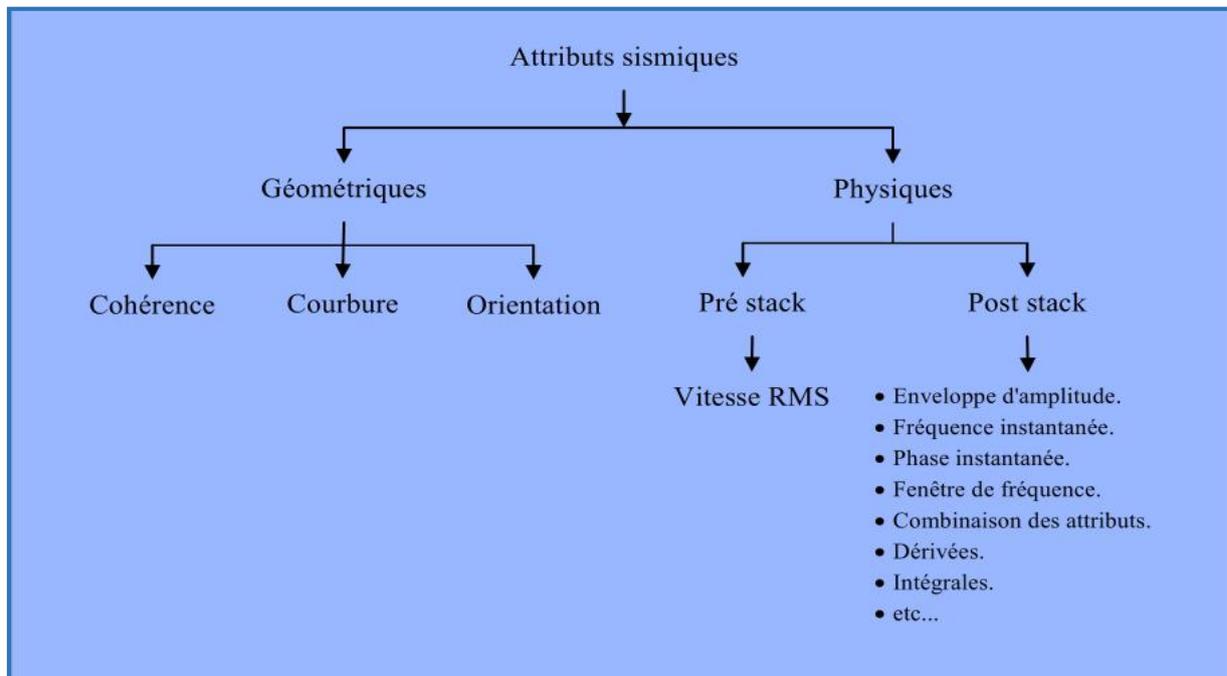
**Barnes (1997)** a développé une classification des attributs de trace complexe en fonction de la relation entre les différents attributs et les données sismiques. Reconnaisant l'amplitude et la phase comme des attributs fondamentaux dont tous les autres sont dérivés, les attributs sont classés comme 1D, 2D ou 3D, comme temps ou profondeur, et comme instantané ou local.

**Taner et al. (1994)** a divisé les attributs en deux catégories générales géométrique et physique. L'objectif des attributs géométriques est d'améliorer la visibilité des caractéristiques géométriques des données sismiques ; ils comprennent le pendage, l'azimut et la continuité.

Les attributs physiques sont reliés aux paramètres physiques du sous-sol et se rapportent donc à la lithologie. Ceux-ci incluent l'amplitude, la phase et la fréquence. La classification peut être divisée en attributs post-stack et pre-stack.

Nous avons choisi de nous baser sur la classification proposée par Taner et al (1994) afin de donner un aperçu des grandes familles dans lesquelles il est possible de ranger le nombre impressionnant des attributs disponibles.

Pour simplifier la classification on va représenter quelques attributs dans le schéma suivant (Figure IV.1) :



**Figure (IV-1) : Exemple de classification des attributs sismiques.**

#### IV.3.1. Attributs Géométriques :

Les attributs géométriques sont calculés à partir de la configuration de la réflexion et des continuités. Ils définissent les caractéristiques des événements, quantifient les caractères qui aident à la reconnaissance des structures stratigraphiques et lithologique. Ils déterminent les zones où les couches sont organisées de façon régulière. Les attributs géométriques permettent d'identifier les failles. Ils permettent également de déterminer la continuité latérale des réflecteurs, indiquer la similarité des couches ainsi que la discontinuité (interprétation lithologique), détecter les ruptures. De manière générale, ils décrivent les relations spatiales et temporelles entre les différentes couches géologiques.

On peut citer quelques-uns avec une brève description comme :

**Cohérence** : Son but est de mettre en valeur les discontinuités au sein du bloc sismique. Il est donc principalement utilisé pour détecter les failles mais il peut aussi s'avérer important pour délimiter d'autres objets géologiques comme les chenaux, les dômes de sel, etc...

**Courbure** : On peut utiliser cet attribut pour la détection de structures telles que les dômes de sel ou les structures plissées (anticlinaux ou synclinaux).

**Orientation** : La prise en compte d'attributs sismiques relatifs à l'orientation est une aide précieuse pour l'interprétation. En effet, le **dip** (angle d'une surface avec l'horizontale) et l'**azimut** (angle entre la direction de la pente d'une surface et la direction du nord) sont des caractéristiques très importantes des surfaces géologiques.

Les changements d'orientation de structures géologiques peuvent être des outils très utiles pour mettre en valeur les différentes phases de dépôts.

#### IV.3.2. Attributs Physiques :

Les attributs physiques sont les mesures sismiques qui informent directement sur la propagation des ondes et de la lithologie. Ils sont soit des attributs avant ou après sommation.

Dans ce qui suit on va aborder les attributs qui seront utilisés lors de la formulation des relations.

##### **A) Attributs Post-Stack :**

Les attributs de post-Stack sont dérivés des données sommées. L'attribut est le résultat des propriétés dérivées du signal sismique complexe.

Le concept de traces complexes a été décrit pour la première fois par Tanner, 1979. La trace complexe est définie par l'équation (01) comme :

$$CT(t)=T(t)+iH(t) \quad (IV-01)$$

Avec :

- ✓ CT(t) = trace complexe.
- ✓ T(t) = trace sismique.
- ✓ H(t) =transformé de Hilbert T(t).
- ✓ H(t) est le déphasage de 90° de T(t).

**a) Amplitude instantanée (Enveloppe d'amplitude) :**

**Définition** : elle est égale à la valeur maximale que l'amplitude de la trace peut atteindre par une rotation de phase constante. Elle représente la magnitude de la sinusoïde qui correspond le mieux à la trace sismique dans une petite fenêtre. Elle est indépendante de la phase de l'ondelette

**Expression mathématique** : L'amplitude instantanée (Enveloppe d'amplitude) peut être calculé en utilisant l'amplitude de la trace réelle et la transformée de Hilbert de la trace réelle. Ce calcul est appliqué échantillon par échantillon (c'est-à-dire instantanément). L'amplitude résultante est de signe positif (c'est-à-dire indépendant de la phase).

$$a(t) = \sqrt{x^2(t) + y^2(t)} \quad (\text{IV-02})$$

**Signification physique** : L'amplitude instantanée met en évidence la valeur maximale de l'amplitude de la trace quelle que soit la phase et / ou la polarité des données utilisées. La valeur maximale de l'amplitude de la trace reflète un grand contraste acoustique qui pourrait être produit par de nombreuses caractéristiques géologiques.

**Utilisations et applications** : l'amplitude instantanée peut être utilisée pour mettre en évidence interpréter les caractéristiques suivantes :

- ✓ Bright spots (détection directe de réservoirs d'hydrocarbures).
- ✓ Contacts de fluide interstitiel (diminution de l'amplitude).
- ✓ Frontières de séquence (changements majeurs des environnements de dépôt).
- ✓ Changements majeurs de lithologie.
- ✓ Parfois, la porosité du réservoir

**b) Phase instantanée :**

L'attribut de phase instantanée est donné par l'équation (IV-03) :

$$\Phi(t) = \arctan | H(t) / T(t) | \quad (\text{IV-03})$$

La trace sismique  $T(t)$  et sa transformée de Hilbert  $H(t)$  sont liés à l'enveloppe  $E(t)$  et la phase  $\Phi(t)$  par les relations ((IV-04)) et ((IV-05)) :

$$T(t) = E(t) \cos(\Phi(t)) \quad (\text{IV-04})$$

$$H(t) = E(t) \sin(\Phi(t)) \quad (\text{IV-05})$$

Avec :

**E (t)** : l'amplitude instantanée

La phase instantanée est mesurée en degrés  $(-\pi, \pi)$ . Il est indépendant de l'amplitude et montre la continuité et la discontinuité des événements.

La phase le long de l'horizon ne devrait pas changer en principe, des changements peuvent survenir s'il y a un problème de picking, ou si la couche change latéralement en raison de «sink – holes» (sont dus à des effondrements de terrain très particuliers qui se forment aux endroits où les eaux souterraines se creusent de nouveaux passages) ou d'autres phénomènes. Cet attribut est utile en tant que :

- ✓ Meilleur indicateur de continuité latérale.
- ✓ Relatif à la composante de phase de la propagation d'onde.
- ✓ Peut être utilisé pour calculer la vitesse de phase.
- ✓ N'a aucune information d'amplitude, donc tous les événements sont représentés,
- ✓ Montre des discontinuités, mais peut ne pas être le meilleur. Il est préférable de montrer les limites de la séquence des continuités,
- ✓ Visualisation détaillée des configurations de literie,
- ✓ Utilisé dans le calcul de la fréquence instantanée et de l'accélération.

#### c) **Fréquence instantanée :**

La fréquence instantanée est la dérivée temporelle de la phase, c'est-à-dire le taux de changement de la phase :

$$F(t) = \frac{1}{2\pi} d(\Phi(t)) / dt \quad (\text{IV-06})$$

La fréquence instantanée représente l'amplitude moyenne de l'ondelette. C'est un bon corrélateur de caractères sismiques.

#### **Utilisations et applications :**

- indique l'épaisseur des couches et aussi les paramètres lithologiques.
- Indique les bords des couches minces à faible impédance,
- Indicateur d'hydrocarbure par anomalie basse fréquence. Cet effet est parfois accentué par les sables non consolidés en raison de la teneur en huile des pores.
- Indicateur de zone de fracture, apparaissent comme zones de fréquence inférieure

- Indicateur de zone de réflexion chaotique,
- Indicateur d'épaisseur de couche. Des fréquences plus élevées indiquent des interfaces pointues ou une couche mince de schiste, des fréquences inférieures indiquent une couche riche en sable.

**d) Combinaison des attributs instantanés :**

**Cosinus de la phase instantanée C (t) :**

$$C(t) = \cos(\Phi(t)) \quad (\text{IV-07})$$

Le cosinus de la phase instantanée est également indépendant de l'amplitude. Cet attribut est plus lisse que la phase (qui a des discontinuités) et est donc utile pour les procédures de classification automatique.

La phase cosinus a les mêmes utilités que la phase instantanée mais elle offre un avantage significatif. Les données de la phase cosinus n'exposent pas la discontinuité de la bande des données de la phase instantanée, puisqu'elle oscille légèrement entre les valeurs négatives et positives

Amplitude pondérée cosinus phase :

$$A(t) = \cos(\Phi(t)) \quad (\text{IV-08})$$

Amplitude weighted phase:

$$A(t) = \Phi(t) \quad (\text{IV-9})$$

Amplitude pondérée :

$$A(t) = w(t) \quad (\text{IV-10})$$

**e) Dérivé :**

Un ensemble d'attributs est basé sur la dérivée première ou seconde de la trace sismique ou sur son enveloppe d'amplitude (ou amplitude instantanée, synonyme d'enveloppe d'amplitude).

Dérivée de l'enveloppe (E'(t)) :

C'est la dérivée temporelle de l'enveloppe.

$$RE(t) = dE(t) / dt \quad (\text{IV-11})$$

La dérivée de l'enveloppe met en évidence :

- Le changement de réflectivité qui est également lié à l'absorption d'énergie.
- La netteté du temps de montée qui est liée à l'absorption
- Les interfaces pointues.

Elle montre aussi les discontinuités. Il est utilisé dans le calcul de la direction de propagation du groupe. Comparé à la direction de propagation de phase, il peut indiquer des ondes dispersives.

Deuxième dérivée de l'enveloppe (DDE) :

$$E''(t) = dE^2(t) / dt^2 \quad (\text{IV-12})$$

La deuxième dérivée de l'enveloppe met très bien en évidence les interfaces - les lieux de changement. Cet attribut n'est pas trop sensible à l'amplitude et peut même mettre en évidence des événements faibles.

- ✓ Affiche toutes les interfaces réfléchissantes visibles dans la bande passante sismique
- ✓ Montre la netteté des événements
- ✓ Indique des changements brusques de lithologie, de grands changements de l'environnement de dépôt, même l'amplitude de l'enveloppe correspondante peut être faible.
- ✓ Très bonne présentation de l'image du sous-sol dans la bande passante sismique.

**f) Polarité apparente PP :**

La polarité apparente est définie par Taner et al (1979) comme le signe d'une trace réelle lorsque la trace de forte de réflexion a un maximum local. Le calcul suppose une ondelette de phase zéro et donne un signe positif lorsque le coefficient de réflexion est positif et un signe négatif lorsque le coefficient de réflexion est négatif.

La polarité apparente peut parfois distinguer le type d'anomalies d'amplitude. Par exemple, l'anomalie du point lumineux (bright-spot) qui est associé à l'accumulation de gaz dans les sédiments clastiques Il est représentée comme une polarité négative sur le dessus du réservoir, et positif sur le contact gaz-eau.

**g) Temps :**

Il s'agit simplement de la valeur temporelle de la trace sismique et forme ainsi une fonction «ramp» qui peut ajouter une tendance au paramètre de réservoir calculé.

**h) Intégrale :**

Basée sur la trace sismique intégrée ou son enveloppe d'amplitude. Les valeurs intégrées sont calculées comme définie par l'équation (13), où  $S_i$  = le  $i$ ème échantillon d'enveloppe sismique ou d'amplitude,  $I_i$  = la valeur intégrée. Notez que ceci est une somme courante.

$$I_i = S_i + I_{i-1} \quad (\text{IV-13})$$

**B) Attributs Pre-Stack :**

Les vitesses RMS : Il peut s'agir d'une analyse de la vitesse de migration temporelle, indépendante de l'influence majeure des creux. Ceci est utilisé pour :

- ❖ l'estimation des rapports sable / schiste, la détection de zone de schiste haute pression. la détection de changement lithologique majeur, etc.
- ❖ Estimation de la section sismique des ondes de cisaillement à Zero offset.
- ❖ Vitesse de groupe, décomposition de la vitesse de phase.
- ❖ Variation d'amplitude de l'enveloppe de trace par rapport au décalage (offset).
- ❖ Variation de fréquence instantanée par rapport au décalage (offset).

**IV.4. Les différentes méthodes géostatistiques :**

Dans l'approche géostatistique, les modèles de réservoir sont générés en analysant les modèles spatiaux de corrélation entre les données de puits et les données sismiques. La caractérisation des réservoirs géostatistiques reconnaît que des corrélations spatiales peuvent exister dans les propriétés des roches. Les mesures d'attributs sismiques densément aérées sont intégrées aux données de puits clairsemés en «co-effectuant» une technique géostatistique. Ceci effectue une autocorrélation spatiale dans la variation des propriétés dérivées du log de puits et une cross-corrélation spatiale entre ces propriétés et les paramètres sismiques comme le temps de déplacement et les amplitudes. En calibrant les propriétés du réservoir avec des résultats de l'inversion sismique 3D et en appliquant des techniques géostatistiques multidimensionnelles, des modèles de caractérisation de réservoirs 3D peuvent être formulés. La fiabilité des modèles est évaluée en comparant le réservoir prédit à quelques puits volontairement omis de la population étudiée.

Deux méthodes sont utilisées dans notre travail pour déterminer les volumes d'argiles (Vsh) de porosité totale ( $\phi_T$ ) et de porosité effective ( $\phi_{eff}$ ), et la saturation en eau ( $S_w$ ).

Ces méthodes sont :

- Single attribute (cross plotting).
- Multi-Attribut.
- Probabilistic neural network (PNN).

#### IV.4.1. Single attribute (cross plotting):

Compte tenu d'un attribut particulier des données sismiques, la procédure la plus simple pour dériver la relation désirée entre les données cibles et l'attribut sismique est de croiser les deux.

La figure (IV-4) montre un exemple dans lequel une propriété du log cible, dans ce cas porosité-densité, est tracée par rapport à un attribut sismique. L'hypothèse est que le log cible a été intégré au temps de parcours à la même fréquence d'échantillonnage que l'attribut sismique. En effet, cette intégration réduit le log cible à la même résolution que l'attribut, qui est généralement significativement plus grossier que la propriété du log. Chaque point du crossplot est constitué d'une paire de nombres correspondant à un échantillon temporel particulier.

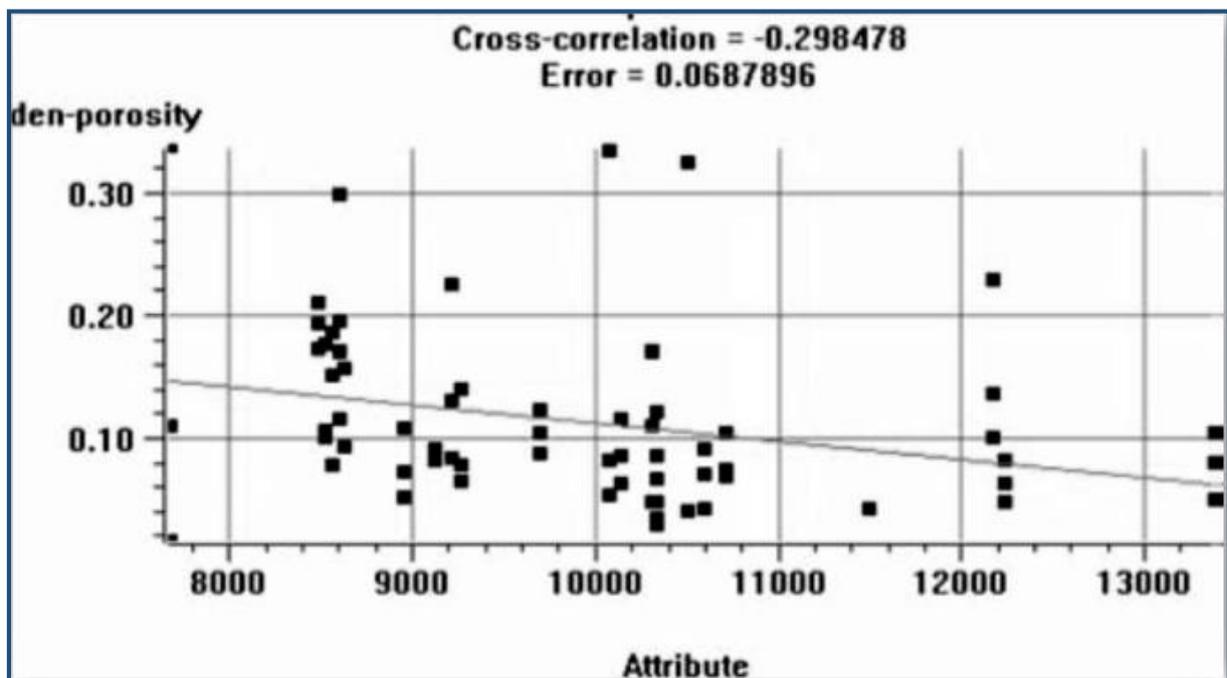


Figure (IV-2) : Crossplot entre la porosité- densité du log cible et l'attribut sismique.

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

$$y = a + bx \quad (\text{IV-14})$$

Les coefficients a et b de cette équation peuvent être dérivés en minimisant l'erreur quadratique moyenne de prédiction, donnée par l'équation (15) :

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2 \quad (\text{IV-15})$$

Où la somme est sur tous les points du crossplot.

Une mesure alternative est le coefficient de corrélation normalisé, défini par l'équation (IV-16).

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (\text{IV-16})$$

Où :

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \quad (\text{IV-17})$$

$$\sigma_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2 \quad (\text{IV-18})$$

$$\sigma_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - m_y)^2 \quad (\text{IV-19})$$

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (\text{IV-20})$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (\text{IV-21})$$

En fin grâce à cette méthode on obtient une relation avec l'attribut qui donnera le meilleur résultat.

#### IV.4.2. Multiple attributes (régression linéaire multivariée) :

L'expression Attribut multiple signifie que les attributs sont utilisés dans des groupes, contrairement au single attribute où les attributs sont utilisés individuellement.

L'extension de l'analyse linéaire conventionnelle vers plusieurs attributs (régression linéaire multivariée) est simple.



Où  $A_{ij}$  est le  $j^{eme}$  échantillon de l' $i^{eme}$  attribut. Notez que les équations (IV-24) peuvent être écrites comme indiqué par matrice (1) :

$$\begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ L_3 \\ L_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & A_{11} & A_{21} & A_{31} \\ 1 & A_{12} & A_{22} & A_{32} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & A_{1N} & A_{2N} & A_{3N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_0 \\ \omega_1 \\ \omega_2 \\ \omega_3 \end{bmatrix} \quad (IV-24)$$

Ou :

$$L = AW \quad (IV-24)$$

Où L est une matrice N×1 contenant les valeurs connues du log, A est une matrice N×4 contenant les valeurs d'attribut, et W est une matrice 4×1 avec les poids (weights) inconnus.

Cela peut être résolu par minimisation des moindres carrés pour donner la matrice suivante :

$$W = [A^T A]^{-1} A^T L \quad (IV-25)$$

$$\begin{bmatrix} \omega_0 \\ \omega_1 \\ \omega_2 \\ \omega_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{2i} A_{1i} & \sum A_{3i} \sum A_{1i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{3i} A_{2i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (IV-26)$$

Tout comme dans le cas d'un seul attribut, l'erreur moyenne au carré calculée en utilisant les poids dérivés, constitue une mesure de qualité d'ajustement de la transformation, tout comme la corrélation normalisée définie dans l'équation (IV-16) où la coordonnée x est maintenant la valeur du log prédite et la coordonnée y est la valeur réelle du log.

#### ✚ Détermination des attributs par stepwise regression :

Afin de sélectionner le groupe d'attributs le plus optimale on a recouré à un algorithme très rapide appelé stepwise regression. L'hypothèse de cette procédure est que si la meilleure combinaison de M attributs est déjà connue, alors la meilleure combinaison d'attributs M + 1 inclut les attributs M précédents en tant que membres. Bien sûr, les coefficients calculés précédemment doivent être re-dérivés. Le processus est illustré dans cette série d'étapes.

Tout d'abord, il faut trouver le meilleur attribut par recherche exhaustive. Pour chaque attribut de la liste, cette recherche consiste à trouver les meilleurs attributs M parmi une liste totale de N attributs pour une longueur d'opérateur L. Une procédure évidente consiste à essayer

toutes les combinaisons d'attributs M. Pour chaque combinaison, les poids optimaux sont dérivés en utilisant la matrice (IV-26) ci-dessus. La combinaison avec l'erreur de prédiction la plus faible est ensuite sélectionnée.

Deuxièmement, trouver la meilleure paire d'attributs, en supposant que le premier membre est attribut1. Pour chaque autre attribut de la liste, formez toutes les paires, par exemple, (attribut1, amplitude-weighted phase), (attribut1, fréquence moyenne), etc. Pour chaque paire, résolvez les coefficients optimaux et calculez l'erreur de prédiction. La meilleure paire est celle avec l'erreur de prédiction la plus faible. Appelez ce deuxième attribut du meilleur attribut de paire2.

Troisièmement, il faut le meilleur triplet d'attributs, en supposant que les deux premiers membres sont attribut1 et attribut2. Pour chaque autre attribut de la liste, formez tous comme dans la deuxième étape. Le meilleur triplet est celui qui a l'erreur de prédiction la plus faible. Appelez ce troisième attribut du meilleur attribut triplet3.

Les étapes et le fonctionnement de l’algorithme Stepwise regression sont illustrés dans la figure suivante :

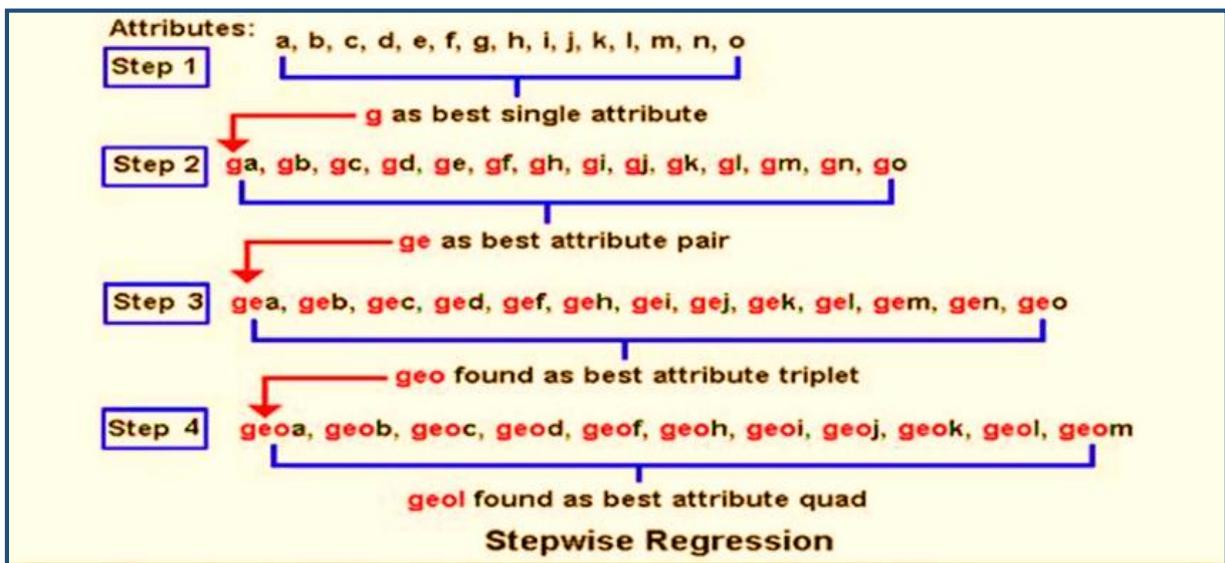


Figure (IV-4) : Fonctionnement de l’algorithme Stepwise regression.

À ce stade, nous pouvons définir le terme général Transformation multi-attribut comme un ensemble de types d'attributs avec des règles pour transformer les attributs dans le log de sortie souhaité.

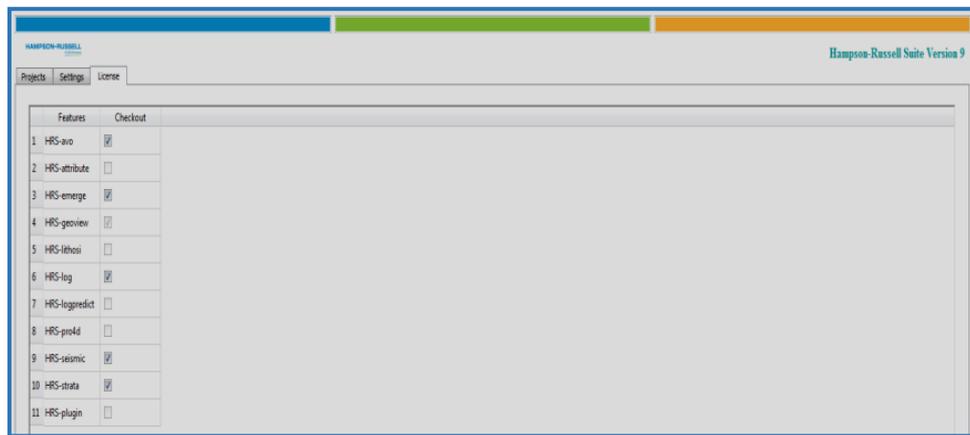
## V. Application sur des données réelles :

### V.1. Introduction :

Dans ce chapitre notre travail sera exposé de manière explicite sur les différentes étapes de l'application de l'inversion simultanée et de la caractérisation d'un réservoir sur des données réelles. L'application a été effectuée à l'Entreprise National de Géophysique (ENAGEO), sur le logiciel Hampson Russel Software du CGG Veritas.

#### Logiciel utilisé : Hampson-Russell CE9:

Le logiciel Hampson Russel Software (HRS-9) est un ensemble complet de programmes, et d'outils de caractérisation de réservoir avec toutes les nouvelles fonctionnalités, consoles, et extensions de travail intégré pour gérer des projets robustes dans une manière plus efficace :



**Figure (V-1) : Vue des différents logiciels existant dans le software Hampson-Russell.**

**Well-Explorer** : Il est utilisé pour ouvrir la base des données des puits.

**ELog** : utilisé pour éditer les logs de puits.

**AVO** : Généralement ce programme est utilisé pour les analyses AVO, mais dans cette étude il a été utilisé pour effectuer le pré-conditionnement des données sismiques avant sommation.

**View3D** : utilisé pour la visualisation des données en 3D.

**EMERGE** : programme qui analyse les logs de diagraphie et les données sismiques à l'emplacement du puits, pour « prédire » ou estimer des propriétés des logs pour l'appliquer sur le volume sismique, et c'est le module qu'on a utilisé pour le but de caractériser notre objectif pétrolier d'étude.

**PRO4D** : intègre tous les éléments clé nécessaires à une campagne sismique 4D.

**PROMC** : (Multi component Seismic interpretation) Interprétation et l'analyse des données post-stack à plusieurs composantes.

**STRATA** : C'est le module et la théorie sur laquelle se fait l'inversion sismique.

**V.1.1. Objectif de l'étude :**

Dans cette étude, on va chercher un potentiel en hydrocarbure sur notre objectif au niveau du volume sismique entre les horizons  $H_1$  et  $H_2$ , et délimiter leur extension. Pour répondre à cette question, on a recours à l'inversion sismique simultanée et à la caractérisation des réservoirs.

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

- Description des différentes étapes de l'inversion simultanée des données sismiques.
- Détection du niveau roche mère au niveau des puits, et délimiter son extension au niveau du volume sismique, à partir de l'interprétation des résultats d'inversion et de la caractérisation.
- Déterminer la présence et la nature des fluides contenus dans le réservoir à partir des paramètres acoustiques et élastiques obtenus par inversion.
- La caractérisation du réservoir carbonaté au niveau du volume sismique entre les horizons  $H_1$  et  $H_2$ , en concluant :
  - le volume d'argile  $V_{sh}$  sur tout le volume sismique.
  - la porosité totale et effective sur tout le volume sismique.
  - la saturation en eau sur tout le volume sismique.

Afin d'arriver au but principal et final qui est la caractérisation des réservoirs on procède à plusieurs étapes suivies successivement qui seront les suivantes :

- Construction de la base des données.
- Physique des roches.
- Pré-conditionnement des données sismiques.
- Extraction des ondelettes statistique.
- Calage sismique (Seismic well-tie).
- Construction du modèle basse fréquence (BFM).
- Analyse d'inversion aux niveaux des puits.
- Inversion 3D.
- Caractérisation du réservoir.

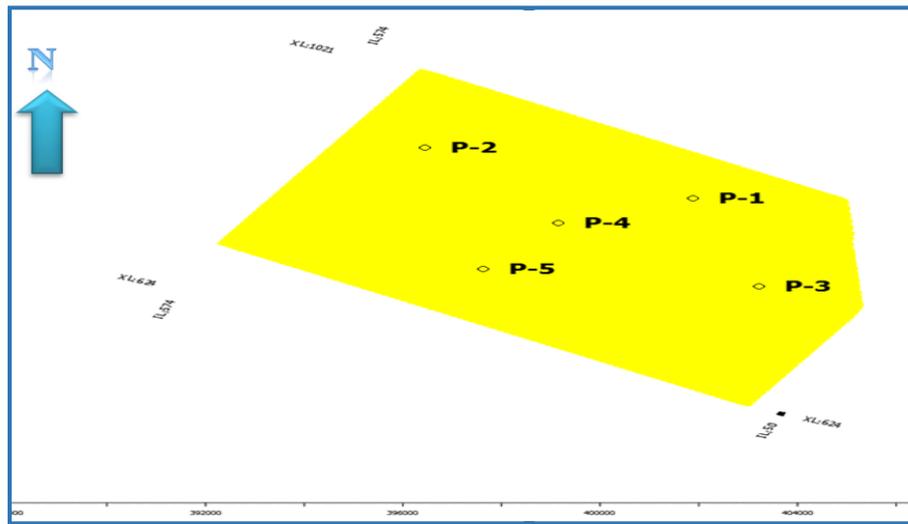
## V.2. Construction de la base des données :

**Présentation et caractéristiques de l'étude :** On cherche à caractériser le réservoir, situé dans un bassin du nord algérien, et pour cela, le meilleur outil dont on dispose est l'inversion sismique simultanée et on termine avec la caractérisation du réservoir. Pour se faire, une campagne sismique a été effectuée dans la région, et plusieurs puits ont été forés.

### V.2.1. Les données sismiques :

Les données sismiques (en amplitudes préservées et corrigées dynamiquement) utilisées dans le cadre de ce travail, représentent des données réelles acquises lors d'une campagne sismique 3D récente. L'inversion sismique avant-sommation utilise les données sismiques traitées en amplitude préservées, migrées en temps et collectées sous forme d'angle gather car ils peuvent aider à fructifier l'inversion. Généralement les données sismiques sont enregistrées comme une fonction d'offset où d'angle d'incidence.

Le plan de position est illustré sur la figure (V-2) ci-dessous:



**Figure (V-2) : Positionnement des puits (plan de position).**

**V.2.1.a. Les CDPs gathers :** Les paramètres d'acquisition des données sismiques 3D sur notre volume d'étude sont présentés sur le tableau (V-1) ci-dessous :

<b>Nombre des Inlines</b>	<b>525</b>	<b>Inligne max</b>	<b>574</b>
<b>Nombre des Xlines</b>	<b>398</b>	<b>Xline min</b>	<b>624</b>
<b>Espacement entre Inlines</b>	<b>25.00m</b>	<b>Xline max</b>	<b>1021</b>
<b>Espacement entre Xlines</b>	<b>25.04m</b>	<b>Offset min</b>	<b>60 m</b>
<b>Direction des Inlines</b>	<b>-90.0</b>	<b>Offset max</b>	<b>2510 m</b>
<b>Inline min</b>	<b>50</b>	<b>Pas d'échantillonnage</b>	<b>4 ms</b>

**Tableau (V-1) : Les paramètres d'acquisition des données sismiques 3D.**

Les données sismiques réelles utilisées sont des données d'avant sommation qui sont préparées selon une séquence de traitement en amplitudes préservées (figure V-3) :

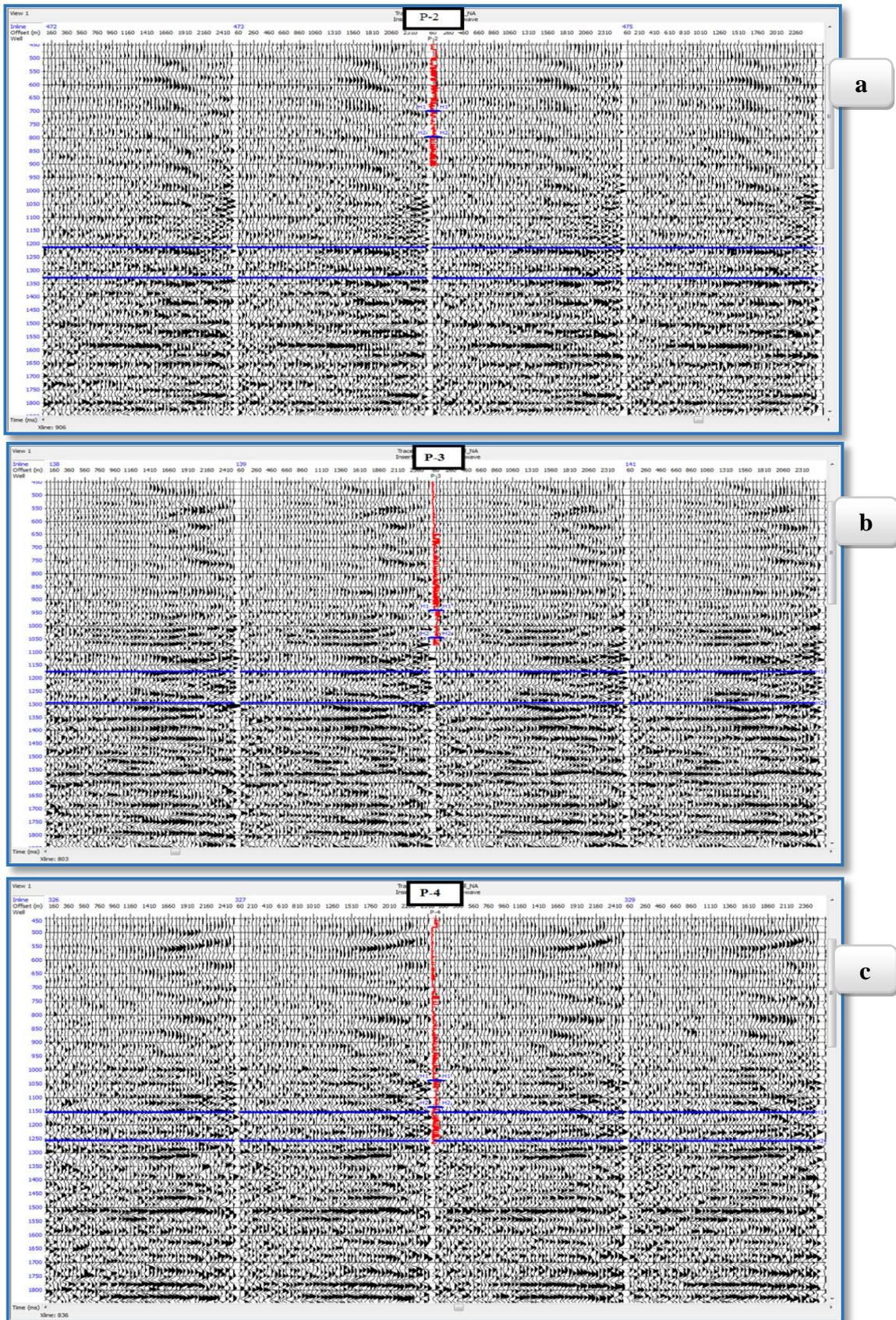
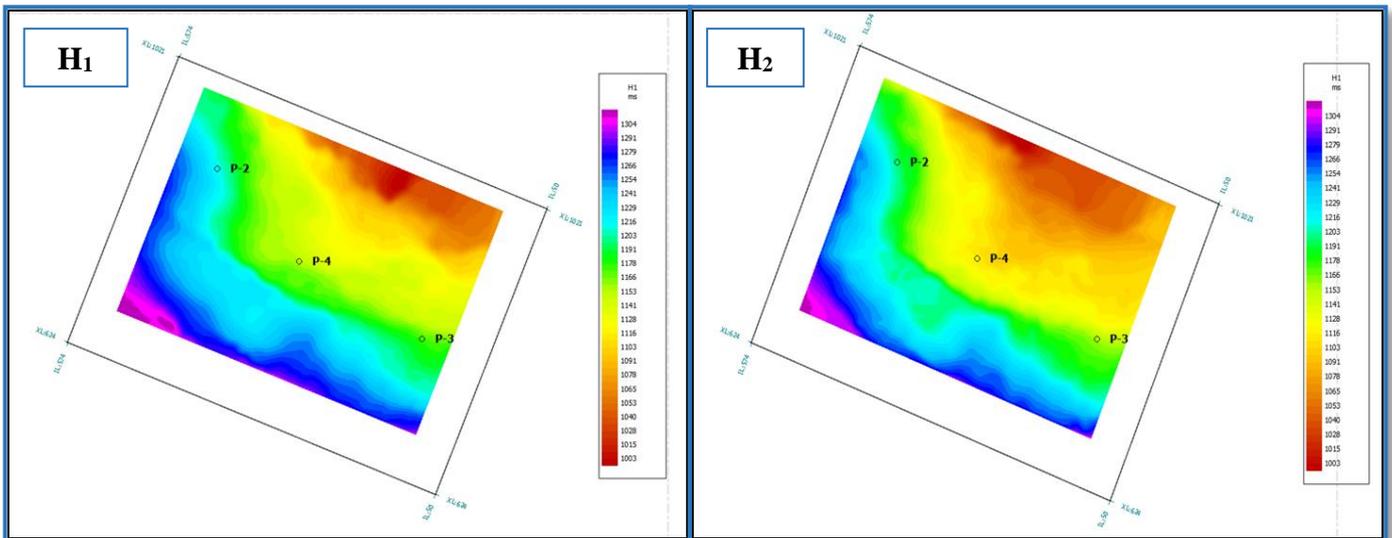


Figure (V-3) : Les CDP gathers coïncidents avec les puits P-2 (a), P-3 (b) et P-4 (c).

**V.2.1.b. Les horizons sismiques :**

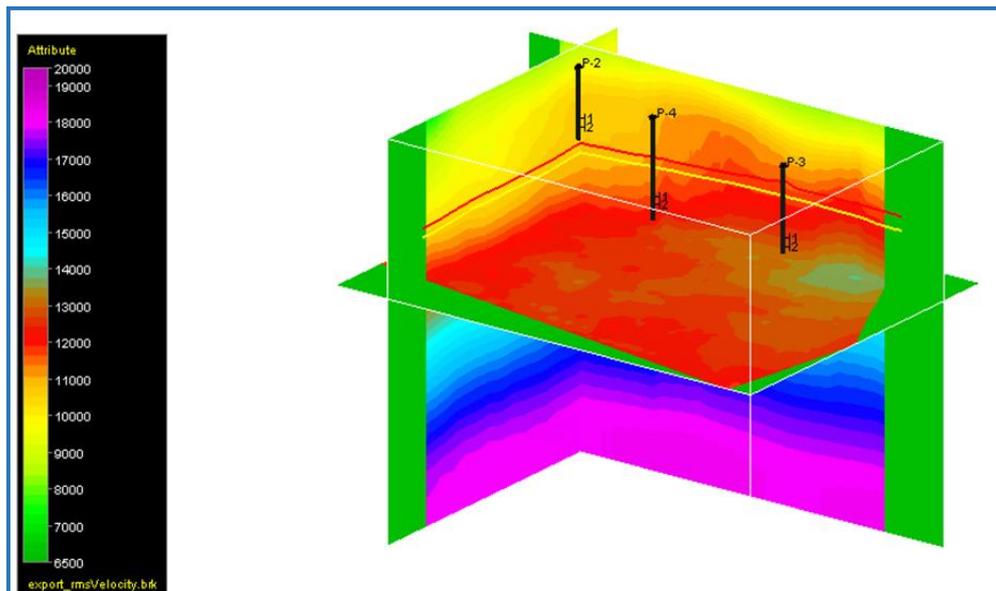
L'interprétation structurale reste indispensable, car elle est d'une importance capitale lors de la construction du modèle initial pour l'inversion, les horizons disponibles sont H<sub>1</sub> et H<sub>2</sub>, L'horizon H<sub>1</sub>, a été établi suivant le toit du niveau H<sub>2</sub>, et l'horizon H<sub>2</sub> qui correspond au mur de notre objectif pétrolier. Sur la figure suivante (V-4) on représente les cartes en isochrones au toit (horizon H<sub>1</sub>) et au mur (horizon H<sub>2</sub>) de l'objectif :



**Figure (V-4) : Les cartes en isochrones aux niveaux des horizons H<sub>1</sub>et H<sub>2</sub> (toit et mur de l'objectif).**

**V.2.1.c. Le modèle de vitesse quadratique moyenne (V<sub>RMS</sub>) :**

On en aura besoin lors de la conversion offset-angle. Ce modèle est illustré sur la figure suivante (V-5) :



**Figure (V-5): Modèle de vitesse V<sub>RMS</sub> en m/s.**

### V.2.2. Les données de puits :

Nous disposons de cinq puits implantés dans la région couverte par la sismique, comme illustré sur la figure (V-2), les puits disponibles qui suivront à notre étude sont les suivants :

- P-2
- P-3
- P-4

Les données de puits utilisés sont :

GR : Gamma Ray

RHOB : Densité

NPHI : Neutron.

V<sub>p</sub> : Vitesse des ondes P.

V<sub>s</sub> : Vitesse des ondes S.

R<sub>s</sub> : Résistivité de la zone lavée (Shallow).

R<sub>d</sub> : Résistivité de la zone vierge (Deep).

On résume les diagraphies enregistrées dans le **tableau (V-2)** suivant :

Puits	Bitsize (in)	Caliper (in)	GR (API)	RHOB (g/cc)	NPHI (frac)	V <sub>P</sub> (m/s)	V <sub>S</sub> (m/s)	R <sub>S</sub> (ohm.m)	R <sub>d</sub> (ohm.m)	Check Shot <sub>(m)</sub>
P-2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	oui	Oui	oui	Oui	Oui
P-3	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	oui	Oui	oui	Oui	Oui
P-4	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	oui	<b>Non</b>	oui	Oui	Oui

**Tableau (V-2) : Inventaire des paramètres pétrophysiques enregistrées.**

On remarque que le puits P-4 ne contient pas de log de S-wave, il est donc nécessaire de le générer afin de pouvoir utiliser ce puits pour l'inversion.

Sur la figure (V-6) sont affichées les diagraphies enregistrées en 7 colonnes pour chacun des puits P-2, P-3 et P-4 (les puits **P<sub>1</sub>** et **P<sub>5</sub>** sont des puits utilisés pour le but de faire le contrôle de qualité).

On note que les logs sont traités et préparés auparavant pour les prochaines étapes de ce travail.

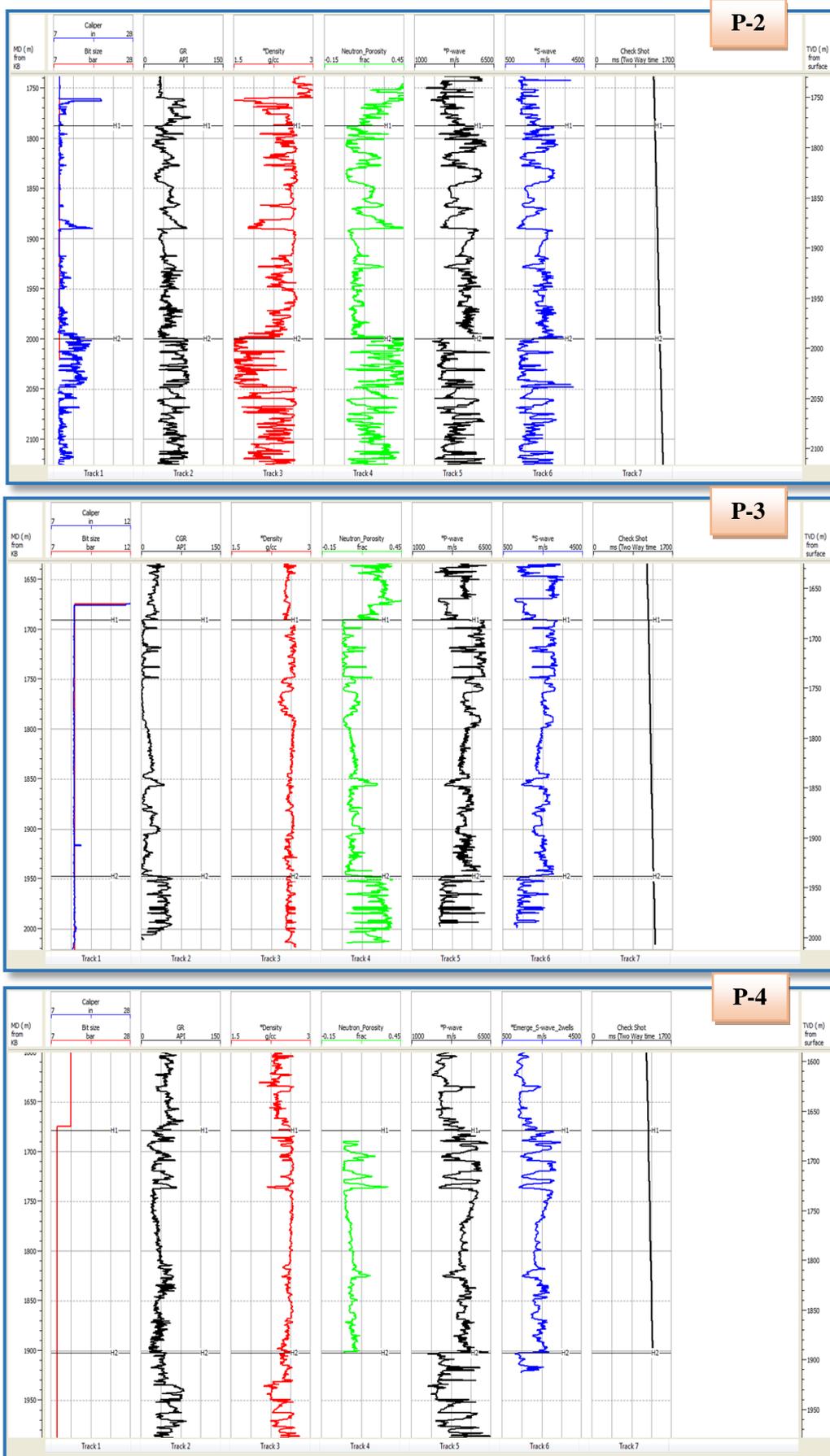


Figure (V-6) : Les diagraphies enregistrées aux niveaux des puits P<sub>2</sub>, P<sub>3</sub> et P<sub>4</sub>.

### V.2.2.a. Corrélation inter-puits :

La corrélation inter-puits permet :

- D'avoir une idée sur la variation d'épaisseur sur une certaine direction.
- D'avoir une idée sur la structure de la zone d'étude (anticlinal, synclinal .....etc).
- De cartographier le toit et le mur de l'objectif.

La figure (V-7) montre la corrélation des logs entre les cinq puits de notre région d'étude :

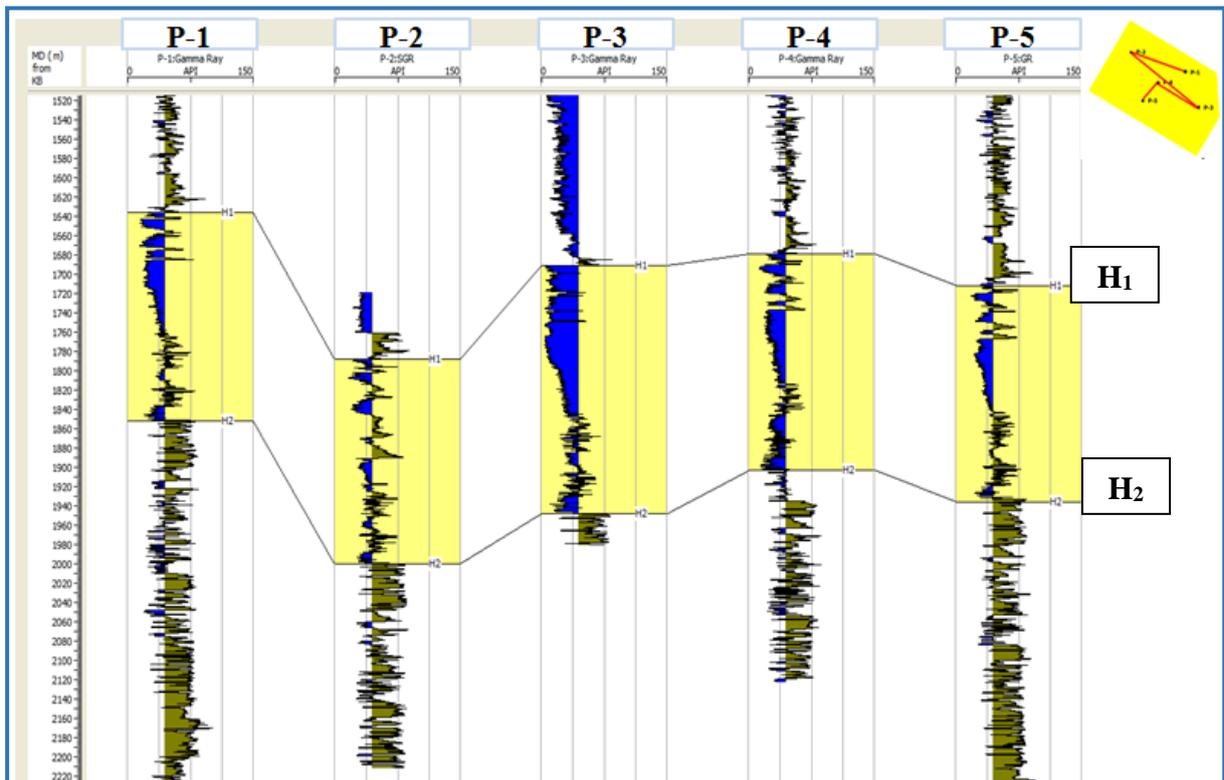


Figure (V-7) : corrélation entre les puits (log GR), et la ligne arbitraire qui passe par les cinq puits.

### V.3. Physique des roches :

Si les diagraphies peuvent différencier les zones à hydrocarbure en étudiant les différents attributs et paramètres, l'inversion sismique avant ou après sommation peut produire des résultats utiles pour l'interprétation. En effet, si les logs ne peuvent pas séparer les zones à hydrocarbure alors les attributs sismiques ne peuvent également pas être en mesure de le faire, et l'inversion avant ou après sommation et la caractérisation des réservoirs seront inutiles.

En effet, cette étape est primordiale dans le but de préparer les données de puits (les enregistrements) au calage sismique et en particulier à l'inversion sismique. En effet, elle confirmera si l'application de l'inversion sismique va donner de résultats appréciables ou non, et ce en suivant plusieurs étapes illustrées sur l'organigramme (figure V-8) suivant :

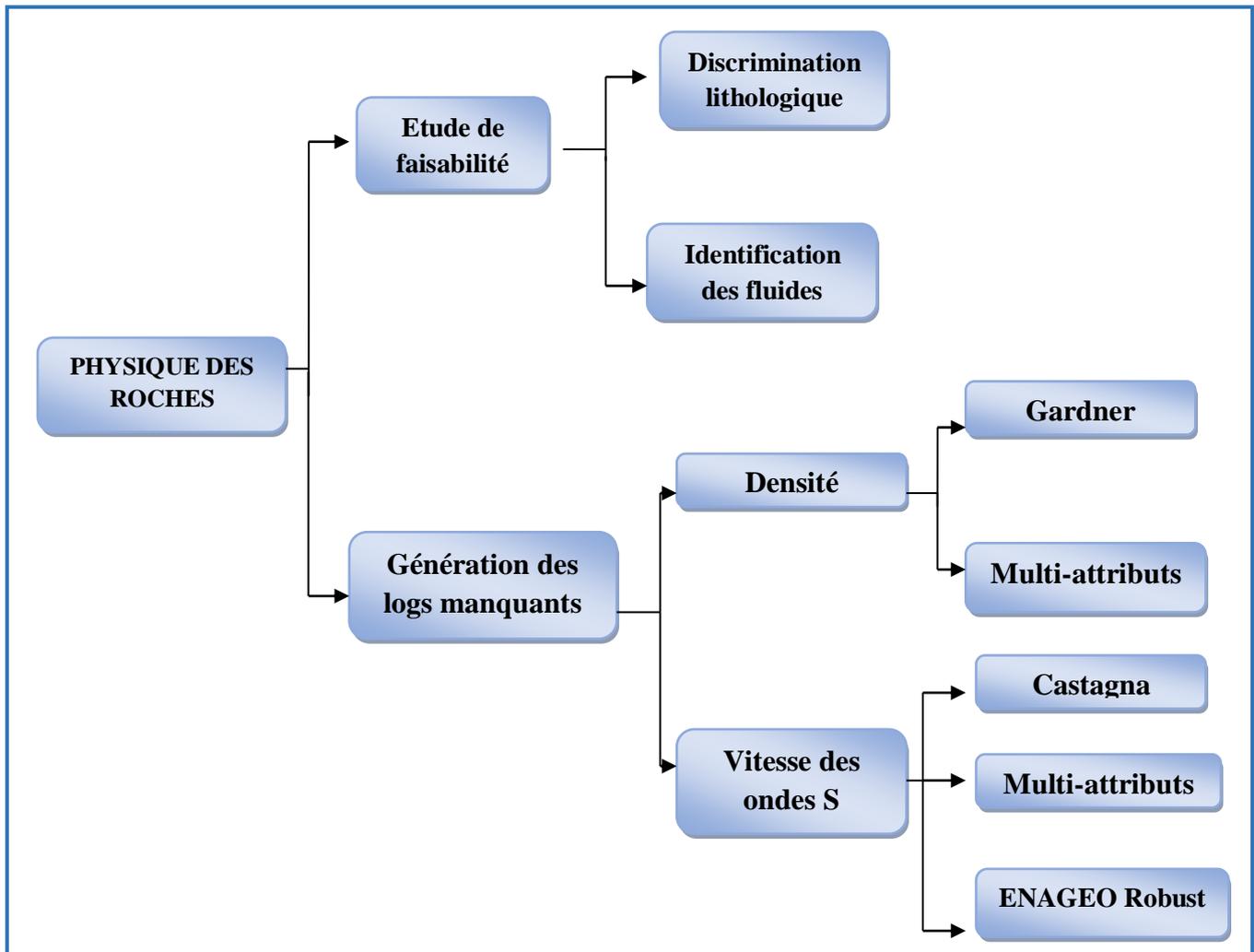
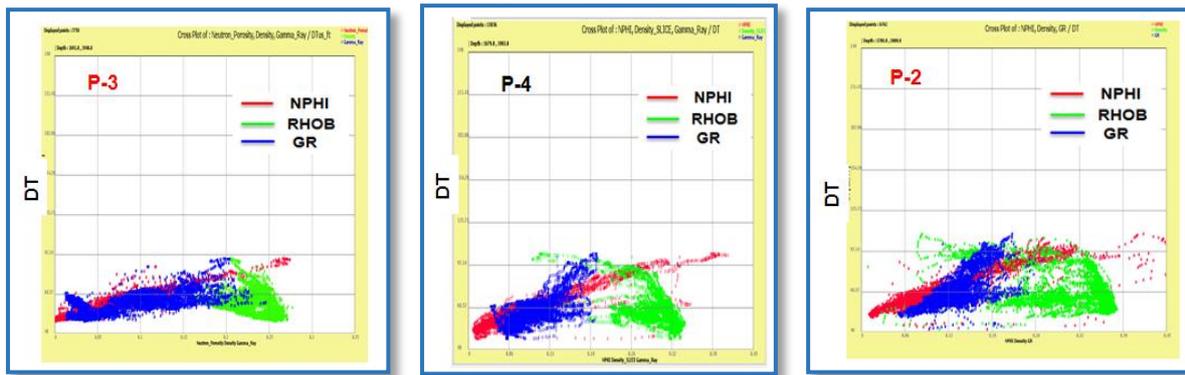


Figure (V-8) : workflow de la physique des roches.

### Analyse de facies

Avant d'entamer la physique des roches on fait une analyse du facies sur les trois puits. Pour cela on réalise les cross plots entre le log de la lenteur de la compression (DT) en fonction des logs de la porosité neutron (NPHI), le log de densité (RHOB) et le log de la radioactivité totale Gamma Ray (GR) aux niveaux des trois puits. La figure (V-9) montre la réponse des logs discutés au dessus en face de notre réservoir dans les trois puits utilisés dans cette étude, on remarque que la porosité, la densité et la radioactivité varient de la même façon en fonction de la lenteur de la compression dans les trois puits, donc on peut utiliser les lois de génération des logs calibrés dans les puits où on n'a pas d'enregistrement du log Target (cible).



**Figure (V-9) : Analyse de facies (comportement physique et acoustique du réservoir).**

### V.3.1. Etude de faisabilité :

Elle consiste à confirmer l'utilité de l'utilisation de l'inversion sismique en déterminant sa faisabilité, en d'autres termes voir si les résultats obtenus seront bons ou non, et ce en utilisant les logs enregistrés dans les puits. Si les diagraphies peuvent différencier les zones à hydrocarbure avec les attributs, l'inversion sismique avant ou après sommation peut produire des résultats utiles pour l'interprétation.

En effet, si les logs ne peuvent pas séparer les zones à hydrocarbure alors les attributs sismiques ne peuvent également pas être en mesure de le faire, et l'inversion avant ou après sommation sera inutile.

Cette étape se subdivise en deux parties :

#### V.3.1.a. Discrimination lithologique :

Le but est de connaître et de faire la différence entre les niveaux de calcaire et les niveaux marneux et pouvoir estimer leurs profondeurs. Pour pouvoir faire cela, on a choisi les cross plots des attributs  $Z_p$ ,  $Z_s$ , coefficient de Poisson, module de Young et  $\mu$ -Rho,  $\lambda$ -Rho, dans le puits P-2. Et pour cela on a effectué trois cross plots :

##### a) Cross plot 1 :

Il représente la variation de l'impédance acoustique  $Z_s$  en fonction de l'impédance acoustique  $Z_p$  et l'impédance acoustique des ondes élastiques P. Ceci est illustré sur la figure (V-10) :

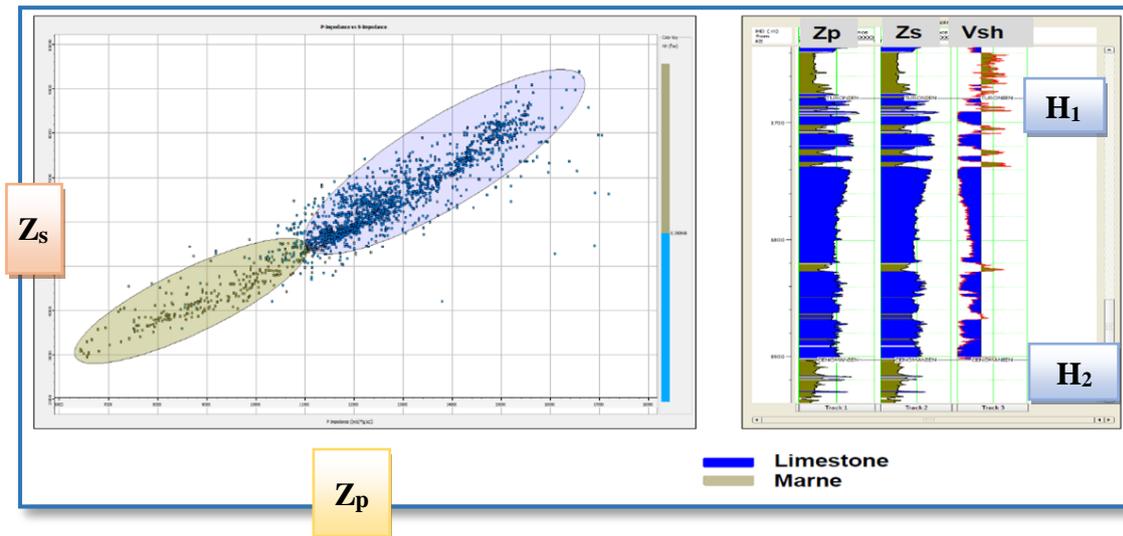


Figure (V-10): Cross plot  $Z_S$  VS  $Z_P$  et attribut de couleur de  $V_{sh}$ , et les logs de  $Z_S$ ,  $Z_P$  et de  $V_{sh}$ .

Commentaires :

Sur les logs de  $V_{sh}$  où nous lisons  $V_{sh\text{ cutt-off}} = 0.34$  c'est-à-dire que si le  $V_{sh} < 0.34$  on est en présence d'une roche à dominance de calcaire (Limestone) contrairement aux marnes.

On constate une relation proportionnelle entre les deux paramètres c'est-à-dire si l'impédance acoustique des ondes de compression ( $Z_P$ ) augmente ce qui implique l'augmentation de l'impédance acoustique des ondes de cisaillement ( $Z_S$ ), cette relation se traduit en termes de classification lithologique par des roches composées essentiellement de calcaires, par opposition au cas des marnes.

**b) Cross plots 2 :** Qui représente le coefficient de Poisson ( $Pr$ ) en fonction du module de Young ( $Ed$ ). Ceci est montré sur la figure (V-11) suivante :

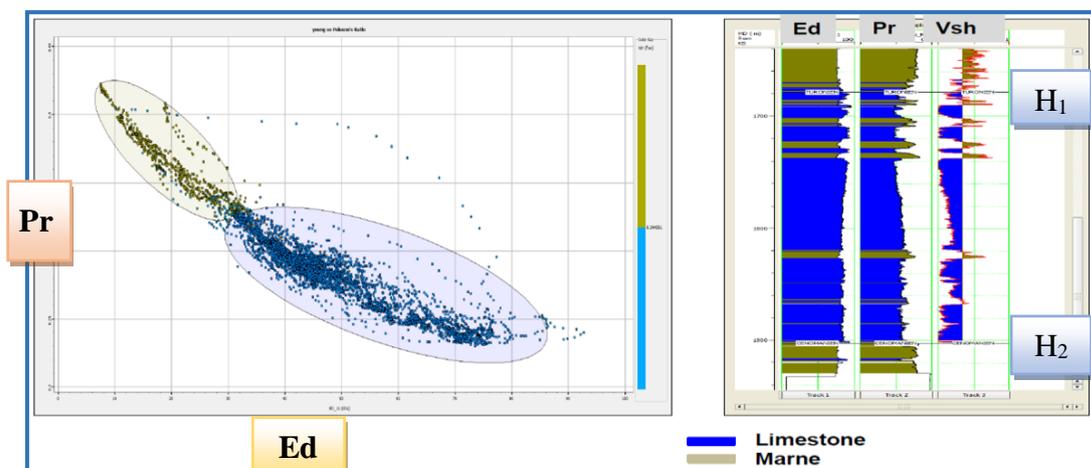


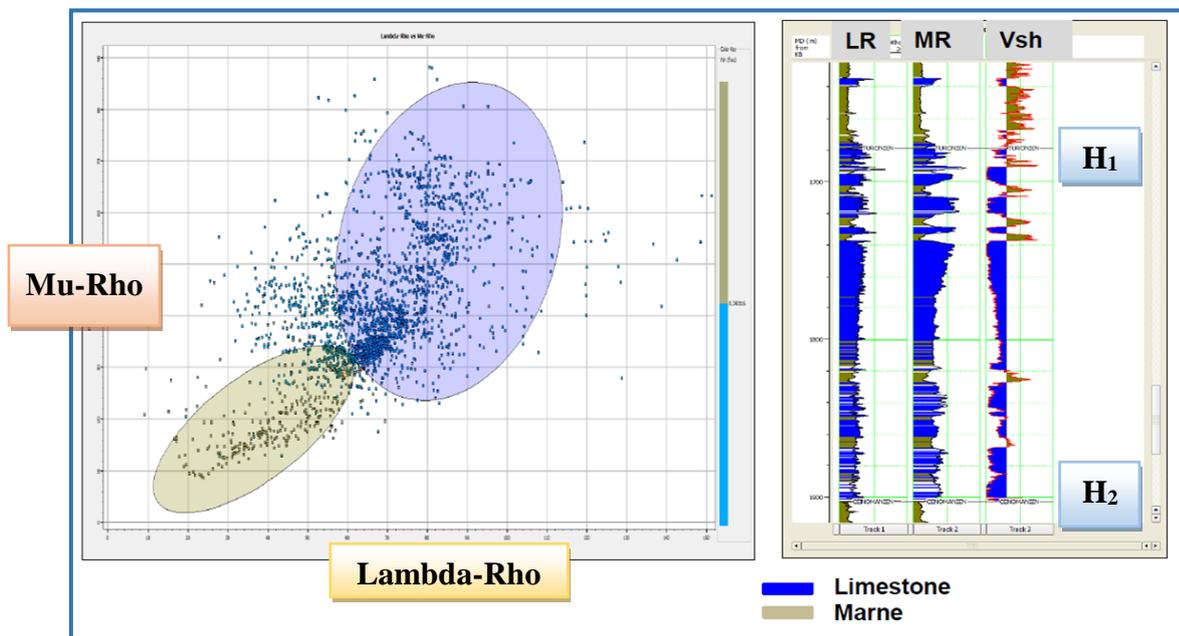
Figure (V-11) : Cross plot  $Pr$  (Poisson-ratio) VS  $Ed$  (module de Young) ; attribut de couleurs de  $V_{sh}$ , et les logs de  $Z_S$ ,  $Z_P$  et log  $V_{sh}$

**Commentaires :**

Sur le log on lit que le  $V_{Sh\text{cutt-off}} = 0.34$ .

On remarque que la relation entre les deux paramètres est inversement proportionnelle c'est-à-dire si le coefficient de Poisson diminue ce qui implique une augmentation du module de Young et le  $V_{sh} < 0.34$ , cette relation se traduit en termes de classification lithologique, qu'on est en présence d'un niveau lithologique (zone) rigide ce qui signifie une roche composée essentiellement de calcaires (en bleu). Et dans le cas contraire c'est les marnes.

**c) Cross plot 3 :** La figure (V-12) montre la variation entre le module de rigidité (Mu-Rho) en fonction de l'indice d'incompressibilité (Lambda-Rho).



**Figure (V-12) : cross plot Mu-Rho en fonction du Lambda-Rho coloré par le volume d'argile (Vsh).**

**Commentaires :**

Sur le log on lit que le  $V_{Sh\text{ cutt-off}} = 0.34$

On remarque que la relation entre les deux paramètres est proportionnelle c'est-à-dire si Mu-Rho augmente ce qui implique l'augmentation de Lambda-Rho, cette relation se traduit en terme de composition lithologique qu'on est en présence d'une roche composé essentiellement de calcaires (zones en couleur bleu). Et contrairement c'est le cas des marnes.

**Conclusion :**

En résumé, on a pu différencier les zones composées essentiellement de calcaires à l'intérieur de notre objectif à l'aide de la combinaison de ces trois cross plots, ceux-ci ont une échelle de couleur qui sépare les calcaires des marnes, ces zones sélectionnées avec ( $V_{sh} < 0,34$ ) apparaissent en couleur bleu.

D'après ces cross plots, les roches carbonatées ont les caractéristiques élastiques suivantes :

- Les impédances acoustiques  $Z_s$  et  $Z_p$  ont des fortes valeurs.
- Le coefficient de poisson est faible, et le module de Young est élevé.
- Le module de rigidité et l'indice d'incompressibilité sont élevés.

Donc, en se basant sur la variation de ces paramètres acoustique, on conclue que :

- L'élasticité des roches permet de faire la discrimination lithologique (chaque roche possède ses propres caractéristiques)

On note que, les mêmes étapes sont reproduites pour les autres puits P-3 et P-4.

**V.3.1.b. Identification des fluides :****a) Cross plot :**

Le but de cette représentation (**figure V-13**) est de pouvoir localiser et identifier les zones susceptibles de contenir des huiles à l'intérieur de notre objectif et ce à l'aide des logs suivants :

- Le rapport  $\frac{V_p}{V_s}$ .
- Coefficient de Poisson **Pr**.
- Saturation en eau **Sw**.
- Log **Vsh**.

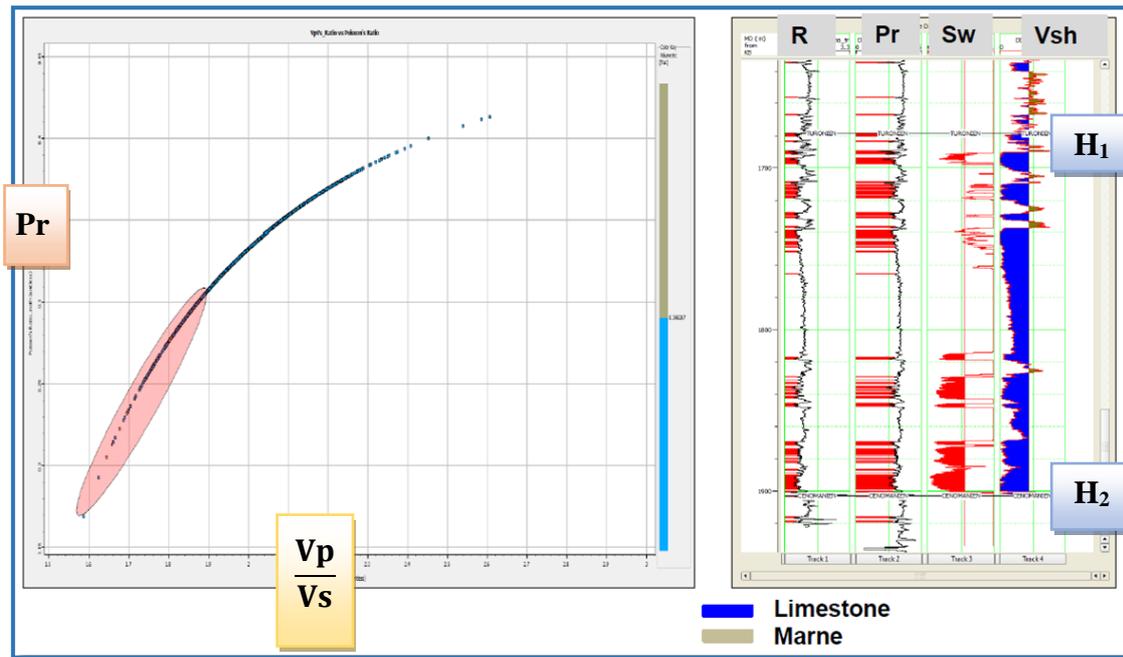


Figure (V-13) : Cross plot du coefficient de Poisson en fonction du rapport  $V_p/V_s$ .

#### Commentaires :

On lit que le  $V_{Sh \text{ cutt-off}} = 34.06\%$  ce qui veut dire si le  $V_{sh} < 0.34$  on est face au calcaire (Limestone) et contrairement c'est le cas de marnes.

On constate qu'il y'a une relation proportionnelle entre le coefficient de Poisson et le rapport  $V_p/V_s$ , c'est-à-dire si Pr diminue  $V_p/V_s$  diminue d'où les zones à houille à l'intérieur de notre objectif sont identifiées (ellipse en couleur rouge) dans le cas où ces deux paramètres sont faibles, l'ajout du paramètres de saturation en eau met en évidence et affirme la présence des fluides dans ces roches carbonatées compactes.

Dans ce cas où le  $V_{sh} < 0.34$  cela correspond à  $Pr < 0.32$  et  $V_p/V_s < 1.9$ , ce qui implique qu'on est dans les zones à huile (en ellipse rouge sur le cross plot et sur les logs).

#### Conclusion :

Dans notre cas, en présence d'un réservoir carbonaté compact qui diffère du cas de réservoir argilo-gréseux l'identification des fluides est très difficile et ne donne pas de résultats très fiables.

En effet, c'est une méthode classique utilisée dans le but de localiser les niveaux à fluide dans les formations isotropes. Dans notre cas d'étude le réservoir carbonaté est un réservoir très complexe considéré comme réservoir compact (**tight**) dont les paramètres pétrophysiques et

acoustiques varient verticalement et horizontalement en plus de l'existence et de l'abondance des fractures naturelles ouvertes (qui dépassent 3cm), ce qui rend difficile et complexe l'utilisation de ce cross plot pour identifier les fluides très difficile et complexe. D'où l'utilité d'utiliser l'inversion et la caractérisation des réservoirs.

### V.3.2. Génération des logs manquants :

Les logs nécessaires pour construire les modèles initiaux de l'inversion sont :

- ✚ P-wave.
- ✚ S-wave.
- ✚ Densité.

On remarque que le puits P-4 ne contient pas de log de S-wave, il est donc nécessaire de le générer afin de pouvoir utiliser ce puits pour l'inversion.

#### V.3.2.a. Génération du log de vitesse des ondes S :

Pour générer le log manquant (log Vs) nous avons à notre disposition trois méthodes de génération de Vs qui sont les suivantes :

- ✚ Relation empirique de Castagna.
- ✚ Multi-attributs approche.
- ✚ ENAGEO Robust.

De ces trois méthodes on choisit celle qui aura le taux de corrélation le plus élevé entre le log généré et celui original.

##### 1- Méthode de Castagna :

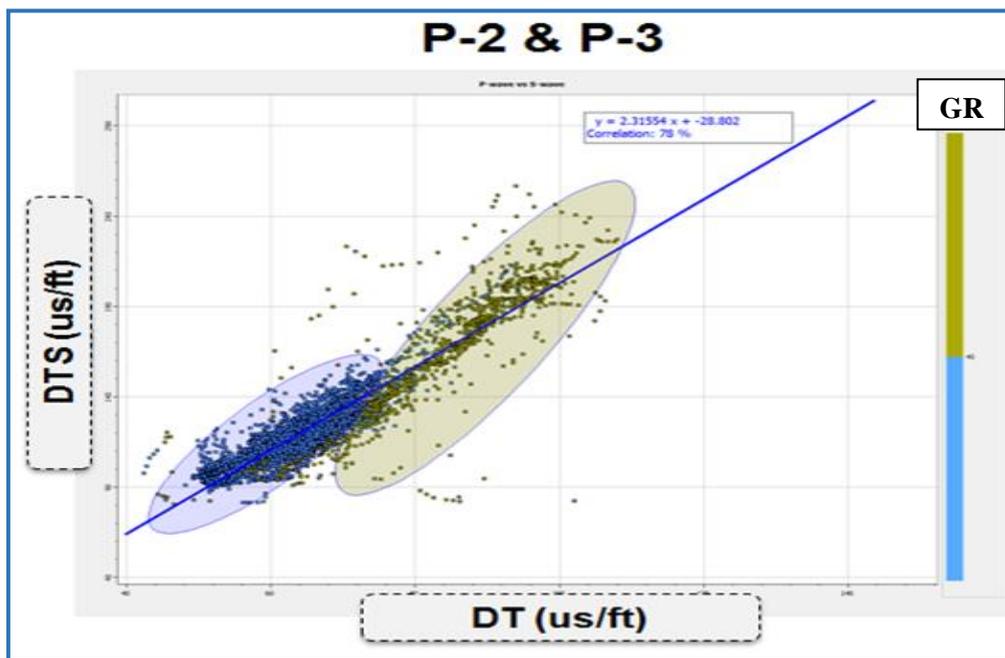
Dans ce cas on utilise la relation empirique de Castagna afin de générer le S-wave à partir du P-wave (sonique) :

$$V_s = a \cdot V_p + b$$

De cette manière on tire par calibration les constantes a et b du cross plot qui représente la vitesse des ondes de cisaillement (Vs) en fonction de la vitesse des ondes de compression (Vp) qui sont enregistrés au niveau des puits P-2 et P-3. Ensuite on les applique sur le puits P-4 en utilisant la relation de Castagna on aura Vs de Castagna ; ce qui est illustré sur la figure (V-14) en notant que le taux de corrélation entre ces deux vitesses est de 78%.

**Remarque :** on applique ces coefficients si et seulement si l'analyse de faciès montre que les puits suivent la même tendance ce qui veut dire qu'ils ont le même comportement dans le réservoir ce qui signifie aussi qu'on est face à une région qui contient les mêmes types de roches où les paramètres élastiques restent en général constants sur chaque niveau de notre objectif, ce qui va nous permettre d'appliquer ces constantes sur le puits P-4.

Dans ce cas il suffit de déterminer les constantes  $a$  et  $b$  en utilisant un cross-plot  $V_s$  (DTS) en fonction de  $V_p$  (DT). La pente de la droite de régression est le coefficient " $a$ ". Tandis que l'intercept est " $b$ ".



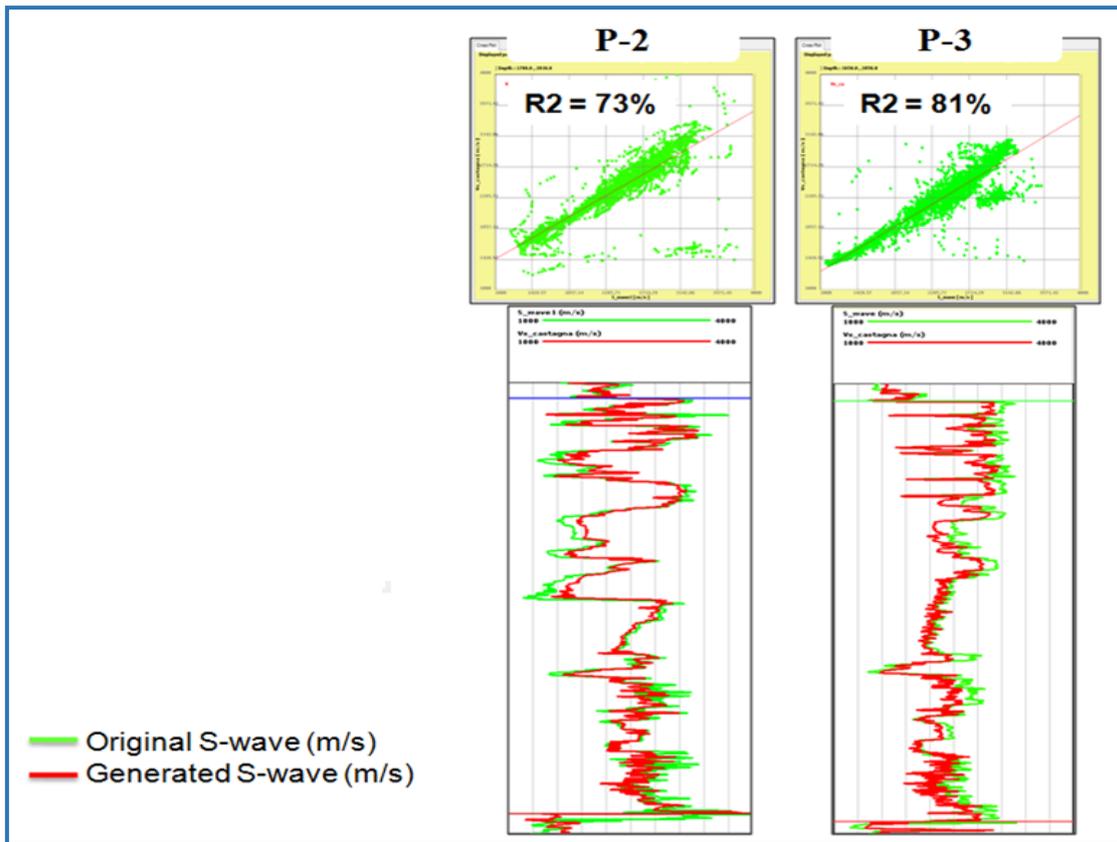
**Figure (V-14) : cross plot DTS en fonction de DT, et la droite de régression pour tirer les constantes  $a$  et  $b$ , calcaire (en bleu) marne (en brun).**

Après avoir déterminé une droite de régression représentée dans la Figure (V-14) on considère les valeurs de  $a$  et  $b$  qui sont comme suit :

$$a = 2.31554 \quad ; \quad b = -28.802$$

L'équation finale du log généré sera :  $V_s = 2.31554 * V_p - 28.802$

Une fois  $V_s$  est obtenu à partir de la relation de Castagna dans le puits P-4, on vérifie qu'elle est valide si on l'applique sur les puits P-2 et P-3. Ceci est illustré sur la figure (V-15) suivante :



**Figure (V-15): logs et cross plots (générés et originaux) de Vs des puits P-2 et P-3**

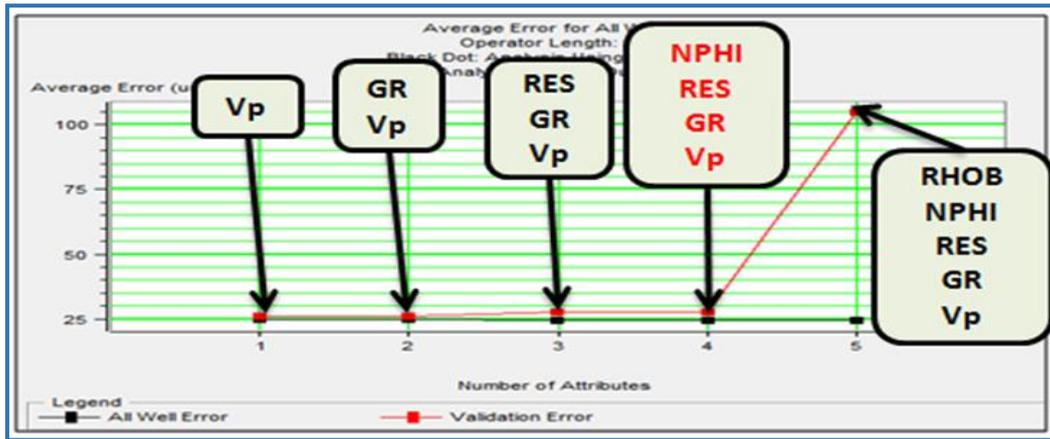
D'après les cross plots et les logs des S-wave générés et originaux (**figure V-15**) on remarque que les taux de corrélation entre les Vs obtenus à partir de la relation de Castagna et ceux enregistrés sur les deux puits P-2 et P-3 sont élevés, égale à 73% pour le puits P-2 et de 83% pour le puits P-3.

**Résultat :** La figure (**V-15**) nous illustre le résultat obtenu de l'équation de Castagna aux niveaux des puits P-2 et P-3.

## 2- Méthode des attributs multiples :

Le principe de cette méthode est de déterminer une relation entre la vitesse des ondes S et les autres paramètres pétrophysiques tel que :  $V_p$ , Densité, Résistivité et Gamma Ray.....etc. sur la figure (**V-16**) on représente la variation de l'erreur d'estimation de la vitesse des ondes de cisaillements en fonction du nombre d'attribut à utiliser.

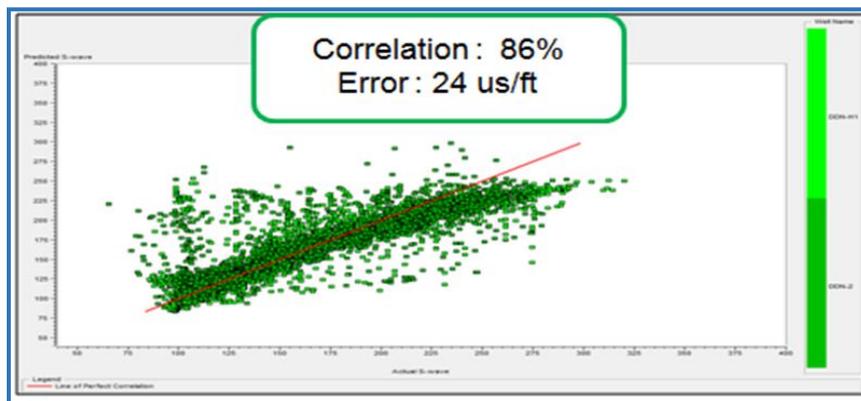
$$V_s = f(V_p, \rho, Rt, GR)$$



**Figure (V-16) : L’erreur d’estimation de la vitesse des ondes de cisaillements par la méthode multiple-attributs en fonction du nombre d’attributs.**

Les coefficients de cette équation sont déterminés par calibration dans les puits P-2et P-3.

Le cross plot suivant (**figure V-17**) illustre le teste de la fiabilité de la loi déterminée empiriquement dans les puits « P-2 », « P-3 » où le log S-wave existe déjà dans le but de comparer les logs S-wave générés avec ceux originaux. On remarque une bonne corrélation entre ces deux qui est égale à 86% et une erreur minime de 2.4%.



**Figure (V-17) : cross plot représentant le taux de corrélation entre les logs S-wave générés avec les originaux dans les puits P-2 et P-3.**

On obtient les résultats des logs de Vs sur les puits P-2 et P-3 illustrés dans la figure (V-18) :

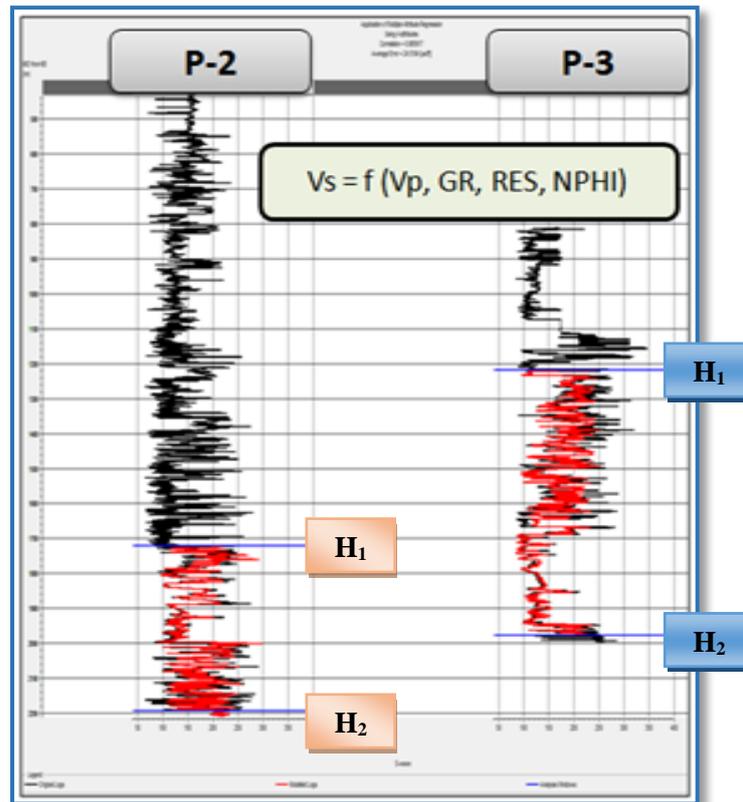


Figure (V-18): Logs générés (en rouge) et originaux(en noir) de Vs dans les puits P-2 et P-3.

### 3- Méthode de ENAGEO\_robust :

C'est un brevet publié par l'ENAGEO, dans cette étape on a utilisé le logiciel SCINCUS, celui-ci a donné les résultats présentés sur la figure (V-19) :

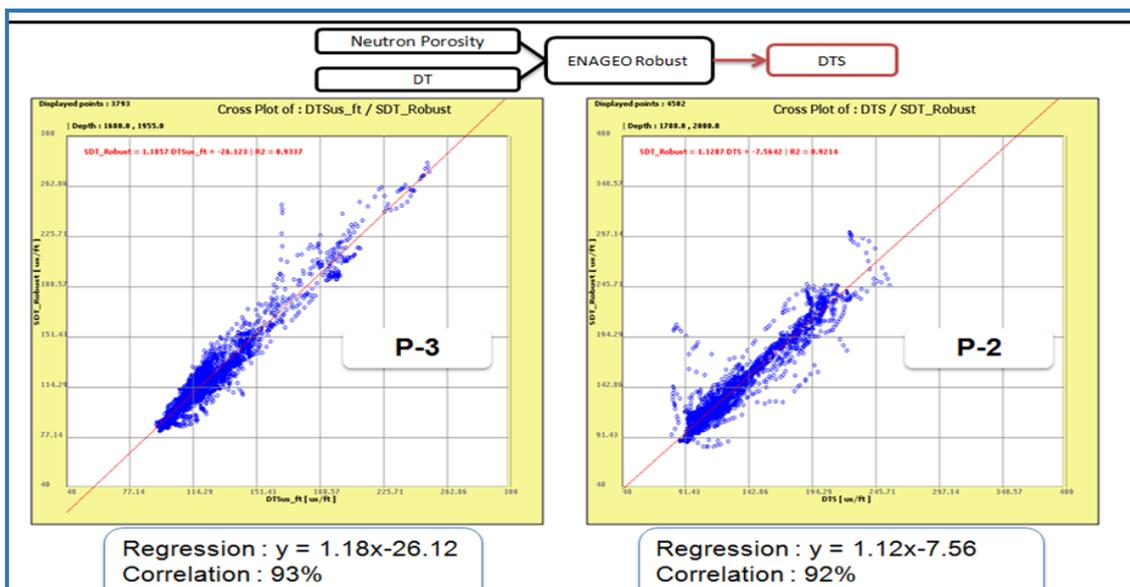
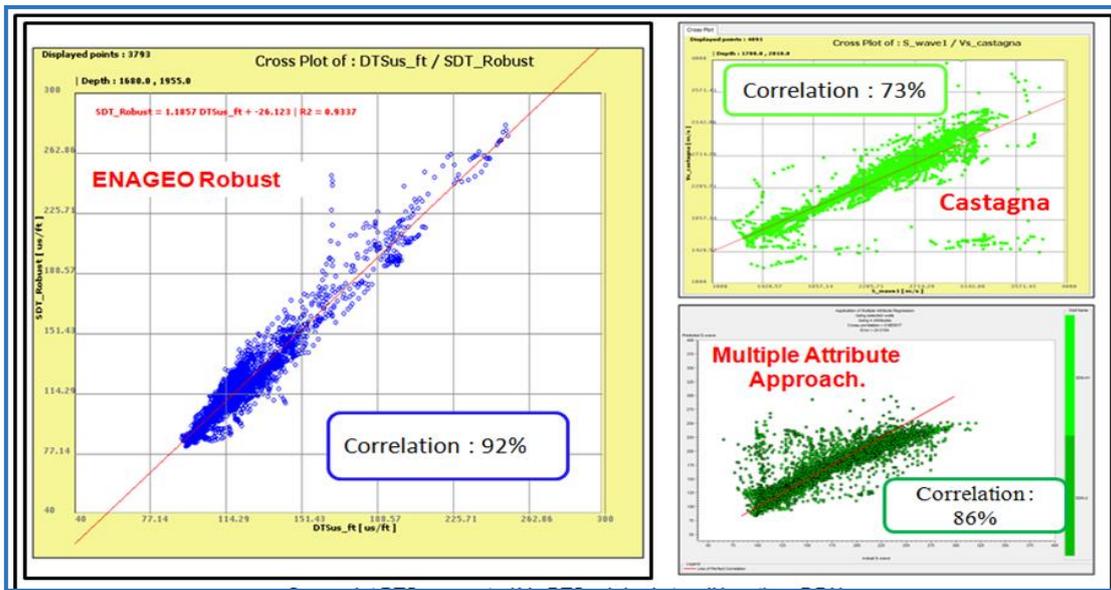


Figure (V-19): cross plot DTS-Robust (Vs généré) en fonction de DTS (Vs original) dans les puits P-2 et P-3 avec un taux de corrélation de 92% pour le P-2 et de 93% pour le P-3

**V.3.2.b. Comparaison entre les trois méthodes (contrôle de qualité) :**

On remarque que les taux de corrélation entre les logs de Vs générés et ceux originaux diffèrent d’une méthode à une autre .Or on va sélectionner pour générer le log Vs du puits P-4 celle qui a le taux de corrélation qui sera le plus proche de 100% en occurrence la méthode de l’ENAGEO\_Robust avec une corrélation de 92%.

Alors qu’avec la méthode de Castagna le taux de corrélation est de 73% et pour la méthode des multiple attributs est de 86%. ceci est représenté sur la figure (V-20) ci-dessous.



**Figure (V-20) : cross-plot des DTS générés en fonction des DTS originaux dans P-4 pour les trois méthodes.**

La méthode ENAGEO\_Robust pour la génération des logs de Vs a donnée les résultats qui sont présentés sur les figures (V-21, V-22 et V-23) suivantes :

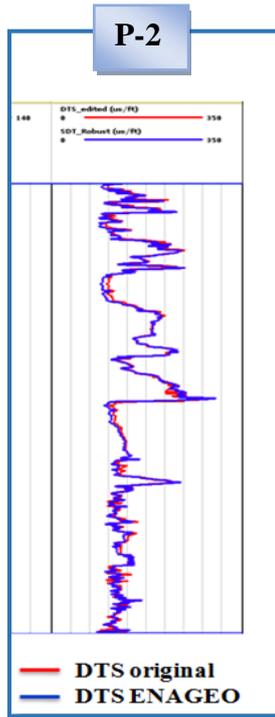


Figure (V-21) : la corrélation entre le log de DTS (Vs) enregistré et le log de DTS\_ENAGEO généré au niveau du puits P-2

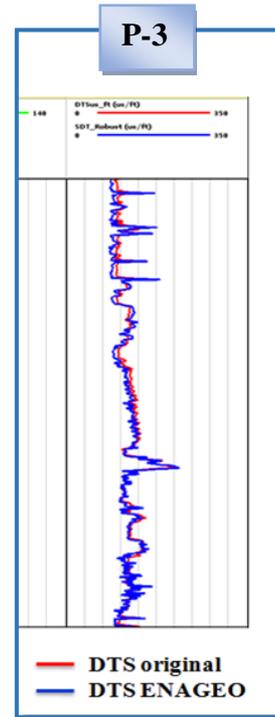


Figure (V-22) : la corrélation entre le log de DTS (Vs) enregistré et le log de DTS\_ENAGEO généré au niveau du puits P-3.

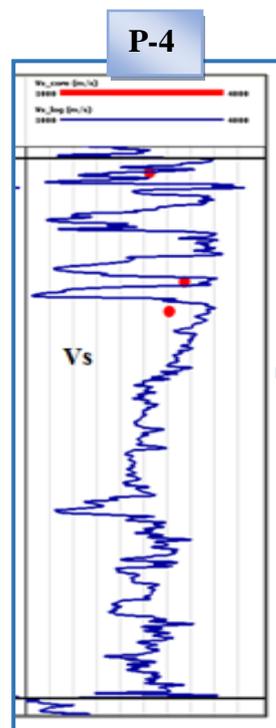


Figure (V-23) : Résultat de la génération de S-wave au niveau du puits P-4 par la méthode ENAGEO\_Robust.

#### V.4.Pré-conditionnement des données sismiques :

Un Pré-conditionnement des données sismique est effectué pour atténuer les bruits car la résolution du problème inverse est très sensible à ces derniers.

Les données sismiques non sommées, sont souvent de moins bonne qualité que les données sommées, car le stack est le meilleur filtre à bruits. Afin d'améliorer la qualité des CDP gathers, on effectue un pré-conditionnement des données sismiques, ce dernier, consiste à effectuer une série de traitements particuliers, dans le but d'ajuster l'alignement des événements sismiques, et d'atténuer les bruits aléatoires améliorant ainsi, le rapport Signal/Bruit. Selon l'état et la qualité des données dont on dispose les paramètres les plus convenables sont choisis pour avoir le meilleur rapport Signal/Bruit.

La figure (V-24) représente les CDP gathers bruts qui se situent au voisinage des puits P-1 et P-5. Après une simple visualisation on remarque :

- Une mauvaise qualité de la sismique et un mauvais alignement des événements sismiques.
- La présence de bruits aléatoires.

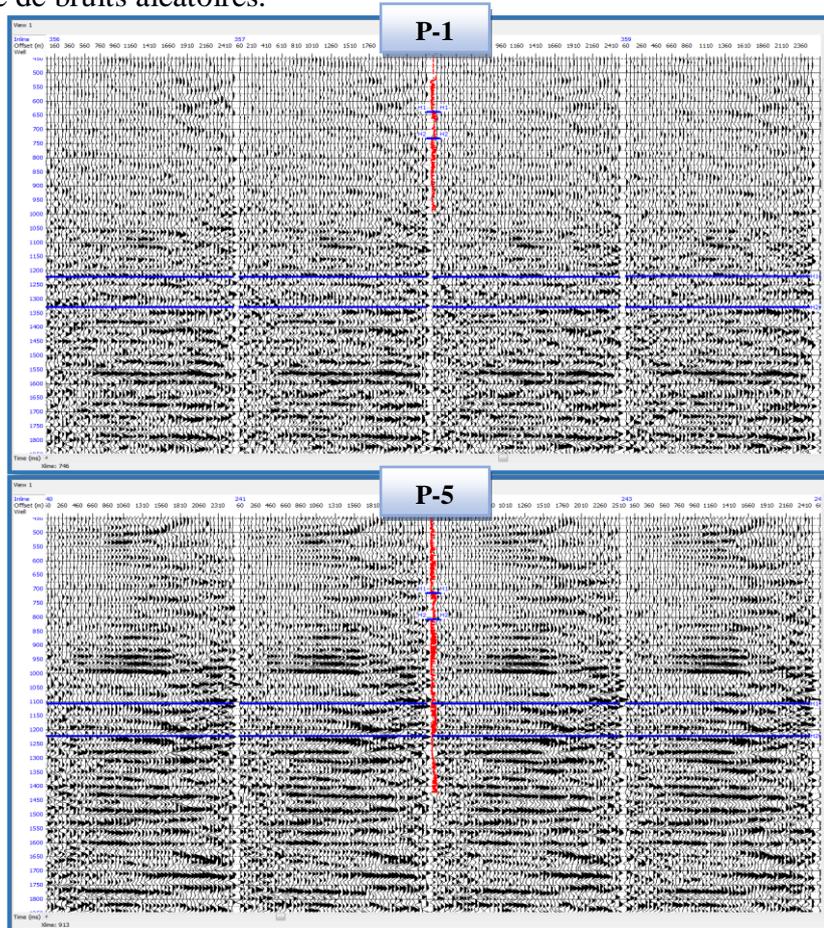


Figure (V-24) :CDP gather brut avant pré-conditionnement passant par P-1 et P-5.

Pour améliorer la qualité de notre sismique on applique la chaîne d'opérations présentée sur l'organigramme (figure V-25) suivant :

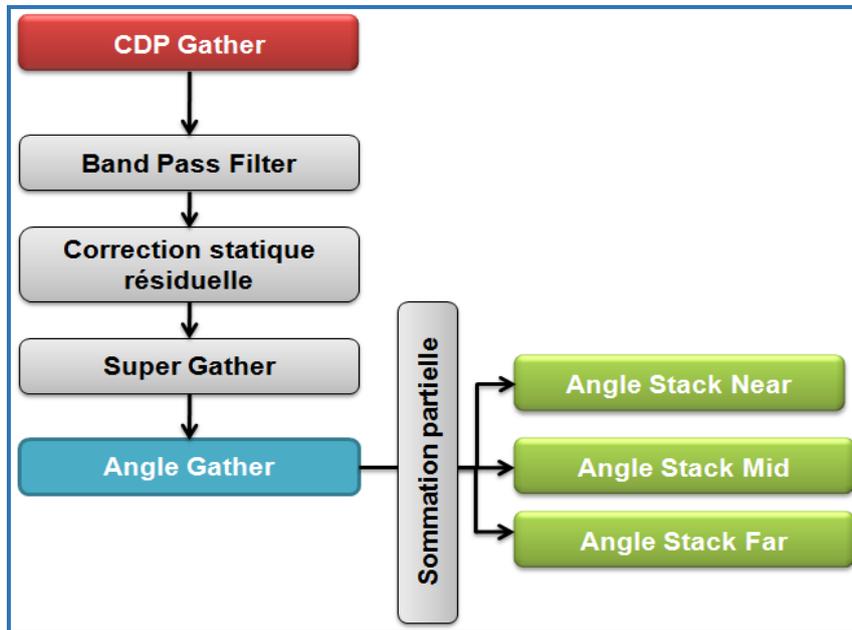


Figure (V-25): workflow du préconditionnement des données sismique.

#### V.4.1. Filtres passe-bande (BPF) :

Le filtre passe-bande est utilisé pour réduire le bruit et pour l'atténuation des fréquences non désirées. La gamme de fréquence du filtre (6-8/55-62 Hz). Il sera appliqué sur tout le volume sismique en occurrence sur tous les CDP gathers bruts. Ceci est montré sur la figure (V-26) :

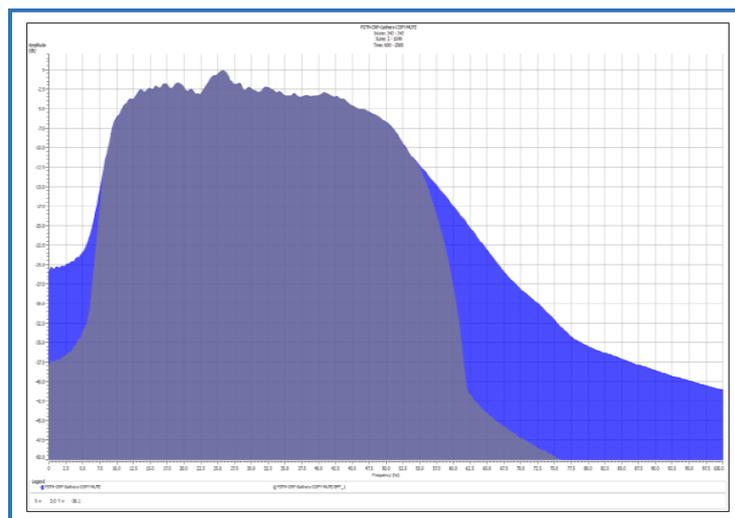


Figure (V-26) : Comparaison entre les Spectres d'amplitude avant et après Filtre passe band en dB. En bleu avant filtrage, en gris après filtrage.

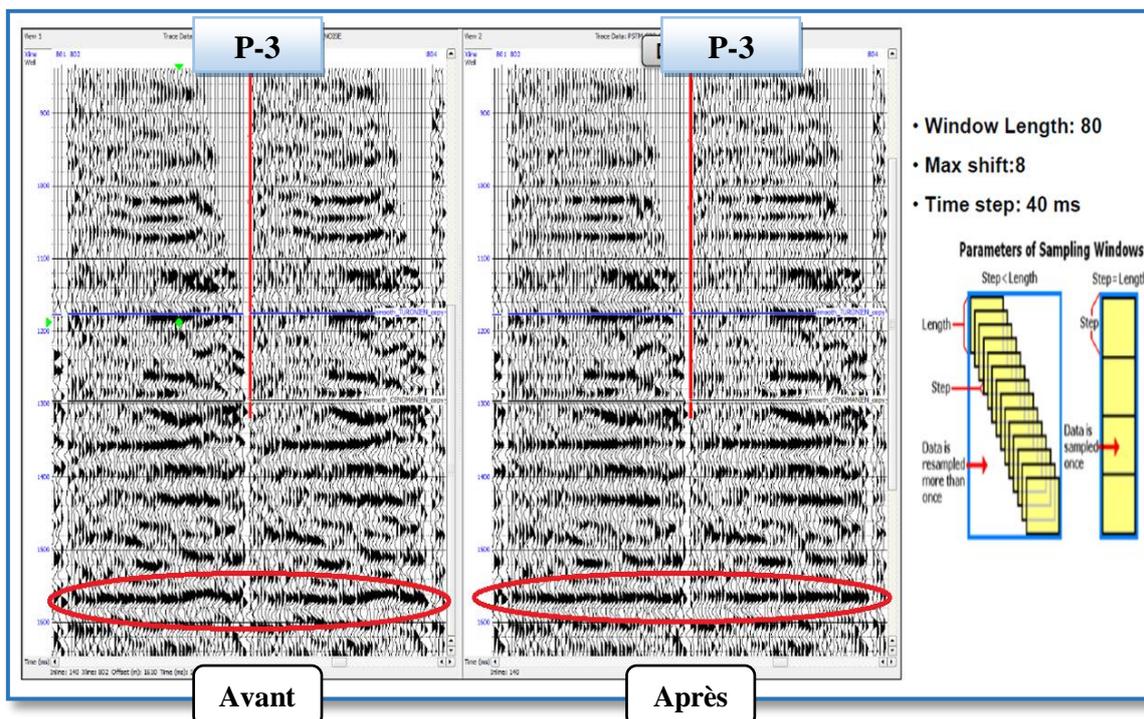
### V.4.2. Corrections statiques résiduelles (Trim Statics) :

Cette séquence consiste à appliquer une correction statique résiduelle, afin d'améliorer l'alignement des événements, où on choisit une fenêtre dans laquelle les traces seront sommées donnant naissance à une trace de référence, l'ensemble des traces seront "shiftées" selon un seuil prédéfini afin de correspondre au maximum à la référence.

Après plusieurs essais effectués pour définir les meilleurs paramètres on a choisis les suivants:

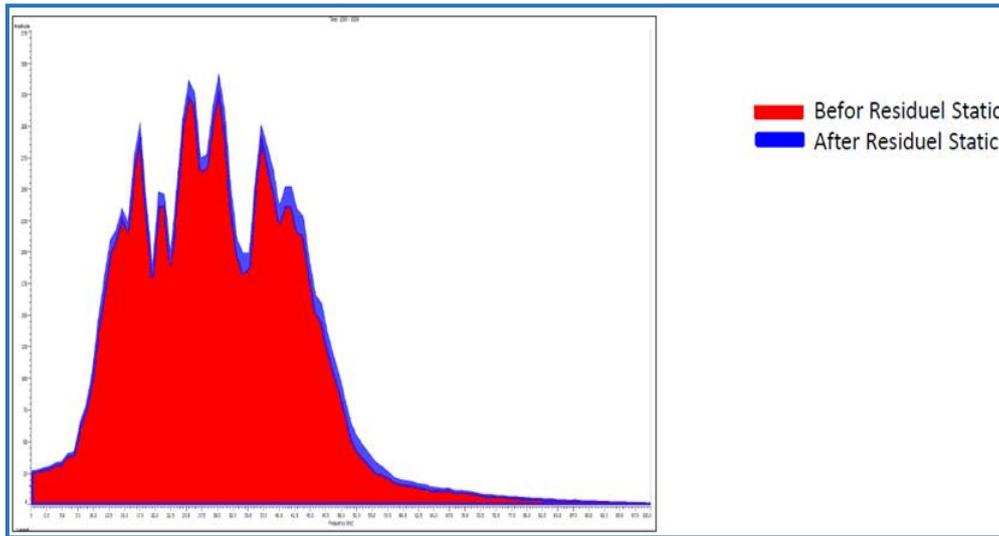
- Longueur de la fenêtre : 80 ms.
- Pas de glissement de la fenêtre : 40.
- Shift maximal : 8 ms.

La figure (V-27) représente le CDP avant et après correction statique résiduelle au voisinage du puits P-3.



**Figure (V-27): CDP avant (à gauche) et après (à droite) correction statique résiduelle au voisinage du puits 3.**

Le spectre d'amplitude qui sera amplifié après correction statique résiduelle est représenté sur la figure (V-28) :



**Figure (V-28): Comparaison entre les Spectres d'amplitude avant (en rouge) et après (bleu) correction statique résiduelle.**

Sur la figure (V-28) ci-dessus, on remarque une augmentation de l'amplitude du signal après correction statique résiduelle.

#### V.4.3. Super gather:

Le super gather appelé aussi Common Offset Stack (COS) présente l'avantage d'améliorer le rapport signal sur bruit, et de minimiser la taille du volume sismique en gardant ses caractéristiques.

Le processus de super gather analyse un sous-ensemble des regroupements (gathers) et calcule un nombre de «super-gather», dans lequel chaque trace représente une gamme d'offsets. Par conséquent, il forme des CDP moyens pour améliorer le rapport **signal / bruit**, en recueillant les CDP adjacents (8 CDPs) et en les sommant ensemble (le tout divisé par 9). Notons que ceci est effectué pour les données de pré-stack seulement. La figure (V-29) montre le résultat du super gather.

Les paramètres choisis sont les suivants :

- La taille du super gather (fenêtre dans laquelle les traces contenues seront sommées) :
  - 3 traces par Inlines × 3 traces par Xlines.

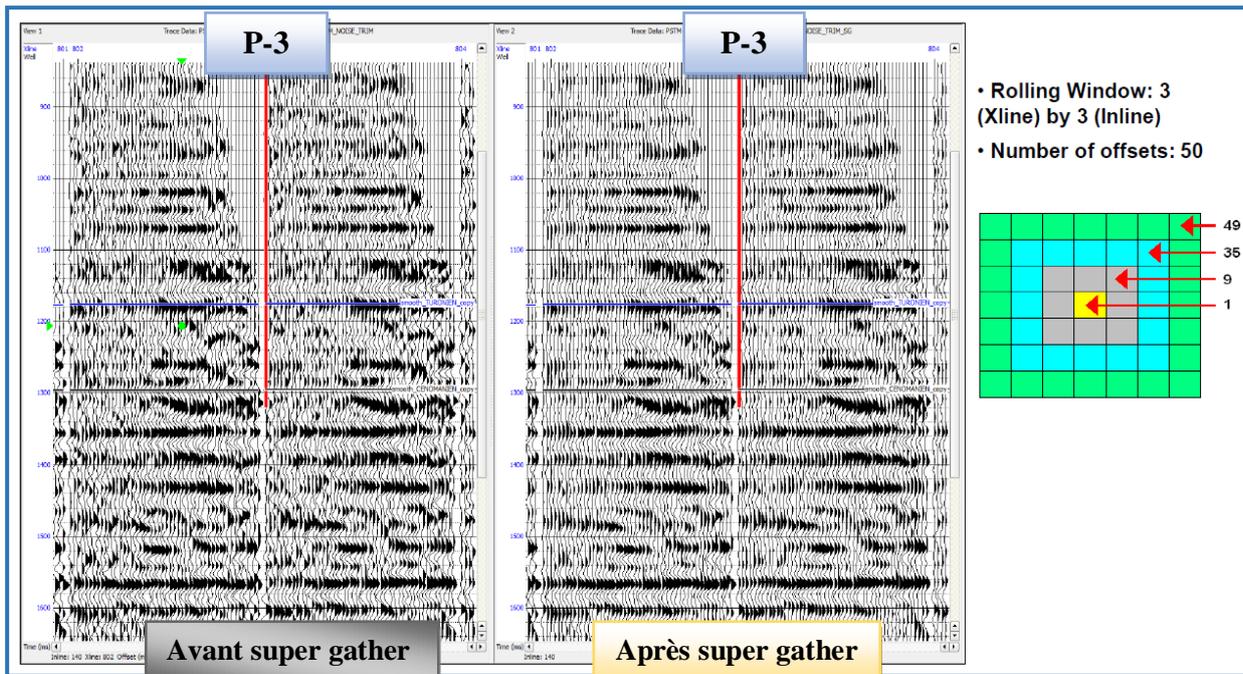


Figure (V-29) : Résultat du super gather au voisinage du puits P-3, gather avant super gather (à gauche) et gather après super gather (à droite).

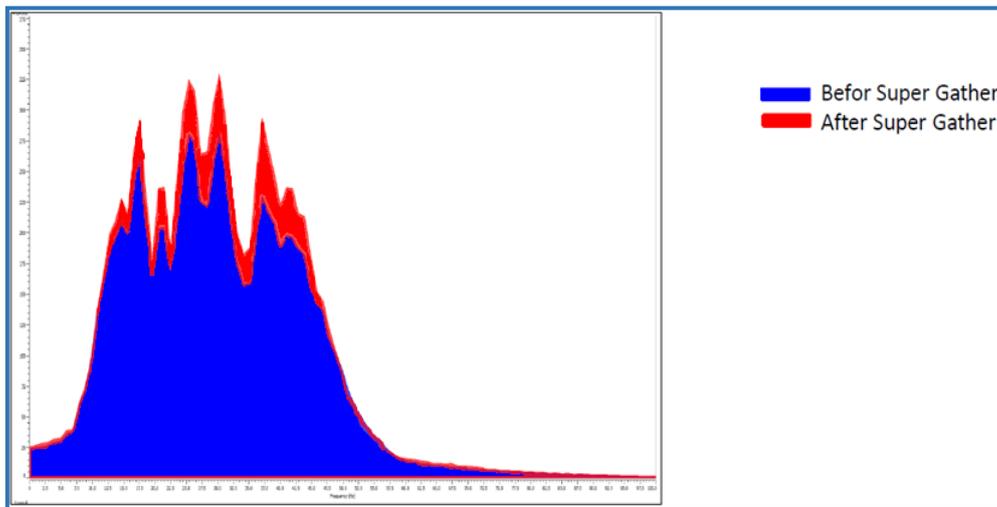


Figure (V-30) : Comparaison entre les Spectres d'amplitude avant (en bleu) et après (en rouge) Super gather.

Sur la figure (V-30), on remarque une amplification du signal après **super gather**.

#### V.4.4. Angles gathers :

Le processus d'Angles gathers permet de transformer un sous-ensemble de gathers du domaine des offsets en domaine d'angle d'incidence. Ceci met en correspondance chaque échantillon d'entrée avec son angle d'incidence correspondant. Ceci montre la distribution des angles d'incidence dans la zone d'intérêt. Cette étape est également nécessaire pour les

données de pré-stack qui sont destinées à l'inversion de pré-stack, car cette inversion ne fonctionne que sur les Angles gathers.

La relation entre offset et angle d'incidence est donnée comme suit :

$$\tan\theta = \frac{X}{2d}$$

Tel que : X : offset.

$\theta$  : Angle d'incidence.  $V_{RMS} t_0$

d : profondeur.

$$d = \frac{V_{RMS} t_0}{2}$$

Les figures (V-31 et V-32) suivantes montrent la conversion offset-angle au voisinage du puits «P-3» :

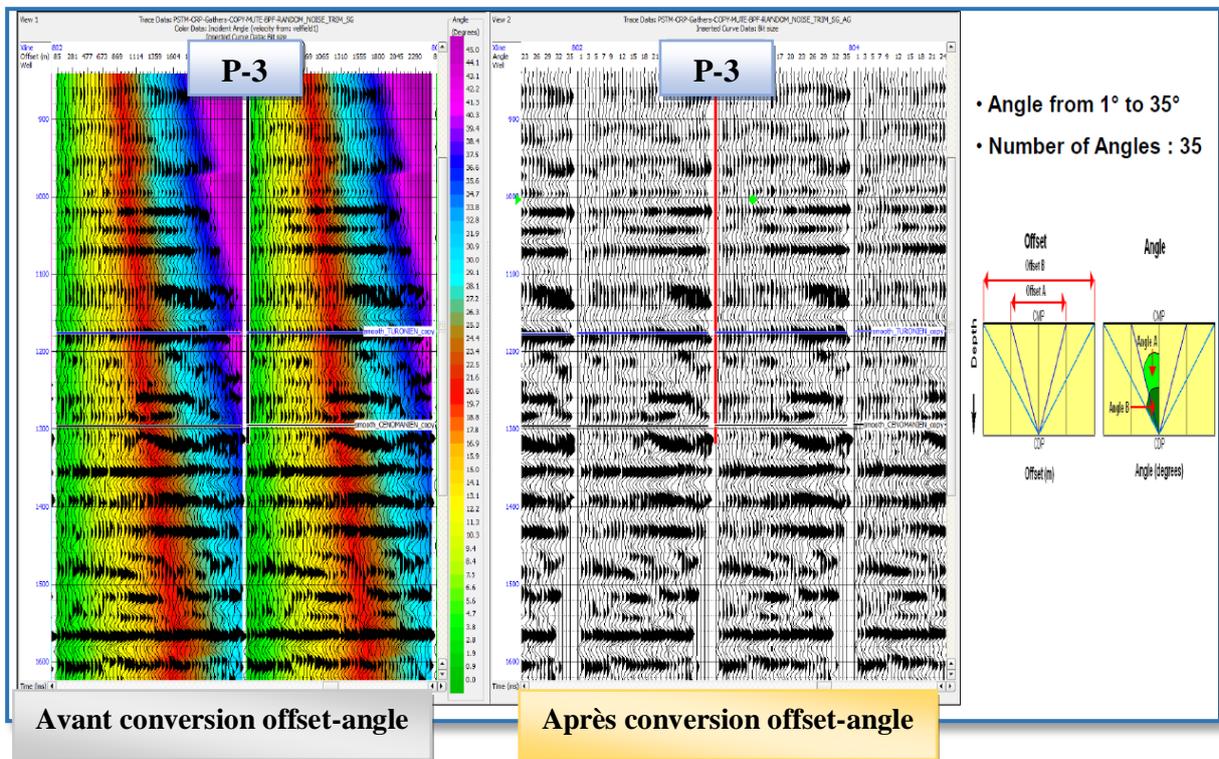


Figure (V-31) : Résultat angle gather au voisinage du puits «P-3», gather avant (à gauche) conversion offset-angle et après (à droite).

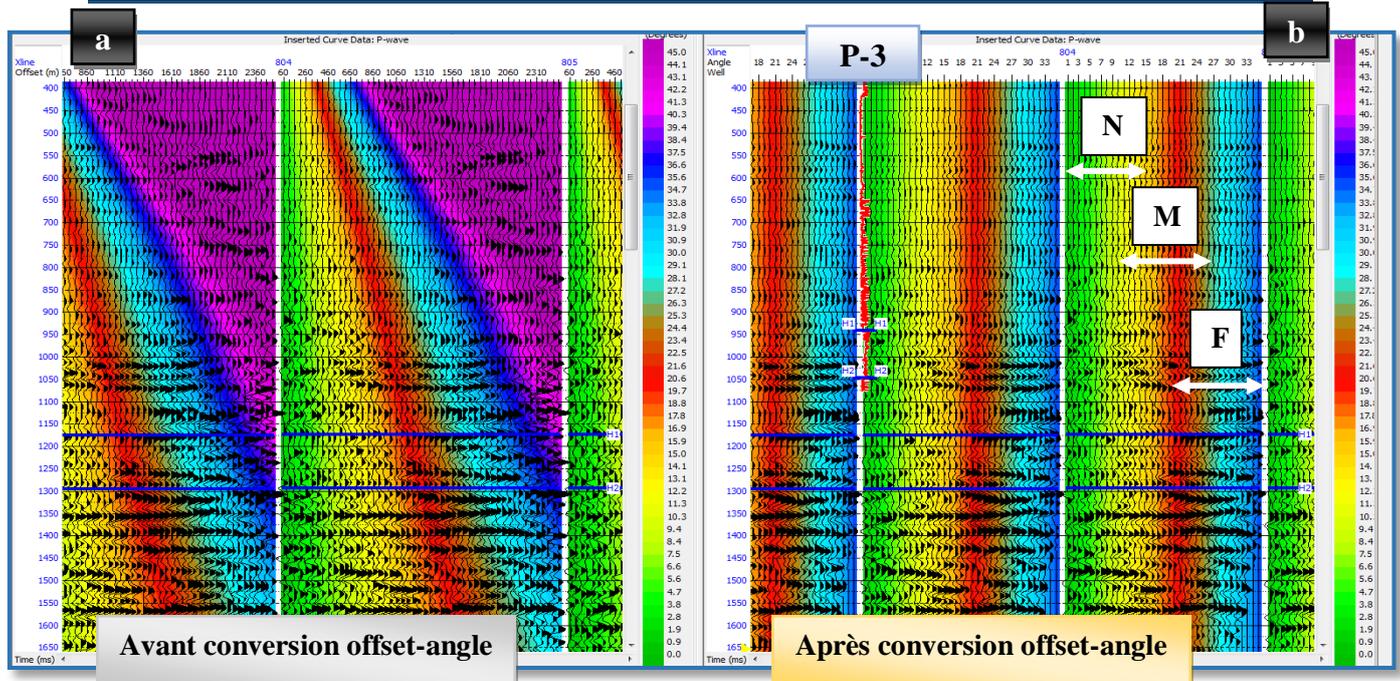


Figure (V-32) : Résultat des angles gathers et leur gammes d'angles au voisinage du puits «P-3» (b) après conversion offset-angle et le gather avant conversion (a).

V.4.5. Sommation partielle :

Après la conversion offset-angle on effectue la sommation partielle pour chaque gamme d'angle ayant plusieurs traces, par exemple dans le Near ( $2^{\circ}$ - $14^{\circ}$ ) et le Mid ( $10^{\circ}$ - $26^{\circ}$ ) et le Far de ( $22^{\circ}$ - $35^{\circ}$ ) toutes les traces à l'intérieur de chaque gamme d'angle seront sommées horizontalement, la trace résultante sera affectée au centre de la gamme d'angle (à  $7^{\circ}$  pour le Near), comme indiqué dans les figures (V-33 et V-34) suivantes :

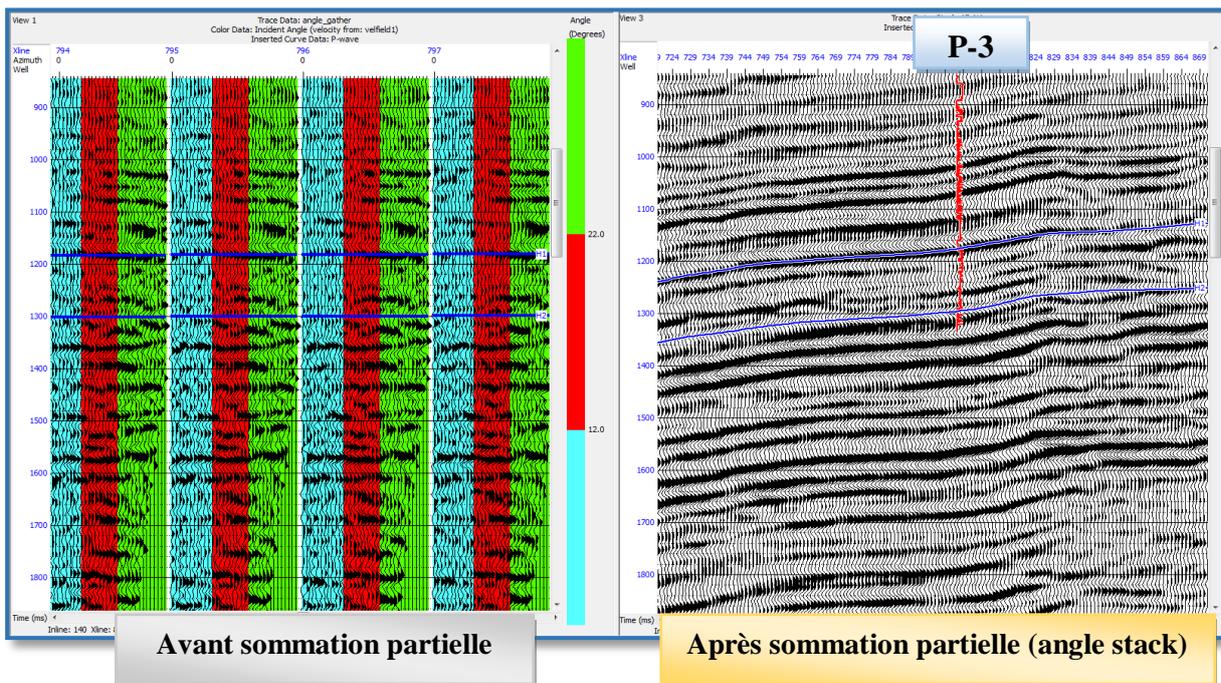


Figure (V-33): Résultats de la sommation partielle (angle stack).

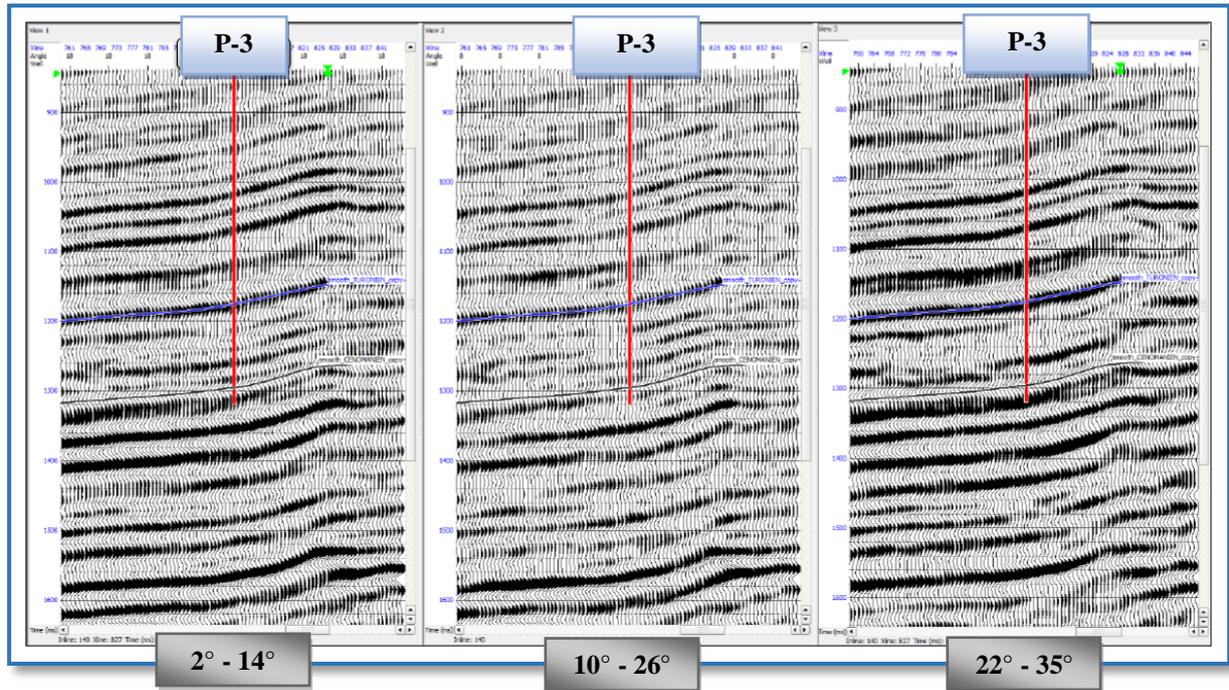


Figure (V-34) : Angle stack sur chaque gamme d'angle après la sommation partielle.

**V.4.6. contrôle de qualité sur les résultats du préconditionnement:**

On remarque que les événements sismiques après pré-conditionnement sont devenus alignés on remarque aussi une amplification d'amplitude, et filtrage des bruits comme le montre les figures (V-35, V-36 et V-37) suivantes :

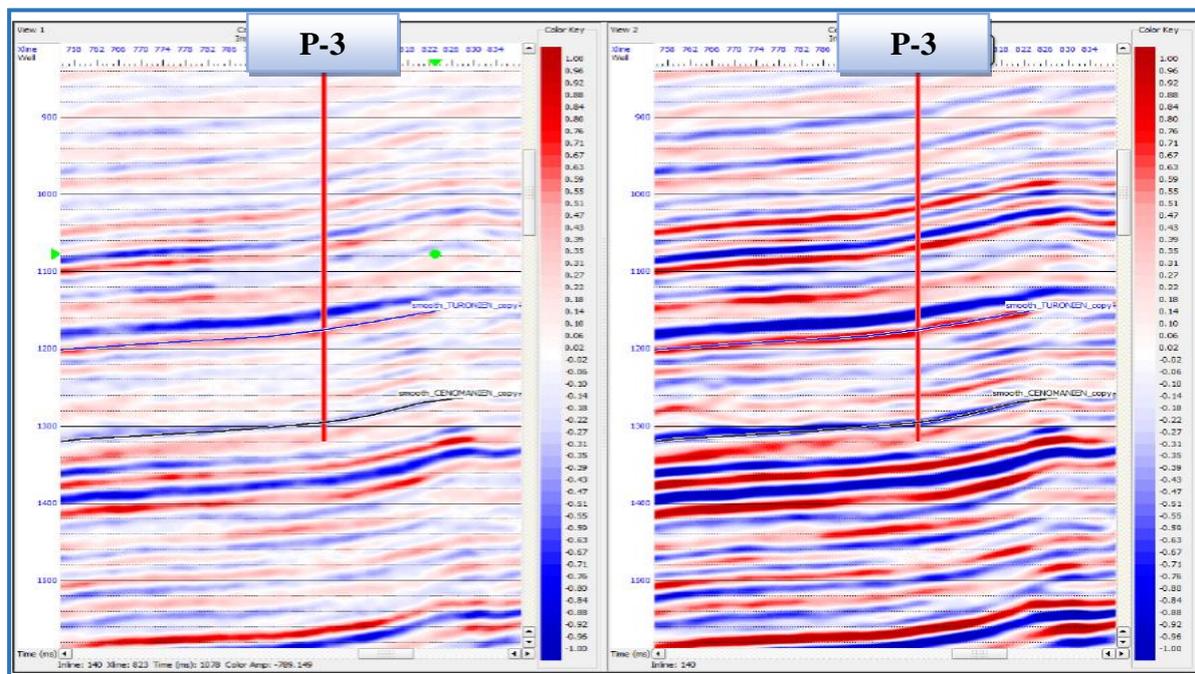


Figure (V-35) : CDP Stack brut (à gauche) et après Angle Stack (à droite) avec une échelle de couleurs.

La figure (V-36) suivante montre la différence entre le CDP Stack brut et le résultat après Angle Stack.

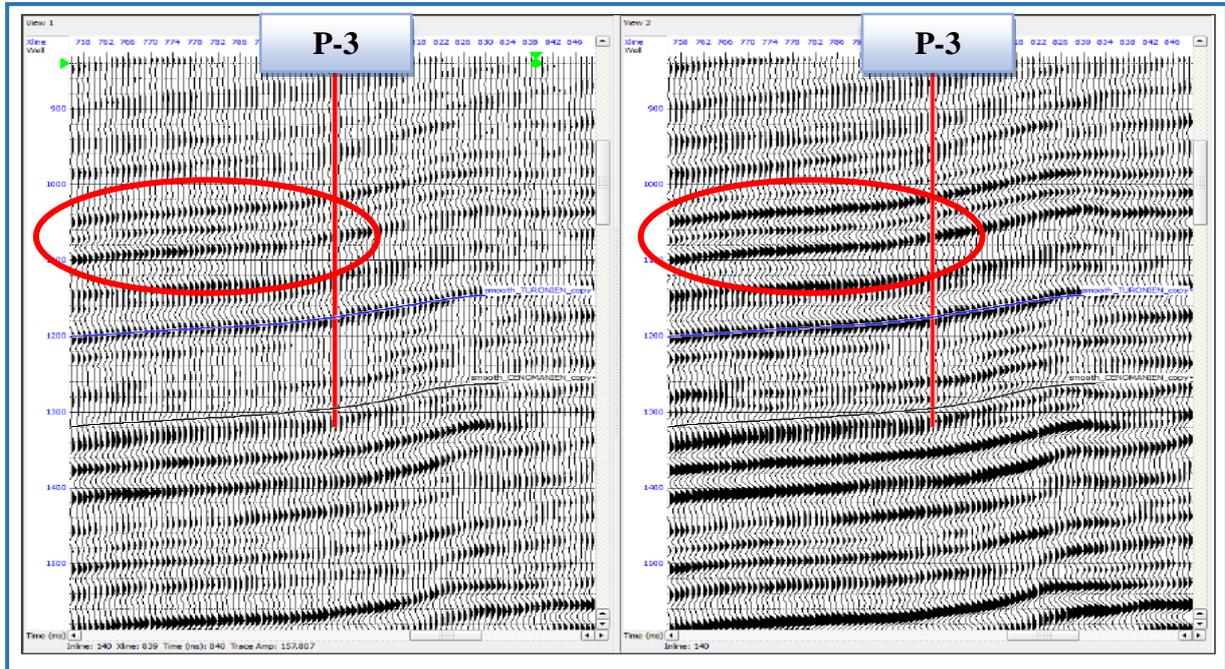


Figure (V-36) : CDP Stack brut (à gauche) et après Angle Stack (à droite).

Sur les figures ci-dessus (V-35 et V-36), on remarque une meilleure qualité de l'image sismique et les bruits filtrés avec une amplification du signal.

La figure (V-37) démontre l'alignement des événements avec une amplification du signal après l'opération de Super Gather.

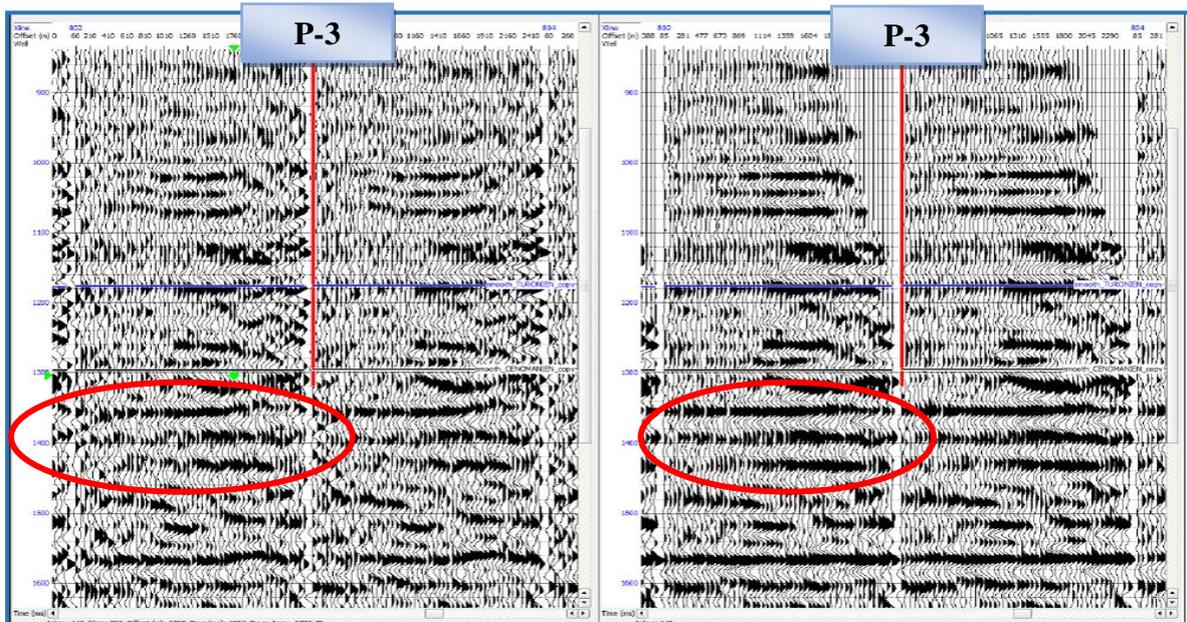
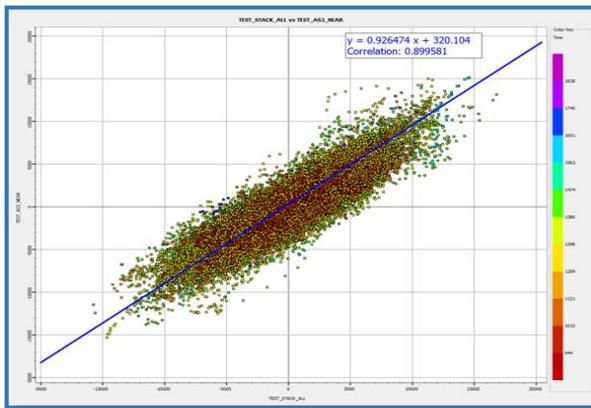
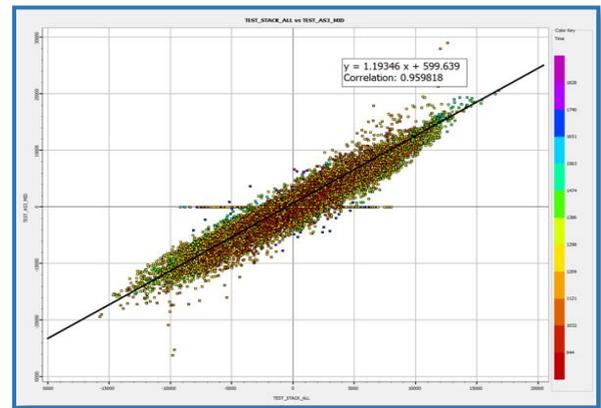


Figure (V-37) : CDP gather brut (à gauche) et après Super Gather (à droite).

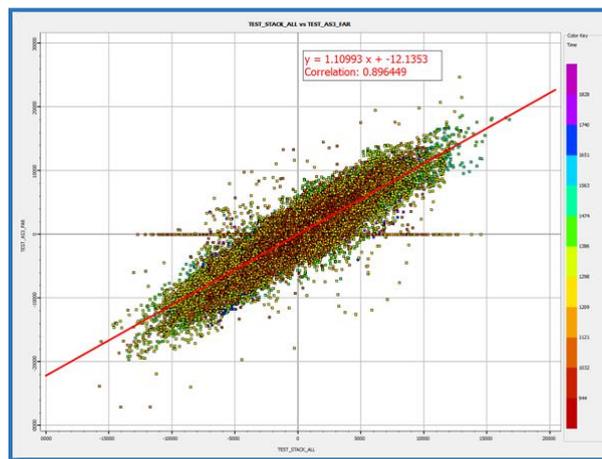
Pour vérifier la fiabilité des gammes d'angles sélectionnées, les cross plots suivants (**figures V-38, V-39 et V-40**) montrent les différentes gammes d'angle stack sur tout l'angle stack.



**Figure (V-38): Cross Plot Near Stack Vs Angle Stack.**



**Figure (V-39): Cross Plot Mid Stack Vs Angle Stack.**



**Figure (V-40): Cross Plot Far Stack Vs Angle Stack.**

### Commentaires :

Sur les trois cross plots représentés ci-dessus, on remarque un très bon taux de corrélation entre chacune des gammes d'angles et l'angle stack qui sont de 89.95 % pour le Near et de 95.98% pour le Mid et de 89.64 % pour le Far. Ceci confirme la réussite de l'opération de conversion offset-angle gather et aussi montre la fiabilité des gammes d'angles (les 3 gammes d'angle gathers ont été bien choisies) qui seront ensuite utilisées dans l'inversion sismique.

### Conclusion :

Le contrôle de qualité sur les résultats du préconditionnement nous permet d'affirmer la réussite de cette opération et aussi confirmer la fiabilité de l'inversion sismique qui va donner de bons résultats.

**V.5. Calage des données de puits aux données sismiques (well-tie) :**

Pour ce projet, les données sismiques utilisées sont subdivisées en trois volumes d'angles stacks. Trois gammes d'angle sont utilisées (Near, Mid, Far) dans le calage. Chaque stack représente une gamme d'angles différente. Ceci est représentée sur la figure (V-41).

- Near (proche) angle stack [2 -14°]
- Middle (intermédiaire)angle stack [10-26°]
- Far (lointain) angle stack [22-35°]

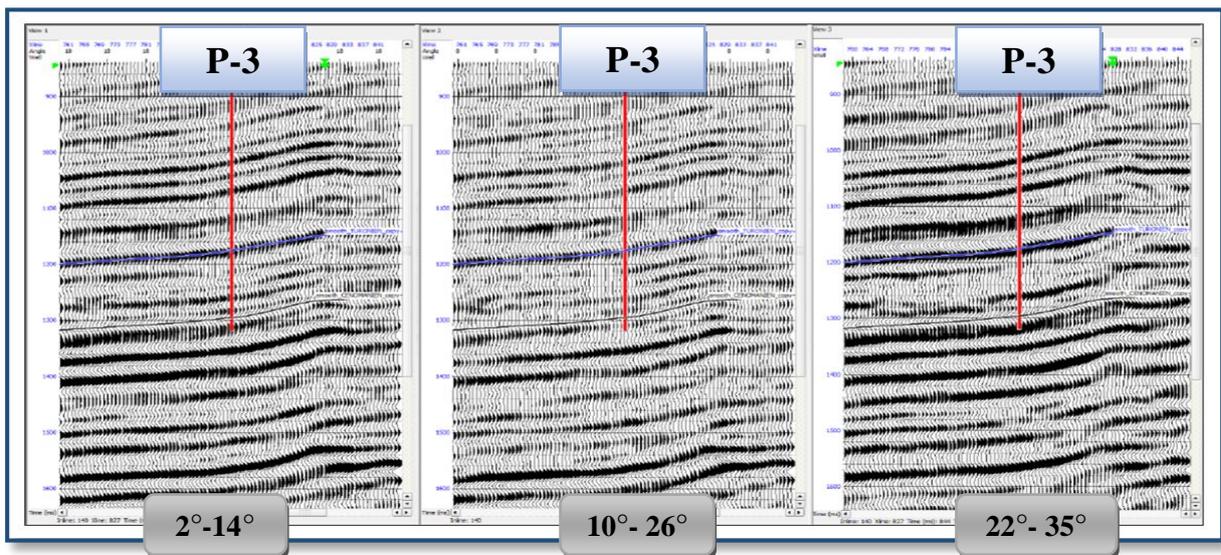


Figure (V-41): les gammes d'angles stack.

Les étapes du calage sismique sont illustrées sur l'organigramme (figure V-42) suivant :

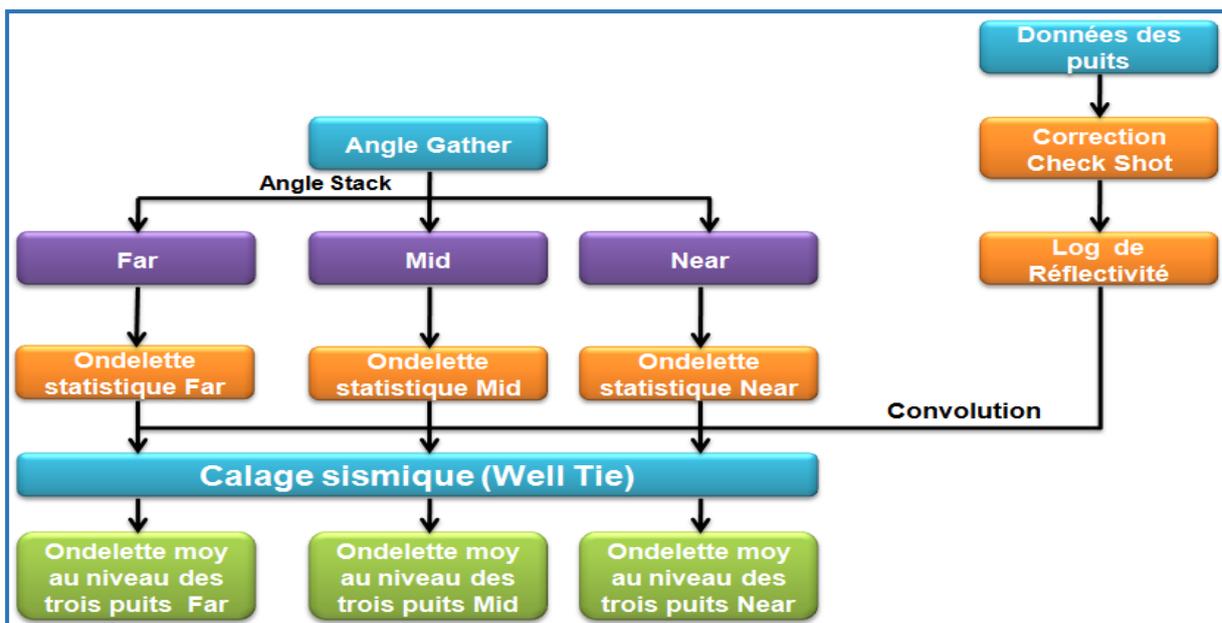


Figure (V-42) : workflow du calage sismique-puits.

V.5.1. La correction du sonic par le check-shot :

Cette étape permet de corriger la loi Temps-Profondeur et de réduire la résolution du sonic (réduire sa fréquence) pour ensuite l'utiliser pour faire ressortir la trace synthétique ( $T = O * r$ ) au niveau du puits qui doit être comparé à la sismique avec laquelle on va faire le calage. En effet, cette correction a pour objectif de corriger manuellement la table de conversion temps-profondeur, obtenue précédemment à partir du check-shot, pour cela, on effectue un calage entre les données sismiques aux alentours du puits, avec une trace synthétique construite à partir de la convolution de l'ondelette statistique que l'on va extraire à partir des données sismiques, avec la série de réflectivité calculée à partir des logs. Cette opération consiste à identifier les événements sismiques dans le synthétique et de les faire correspondre avec la trace composite (moyenne des traces sismiques aux alentours du puits) en appliquant des shifts manuels. Mais d'abord on commence avec la correction check shoot (table temps-profondeur) au niveau des trois puits (Figure V-43) :

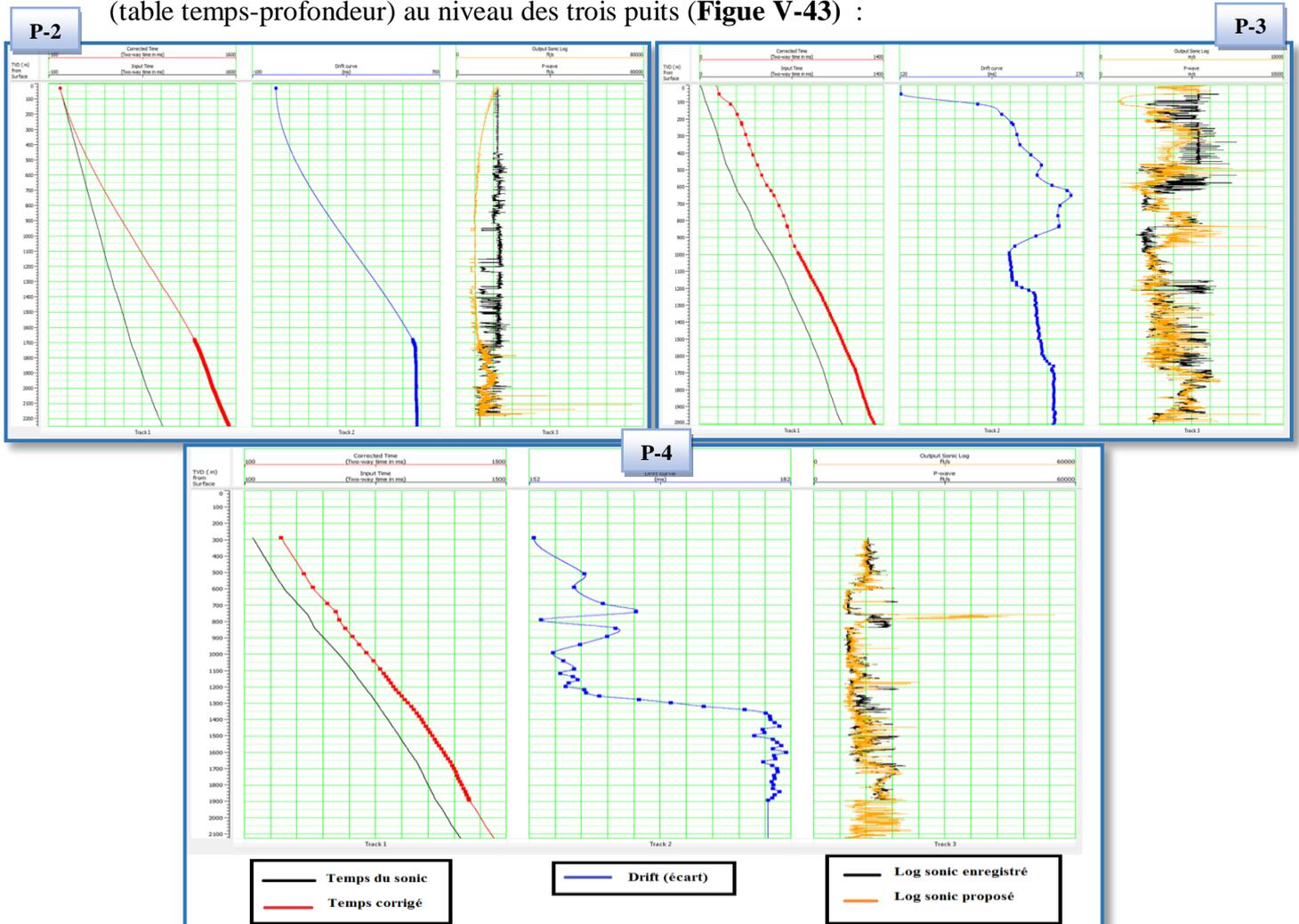


Figure (V-43) : correction check shoot (table temps profondeur) sur les trois puits.

**V.5.2. Corrélation et extraction de l'ondelette :**

L'ondelette varie spatialement en fonction de l'angle d'incidence, il est donc nécessaire de prendre en compte ces variations dans la construction du synthétique pour l'inversion. Pour cela nous allons subdiviser les données sismiques en trois gammes d'angles et les sommer partiellement, nous allons ensuite extraire une ondelette pour chaque gamme d'angles, ces ondelettes seront utilisées pour l'inversion tandis que la précédente a été extraite seulement dans le but d'effectuer la corrélation.

L'ondelette sismique est caractérisée par deux paramètres qui sont les suivants :

- Spectre d'amplitude.
- Spectre de phase.

Dans le but d'extraire l'ondelette qui sera utilisée pour mettre en évidence la trace synthétique on a recours à deux procédures qui sont :

- Extraction de l'ondelette statistique.
- La moyenne des ondelettes statistiques.

**V.5.2.a. Extraction statistique des ondelettes :**

Notre but est d'extraire les trois ondelettes sismiques (Near-Middle-Far) à partir des données sismiques en utilisant une méthode statistique d'auto-corrélation qui suppose que les ondelettes sont à phase constante.

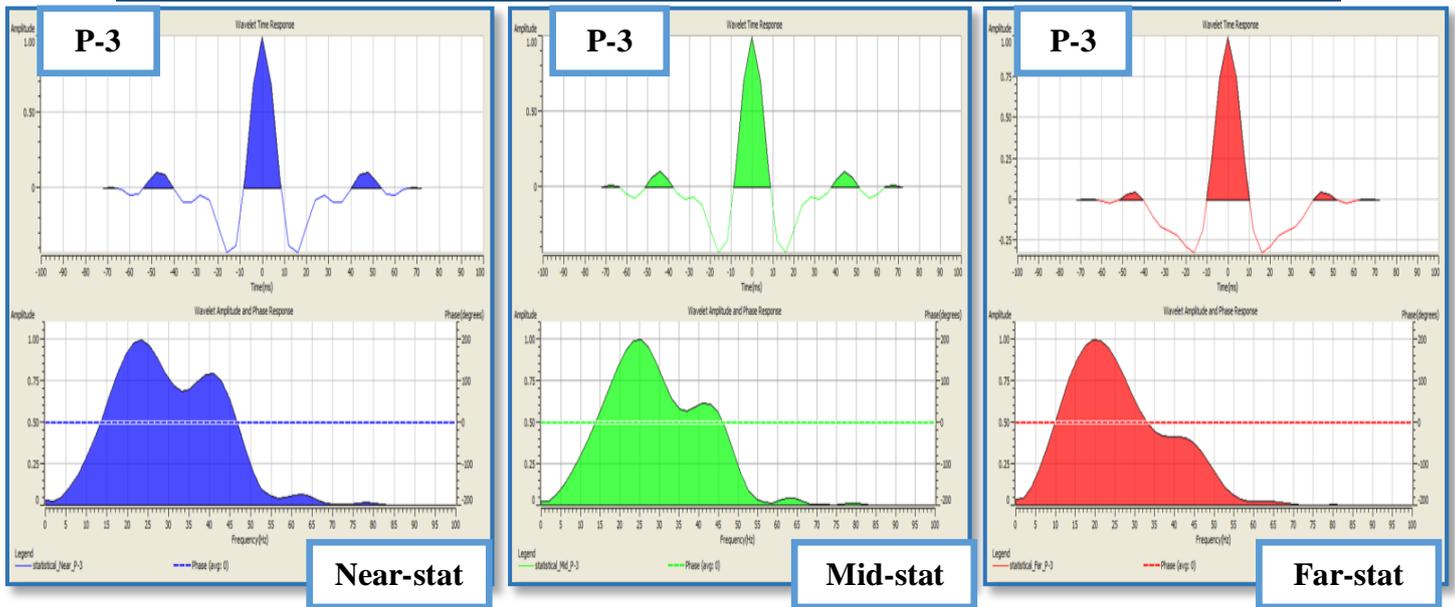
Ces ondelettes qui coïncident avec les trois puits, sont extraites pour chaque gamme d'angles au niveau de chaque puits. Donc on aura 9 ondelettes qui ont comme caractéristiques un spectre d'amplitude. Notons que ce type d'ondelettes est supposé à phase nulle.

Les paramètres d'extraction sont les suivants :

- Longueur des ondelettes 150 ms.
- Fenêtre d'extraction entre ( $H_1$  (Toit) -30ms) et ( $H_2$  (Mur) +30ms).

Les ondelettes statistiques sur les trois gammes (Near, Mid et Far) de chaque puits sont représentées sur la figure (V-44).

Considérons le cas du puits P-3.



**Figure (V-44): Ondelettes statistiques des trois gammes (Near, Mid, Far) et spectres de phases du puits P-3.**

En ce qui concerne les autres ondelettes statistique aux niveaux des puits P-2 et P-4 on suit le même processus que celles du puits P-3.

Ainsi les ondelettes obtenues disposent d'un spectre de phase nulle.

**V.5.2.b. Calage des données de puits aux données sismiques :**

Après l'estimation statistique des ondelettes, on passe à la phase de corrélation qui exige un film synthétique obtenu à partir de la convolution des ondelettes avec la série de réflectivités calculée à l'emplacement de chaque puits.

La corrélation est obtenue en faisant correspondre le film synthétique obtenu, avec les événements sur une trace sismique à l'emplacement du puits.

La corrélation se fait pour chaque gamme d'angles et chaque puits, on prend comme exemples les ondelettes obtenues précédemment qui sont illustrées sur (la figure V-45).

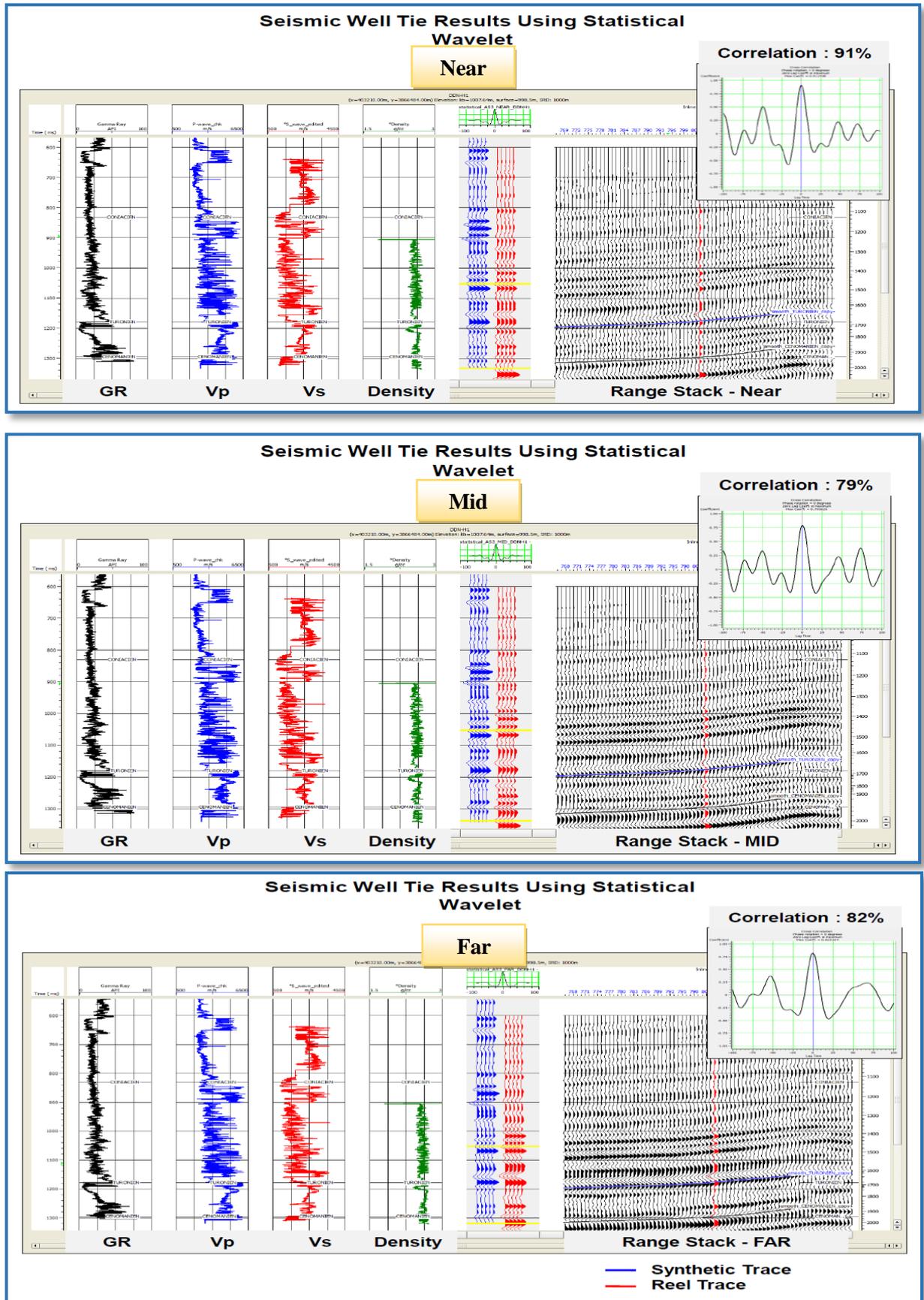


Figure (V-45): la corrélation des ondelettes statistique au niveau du puits P-3 des trois gammes d'angles.

Ainsi, les taux de corrélation obtenus pour les trois gammes d'angles au niveau du puits P-3 sont comme suit :

Near = 91%

Mid = 79%

Far = 82%

En ce qui concerne la corrélation des ondelettes aux niveaux des puits P-2 et P-4, on suit le même processus que la première. Après avoir terminé la corrélation et obtenu de bons résultats de corrélations on effectue l'extraction des ondelettes moyennes dans le but d'obtenir des phases variables pour les trois gammes.

#### **V.5.2.c. Extraction des ondelettes moyennes : (méthode Full-Wavelet) :**

Puisque les ondelettes obtenues précédemment ne peuvent avoir une phase constante sur tout le volume sismique d'étude, on va mettre en évidence la moyenne de ces ondelettes statistiques pour chacune des gammes d'angles. On obtiendra des ondelettes de caractéristiques suivantes :

- Spectre d'amplitude.
- Spectre de phase variable en fonction de la fréquence.

La procédure est comme suit :

-Pour chacune des gammes d'angles on fait leurs moyenne aux niveaux des trois puits (exemple : La moyenne des Near des trois puits vont donner une ondelette moyenne de gamme Near qui aura un spectre d'amplitude et un spectre de phase variable).

Les paramètres utilisés pour l'extraction sont les suivants :

- Fenêtre d'extraction : Entre  $[H_1(\text{Toit}) - 30\text{ms}]$  et  $[H_2(\text{Mur}) + 30\text{ms}]$ .
- Longueur de l'ondelette : 150 ms.

Les trois ondelettes résultantes sont présentées sur la figure (V-46) ci-dessous :

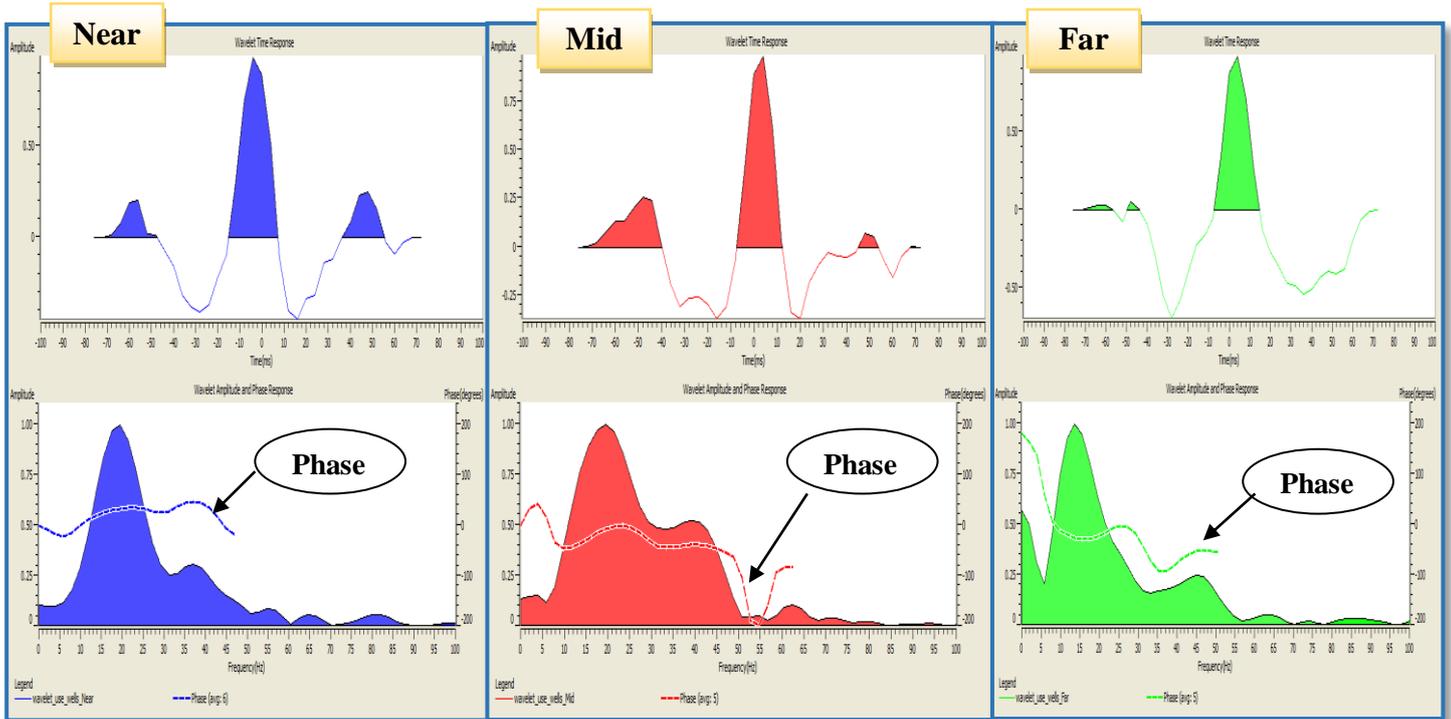


Figure (V-46) : Les ondelettes moyennes (finales) des trois gammes.

La superposition de ces ondelettes moyennes est présentée sur la figure suivante :

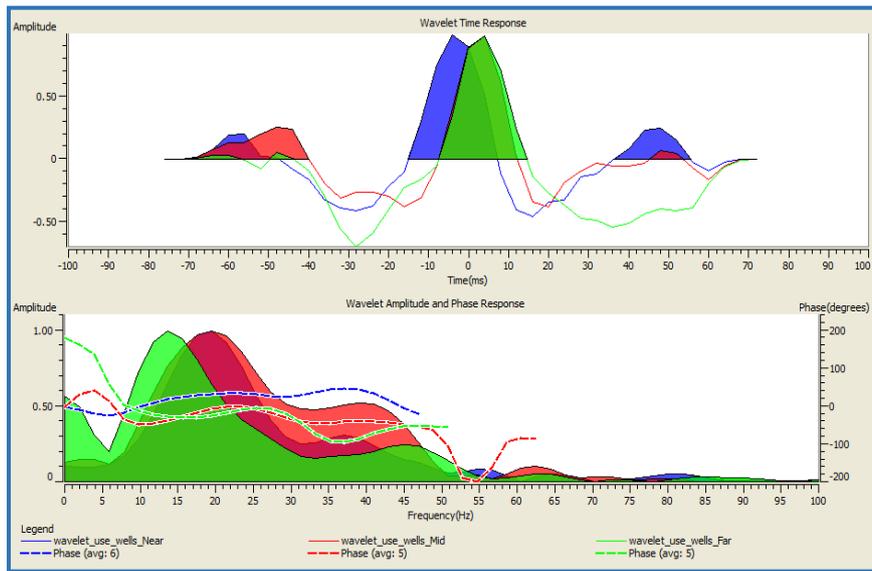


Figure (V-47) : superposition des ondelettes moyennes

D’après la figure (V-47), on peut remarquer que les trois ondelettes suivent la même tendance et sont bien superposées.

D’où, on conclut que l’établissement de la corrélation sismique – puits sera réaliser avec le moins possible d’erreurs. On utilise ensuite ces ondelettes pour faire une deuxième corrélation qui donnera à la fin un meilleur calage entre la sismique et le puits .

V.5.2.d. Calage des données de puits aux données sismiques :

Après l'extraction des ondelettes moyennes pour les trois puits (moyenne des spectres d'amplitudes et la moyenne des spectres de phase pour chaque gamme d'angle), les résultats de la corrélation des ondelettes moyennes obtenues précédemment avec les trois gammes d'angles sur les trois puits utilisés sont présentés dans les figures (V-48, V-49 et V-50) :

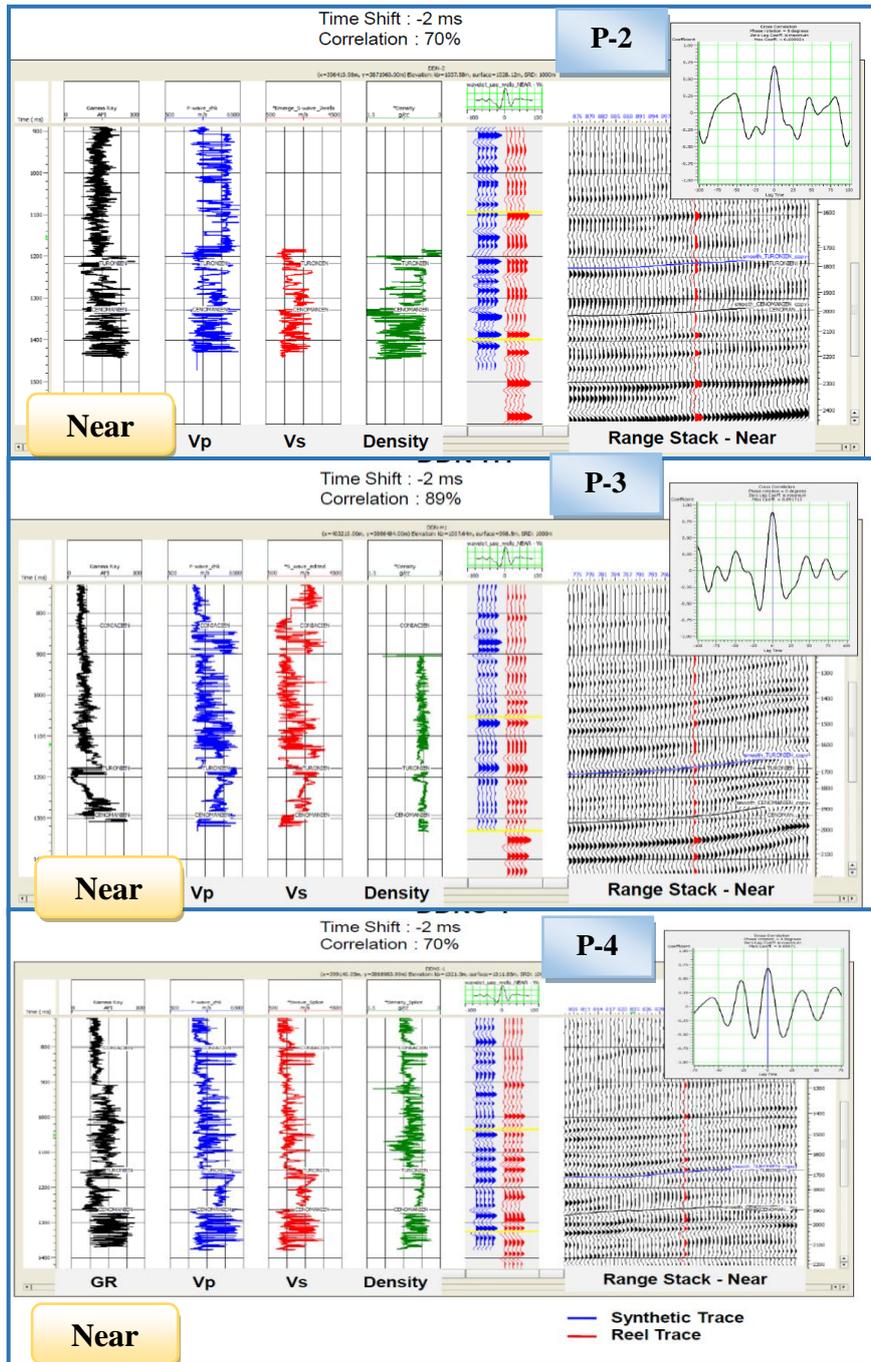


Figure (V-48): la corrélation des ondelettes moyennes aux niveaux des trois puits dans la gamme d'angles Near.

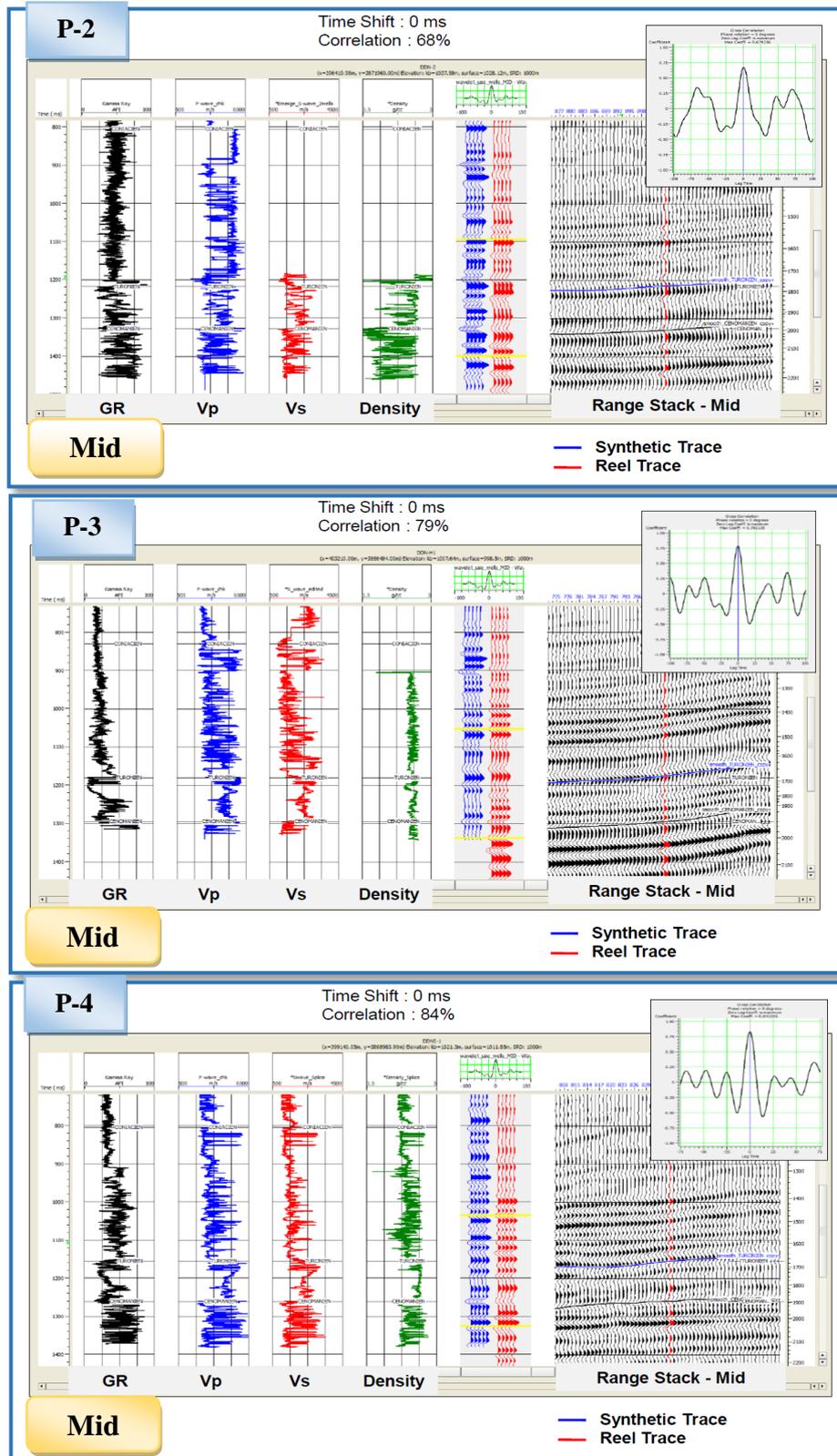


Figure (V-49): la corrélation des ondelettes moyennes aux niveaux des trois puits dans la gamme d'angles Mid.

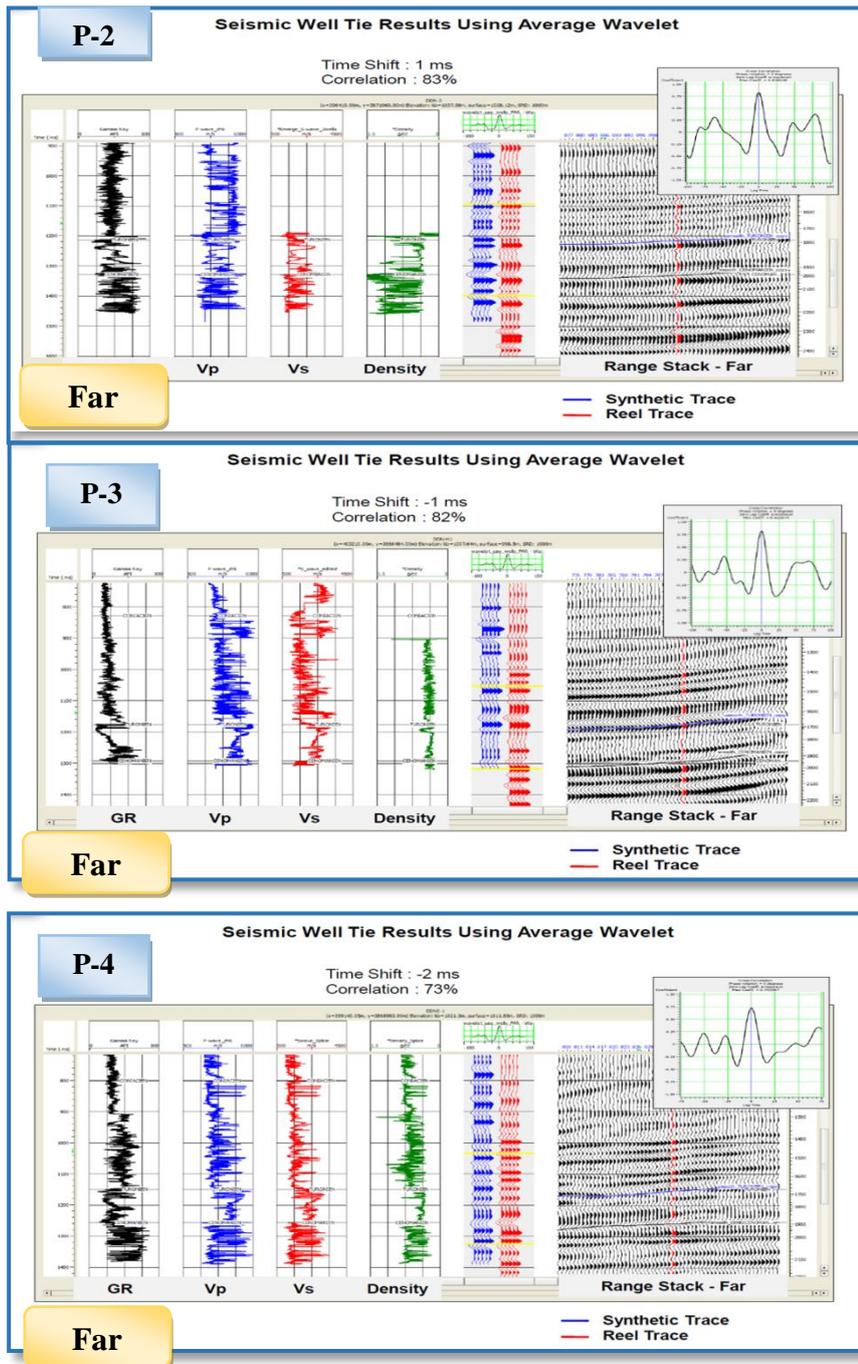


Figure (V-50): la corrélation des ondelettes moyennes aux niveaux des trois puits dans la gamme d'angles Far.

**Conclusion :** le calage est une étape primordiale pour la construction du modèle initial et le processus d'inversion. Elle nous permet :

- De corriger la table de conversion temps-profondeur et en suite, ramener les horizons et les tops au même niveau (Calage puits - sismique).
- De déterminer la phase réelle de l'ondelette sismique.

## V.6. Inversion des données sismiques :

### V.6. 1. Modèles initiaux de basse fréquence :

La construction d'un modèle initial est requise. Cependant, dans ce cas, le modèle devrait inclure à la fois les impédances des ondes P et S et la densité  $\rho$ . Le modèle a été construit en utilisant les diagraphies P-wave, S-wave et densité aux niveaux des trois puits. A partir de ces logs, on a construit les logs d'impédance S et P et de densité, qui vont être interpolés entre ces trois puits et ensuite extrapolés sur tout le volume pour construire les modèles en utilisant des horizons comme guide de structure pour l'interpolation. Les modèles ont été filtrés en utilisant un filtre passe-bas de 10Hz, 15 Hz (si la fréquence est supérieure à 15Hz, elle sera filtrée) pour préserver la composante de basse fréquence et supprimer l'hétérogénéité des logs des puits aux fréquences sismiques.

Les figures (V-51, V-52 et V-53) montrent les trois modèles initiaux de  $Z_p$ ,  $Z_s$  et  $\rho$  consécutivement :

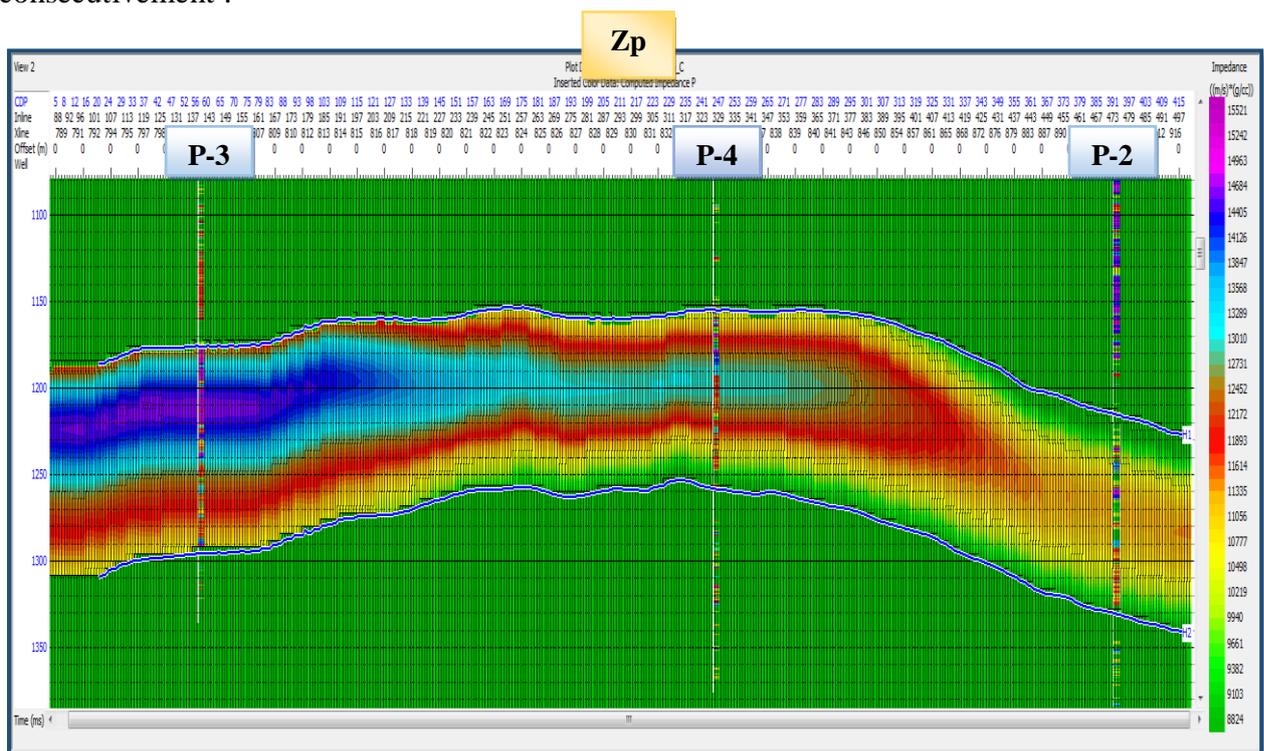


Figure (V-51): Modèle initial de l'impédance acoustique ( $Z_p$ ) passant par les puits «P-2», «P-3», «P-4».

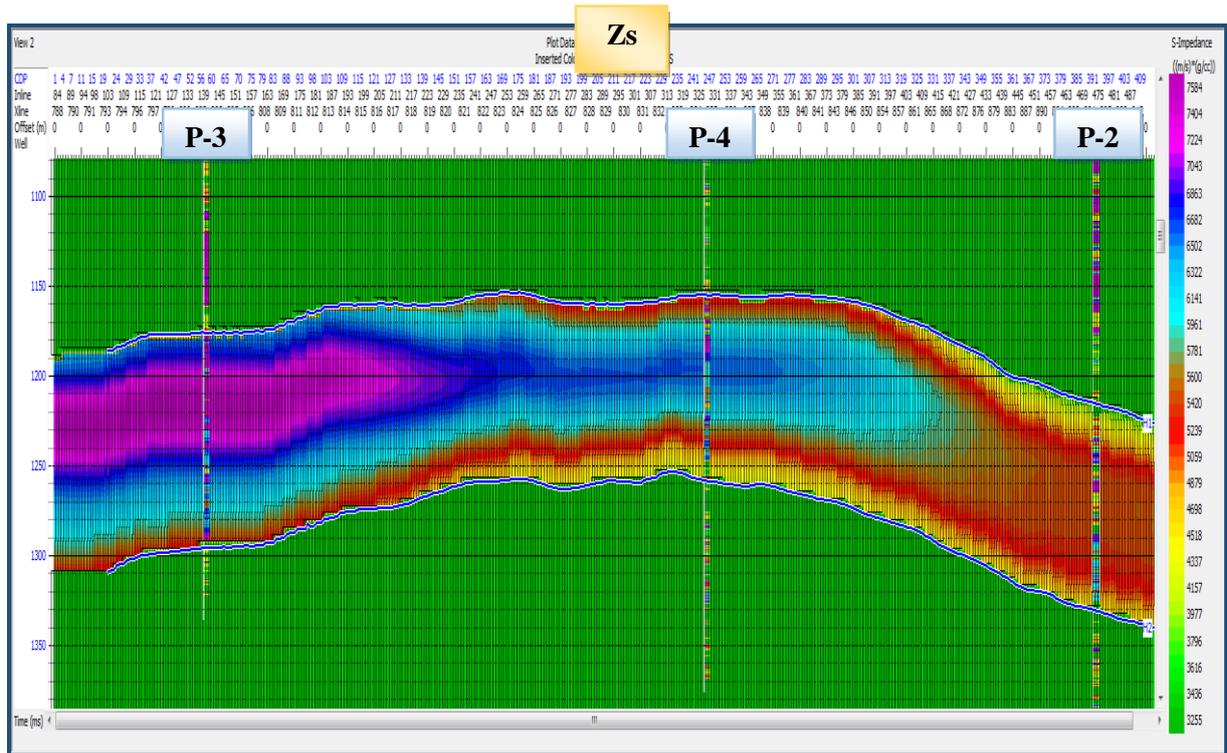


Figure (V-52) : Modèle initial de l'impédance acoustique ( $Z_s$ ) passant par les puits «P-2», «P-3», «P-4».

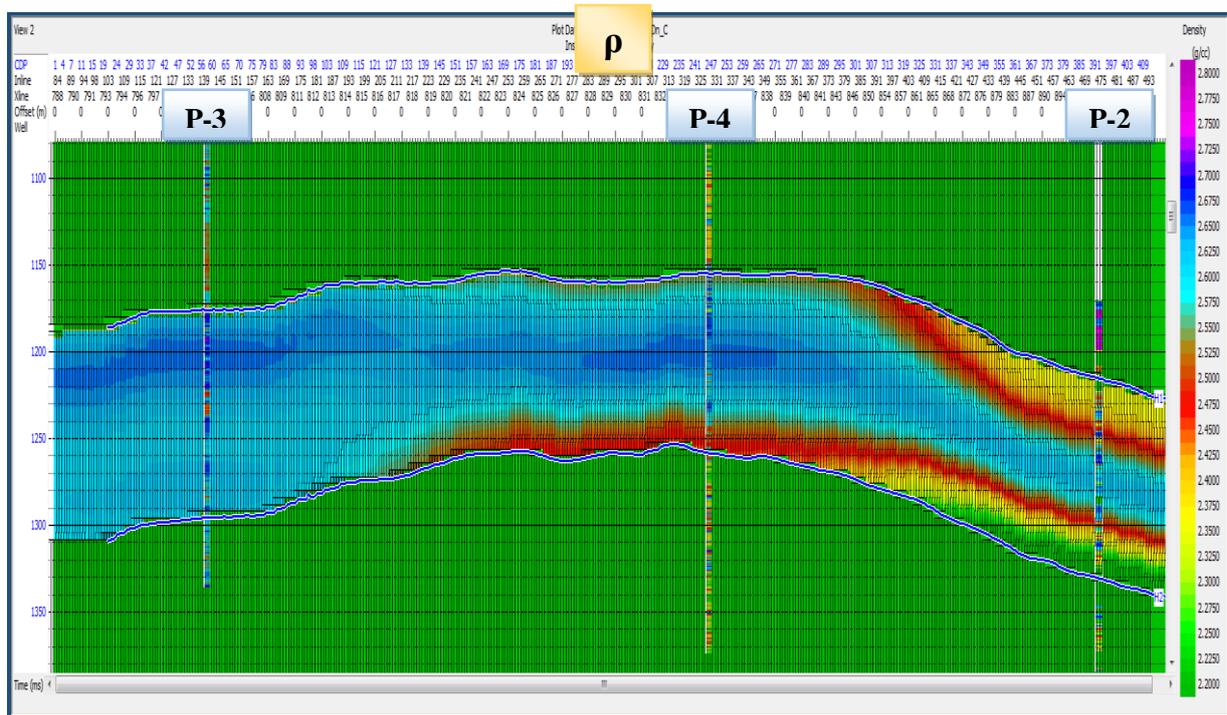


Figure (V-53) : Modèle initial de la densité passant par les puits «P-2», «P-3», «P-4».

Les modèles initiaux sont le point de départ de l'algorithme d'inversion, les erreurs de modélisation posent un problème de la vitesse de convergence de celui-ci. Dans le cas d'un modèle initial erroné on arrive à la solution en un nombre d'itérations assez grand, c'est pour cette raison qu'on effectue une analyse des paramètres de l'inversion.

### V.6.2. Analyses d'inversion aux niveaux des puits :

Avant d'appliquer l'inversion aux volumes, on l'applique aux niveaux des puits pour tester les paramètres et mettre à l'échelle les données sismiques. La Figure (V-55) montre l'affichage du contrôle de qualité (Analyse de l'inversion) au puits «P-2», «P-3», «P-4». Ces figures comparent le résultat d'inversion de l'impédance d'onde P ( $Z_p$ ), de l'impédance d'onde S ( $Z_s$ ) et la densité ( $\rho$ ) avec les paramètres correspondants dans un puits. Sont représentées également les traces sismiques synthétiques produites à partir du résultat d'inversion aux traces sismiques correspondantes des données sismiques.

Après plusieurs analyses itératives, on a choisi comme paramètres :

- Nombre d'itérations 50.
- La fenêtre d'inversion entre les deux horizons («H<sub>1</sub>-100ms», et «H<sub>2</sub>+100ms»).

Dans les roches saturées en eau,  $Z_p$  et  $Z_s$  sont liées linéairement, ainsi que les paramètres petrophysiques  $Z_p$  et la densité. Ceci est exprimé dans les relations suivantes :

- $\text{Ln}(Z_s) = a \cdot \text{Ln}(Z_p) + b$
- $\text{Ln}(\text{densité}) = a_1 \cdot \text{Ln}(Z_p) + b_2$

Notons que  $Z_p$  est tirée à partir de la sismique.

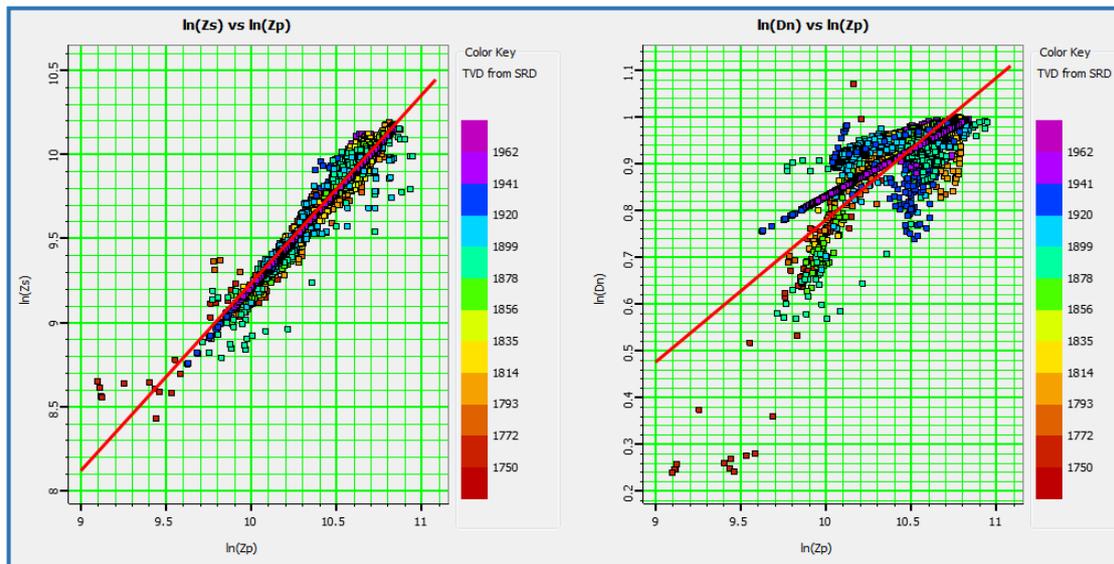


Figure (V-54) : Relation entre  $Z_p$  et  $Z_s$ ,  $Z_p$  et densité aux niveaux des trois puits.

**Remarque :** on note que, dans ce cas on utilise l'approximation de Fatti et Al.

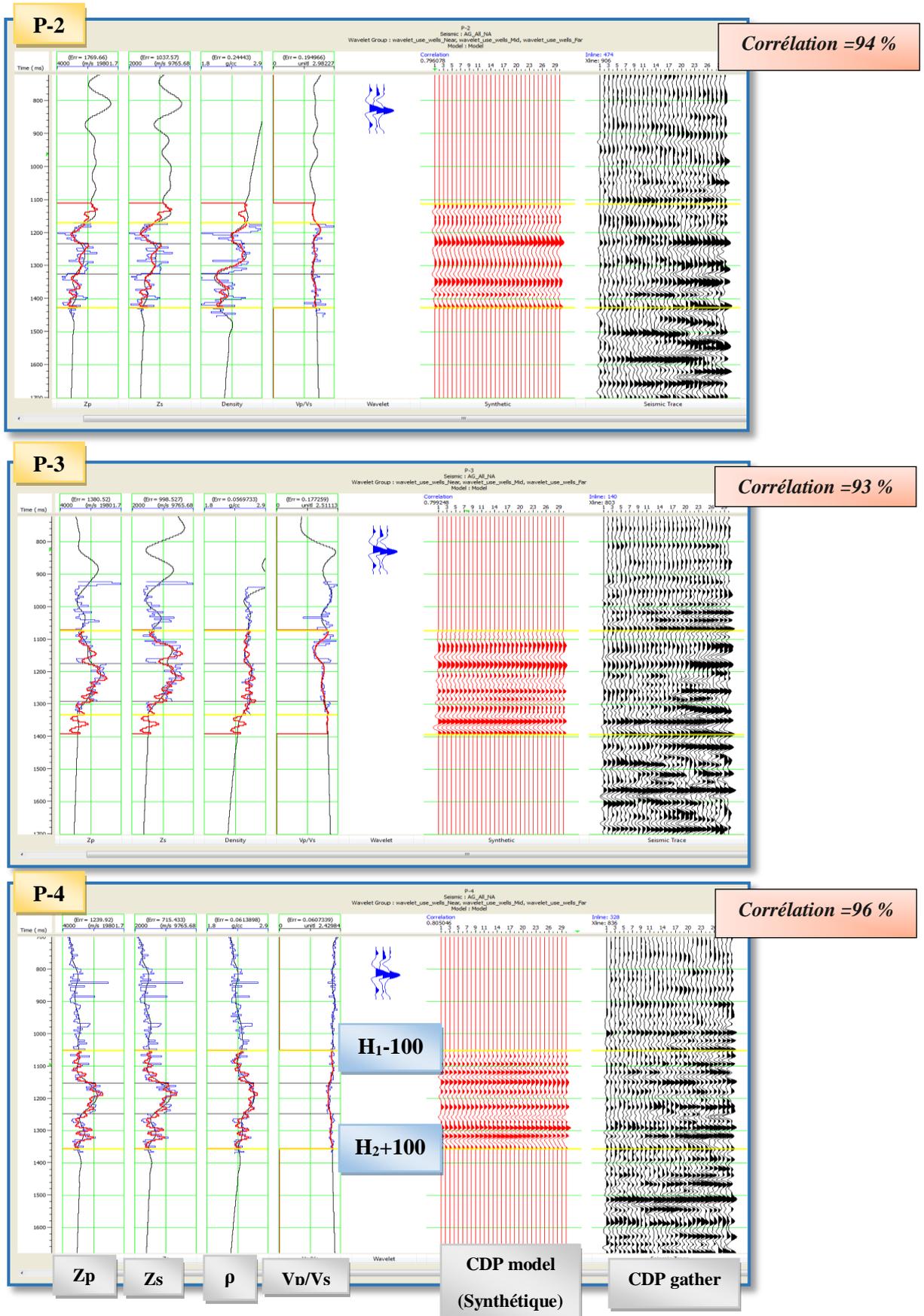
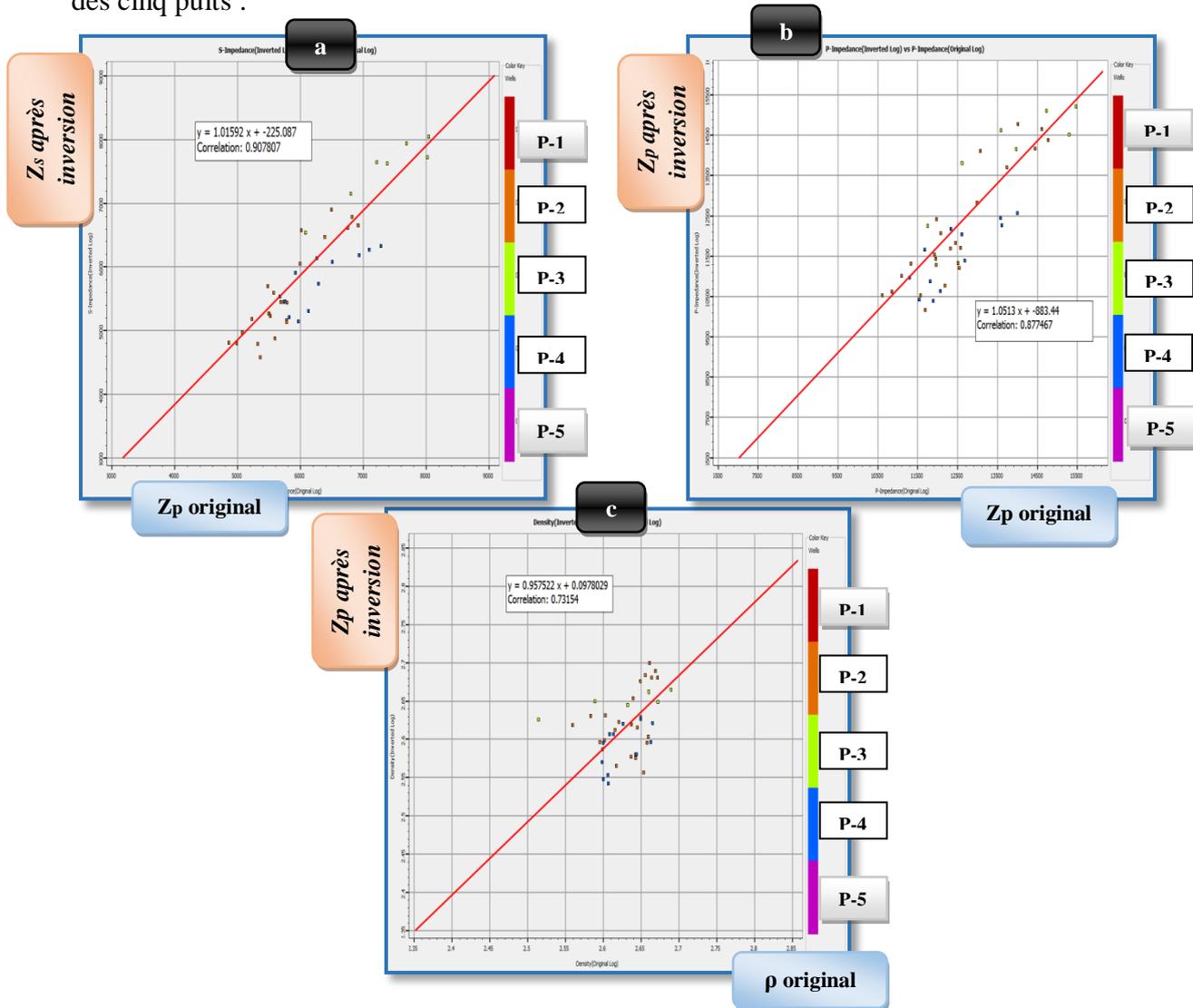


Figure (V-55) : Analyses de l'inversion aux niveaux des trois puits, résultat d'inversion (en rouge) et log original (en bleu).

### Contrôle de qualité des résultats de l'analyse de l'inversion :

Les cross plots suivant (**figure V-56**) montre la corrélation entre les logs originaux et ceux qui résultent de l'inversion sismique des paramètres acoustiques ( $Z_p$ ,  $Z_s$  et densité) aux niveaux des cinq puits :



**Figure (V-56) : cross plots des logs après inversion en fonction des logs originaux des paramètres acoustiques  $Z_s$ ,  $Z_p$  et  $\rho$  aux niveaux des cinq puits.**

De ces trois cross plots, on obtient une bonne corrélation pour les cinq puits, qui sont :

La corrélation entre le log inversé et celui original de  $Z_s$  (a) est à 90,78%.

La corrélation entre le log inversé et celui original de  $Z_p$  (b) est à 87,74%.

La corrélation entre le log inversé et celui original de  $\rho$  (c) est à 73,15%.

### Conclusion :

L'analyse d'inversion aux niveaux des trois puits est acceptable, ce qui va nous permettre d'appliquer l'inversion sur tout le volume.

### V.6.3. Inversion du volume sismique 3D:

Une fois les paramètres déterminés, on lance l'inversion sur le volume sismique. Les résultats obtenus sont trois volumes ; un volume d'impédance P ( $Z_p$ ), un volume d'impédance S ( $Z_s$ ), et un volume de densité. Après avoir lancé l'inversion sur le volume et obtenu un résultat on l'affiche dans les figures (V-58, V-59 et V-60) qui montrent la distribution avant et après inversion des impédances acoustiques ( $Z_p$  et  $Z_s$ ) et la densité sur une ligne arbitraire (figure V-57) qui passe par les trois puits «P-2», «P-3», «P-4». On observe que les valeurs d'impédance ( $Z_p$  et  $Z_s$ ) sont plus au moins élevée, ça prouve que le milieu est compact (c'est une particularité des carbonates).

La figure (V-57) illustre la ligne arbitraire qui passe par les trois puits :

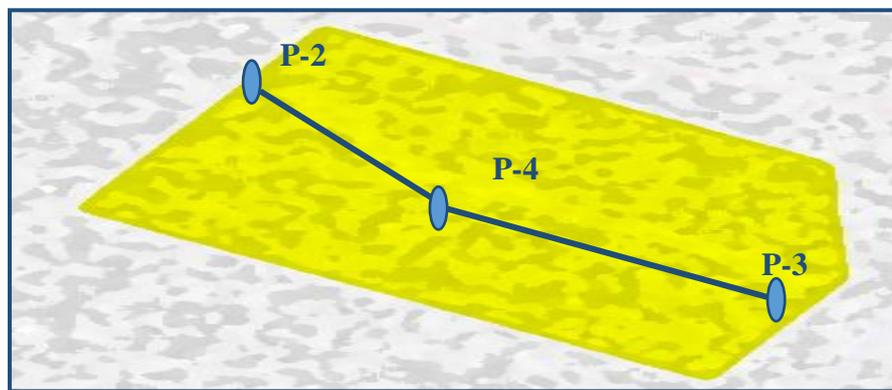


Figure (V-57) : Ligne arbitraire qui passe par les trois puits «P-2», «P-3» et «P-4».

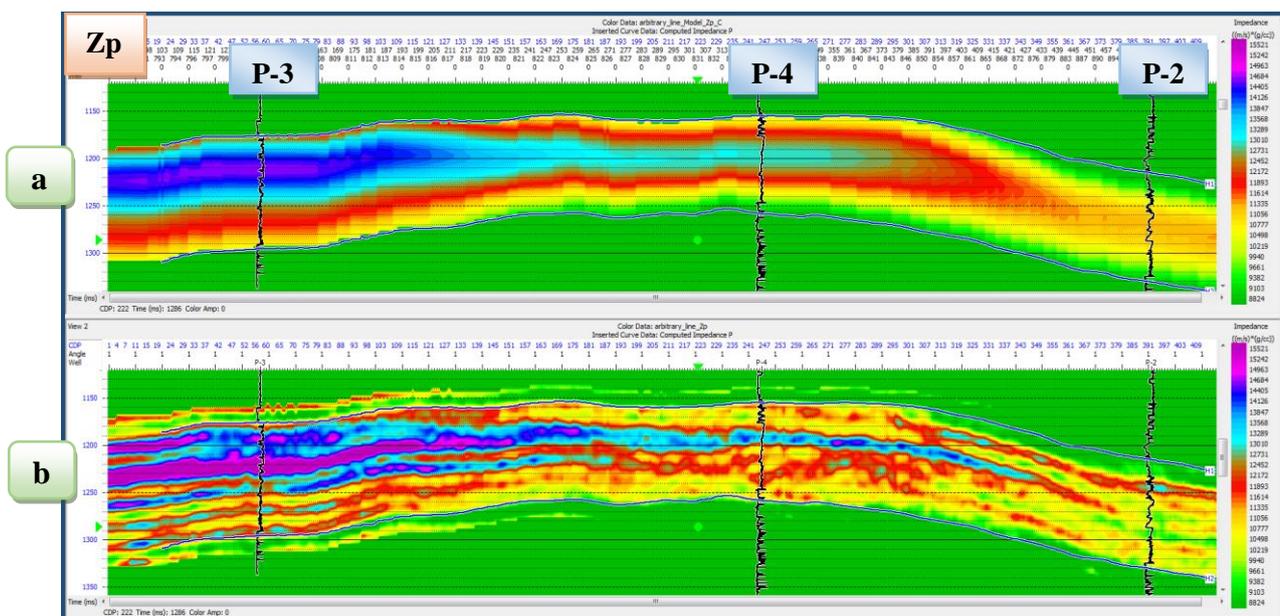


Figure (V-58) : Modèle initial(a) et modèle après inversion(b) en- Impédance acoustique P ( $Z_p$ ) à travers les trois puits.

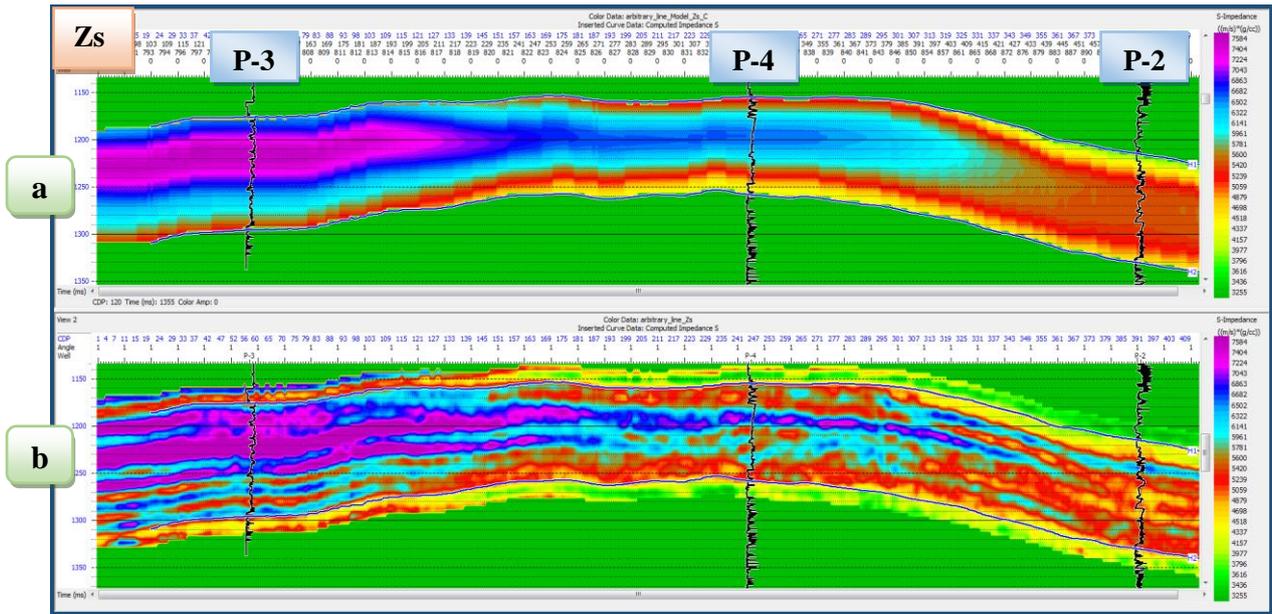


Figure (V-59) : Modèle initial(a) et modèle après inversion(b) en – Impédance acoustique S (Zs) à travers les trois puits.

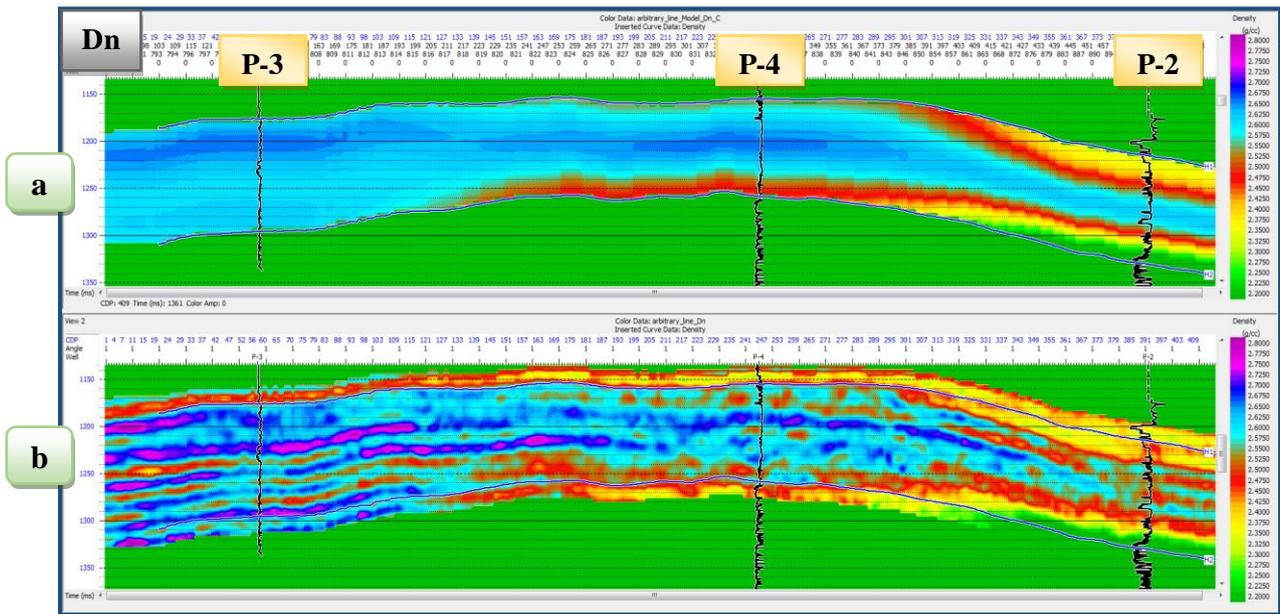


Figure (V-60) : modèle initial(a) et modèle après inversion(b) en Densité (Dn) à travers les trois puits.

Les figures (V-61, V-62 et V-63) représentent les résultats après inversion sismique simultanée au voisinage de chaque puits :

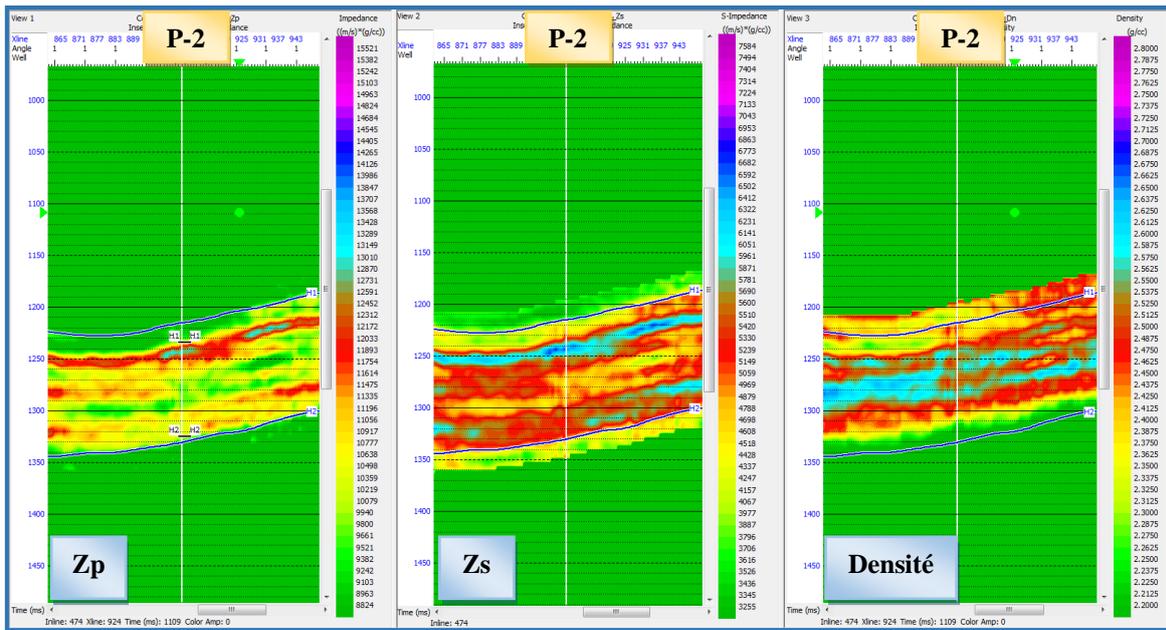


Figure (V-61) : résultat de Zs, Zp et la densité à travers le puits P-2.

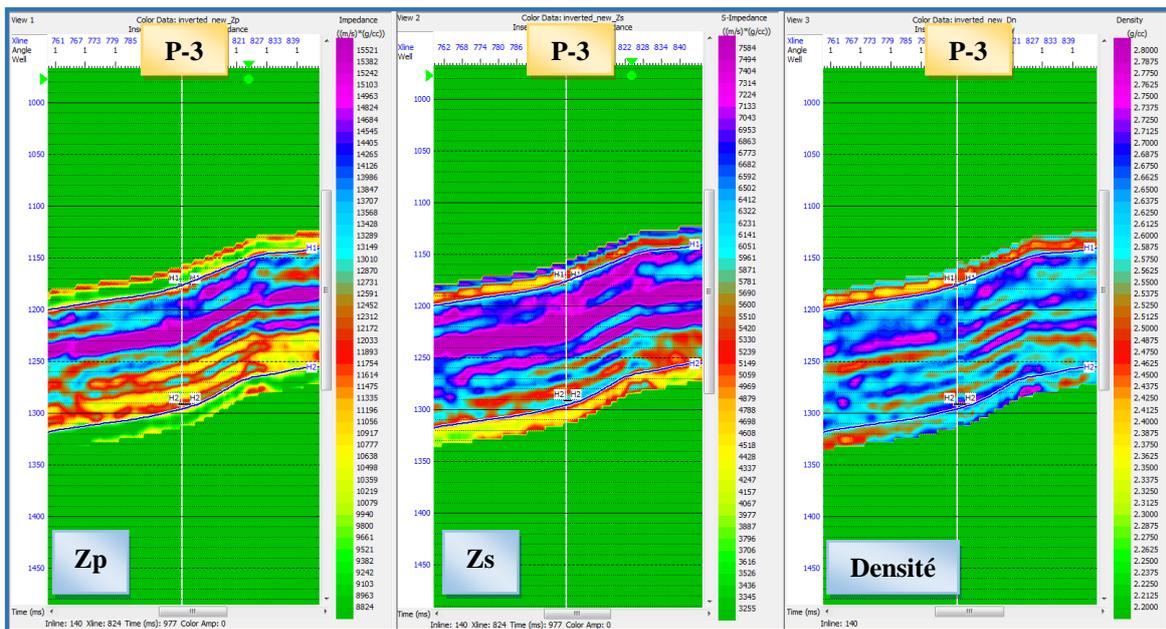


Figure (V-62) : résultat de Zs, Zp et la densité à travers le puits P-3.

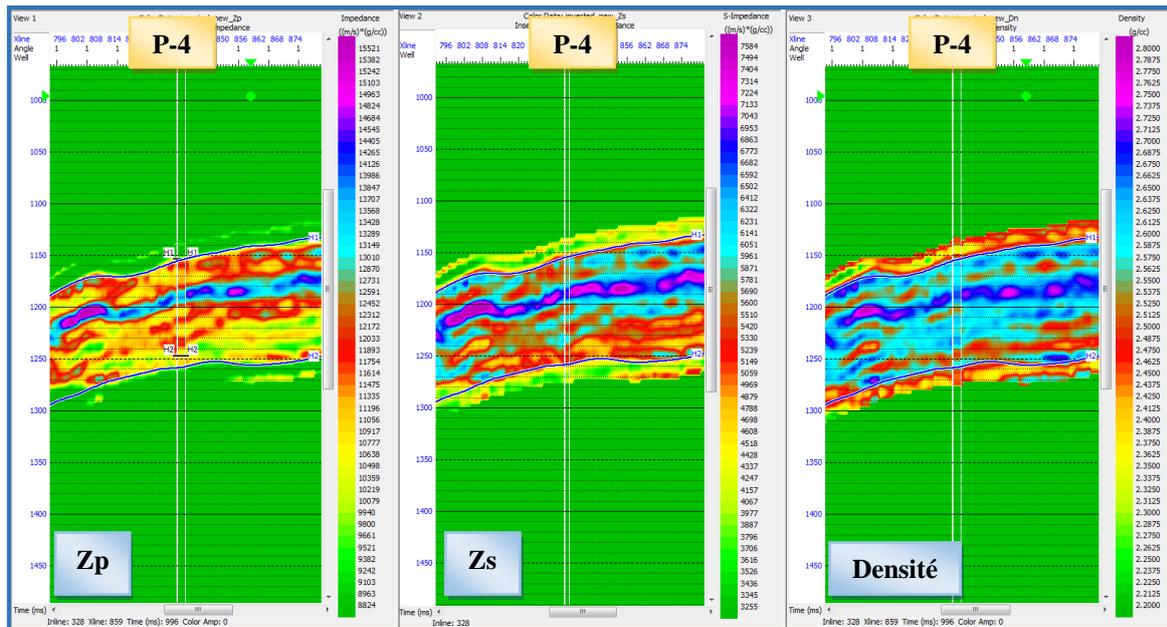


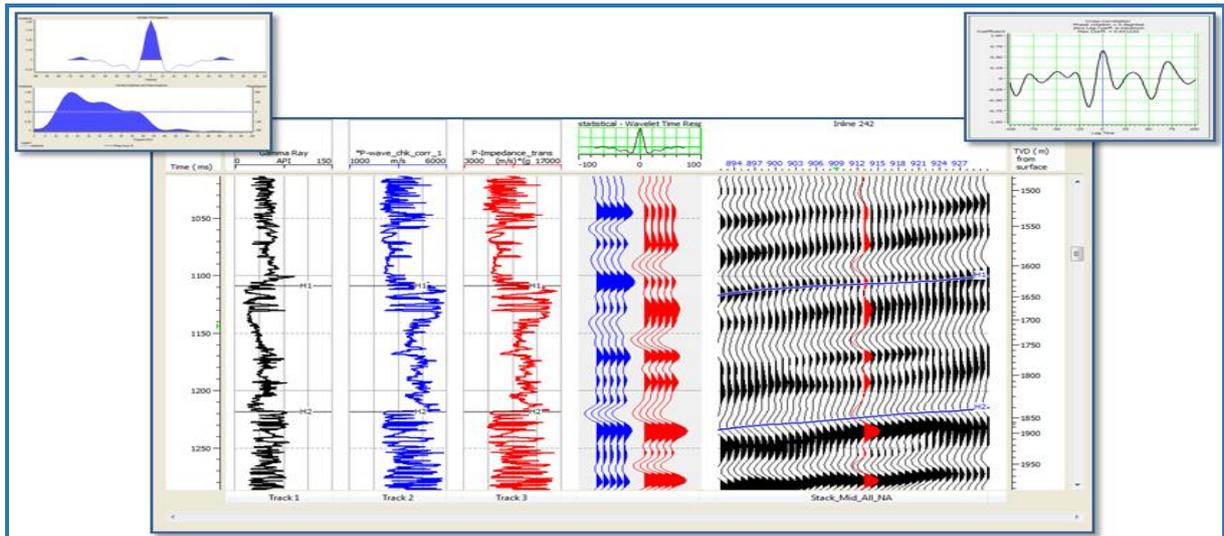
Figure (V-63) : résultat de  $Z_s$ ,  $Z_p$  et la densité à travers le puits P-4.

#### Commentaires :

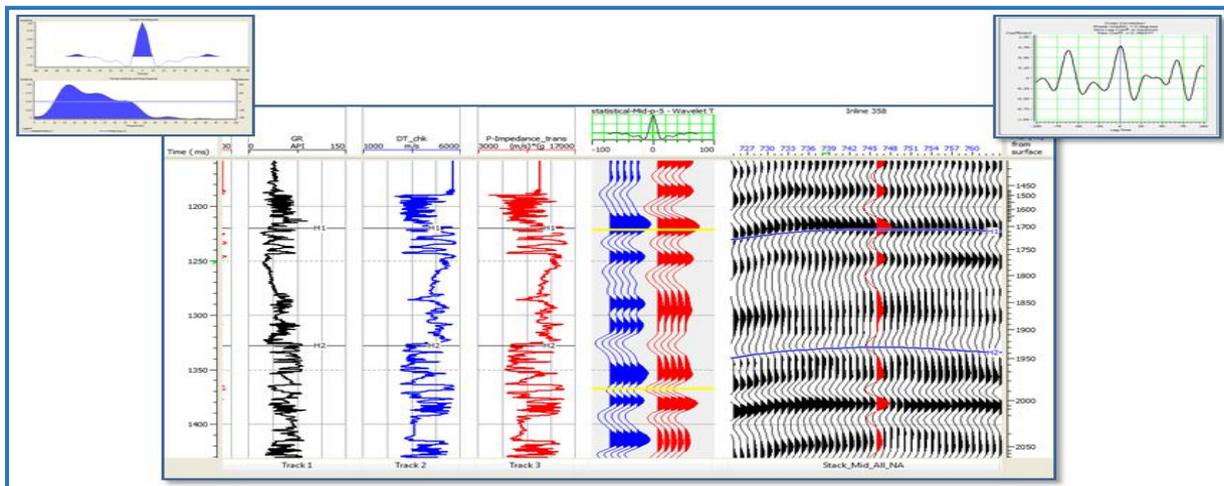
Les figures (V-61, V-62 et V-63) montrent une parfaite cohérence entre l'inversion aux niveaux des différents puits et l'inversion sur tout le volume (inversion 3D) ce qui confirme la fiabilité des résultats des différents paramètres obtenus après inversion ainsi que la fiabilité des horizons slices qu'on va générer. Donc, les paramètres qu'on a eus après l'inversion vont être très utiles et vont accomplir la caractérisation des réservoirs. Ceci va être assuré sur le contrôle de qualité qui confirmera la validité de notre inversion 3D.

#### V.6.3.1 Contrôle de qualité après inversion sur les puits P-1 et P-5 :

On procède d'abord à l'extraction des ondelettes puis à la corrélation des données de puits aux données sismiques sur les deux puits (P-1 et P-5), les ondelettes des deux puits et leurs corrélations sont représentées sur les figures (V-64 et V-65) ci-dessous :



**Figure (V-64) : Ondelette statistique et sa corrélation au niveau du puits P-1, avec un taux de corrélation de 98.8%.**



**Figure (V-65) : Ondelette statistique et sa corrélation au niveau du puits P-5, avec un taux de corrélation de 99%.**

Les résultats de l'inversion 3D sur le volume et ceux au voisinage de ces trois puits est pratiquement en parfaite cohérence, ce qui mène à conclure que l'inversion sismique a réussi et les résultats obtenus sont bien fiables. Les figures (V-66, V-67) montrent l'inversion sur le volume au passage des puits P-1 et P-5 :

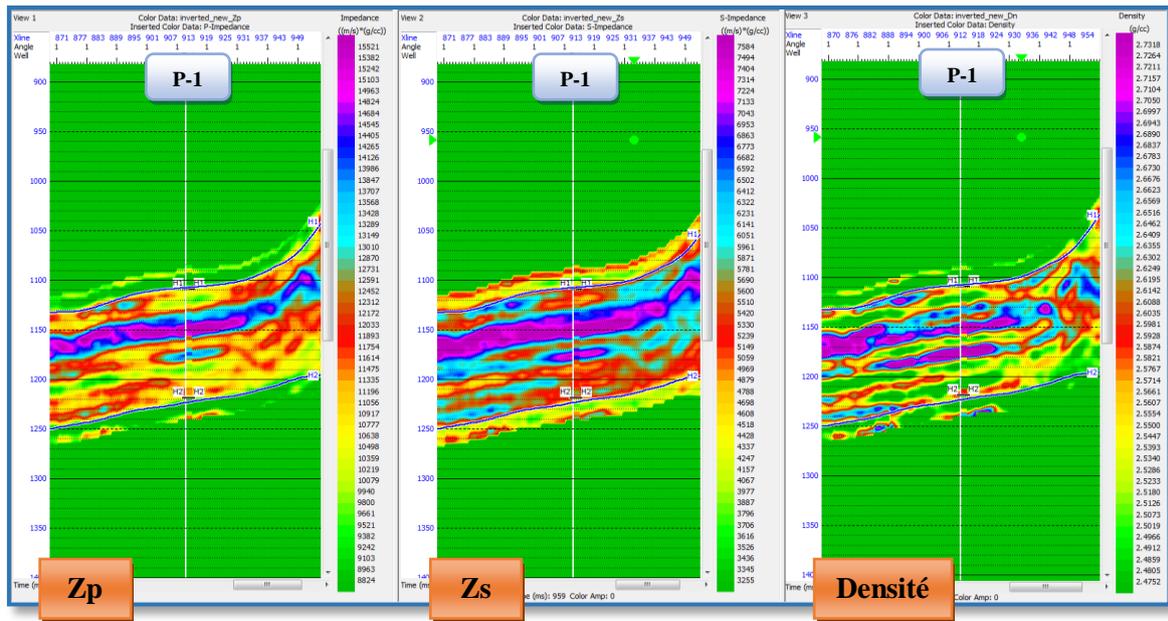


Figure (V-66) : Résultats après inversion de Zp, Zs et densité à travers par le puits P-1.

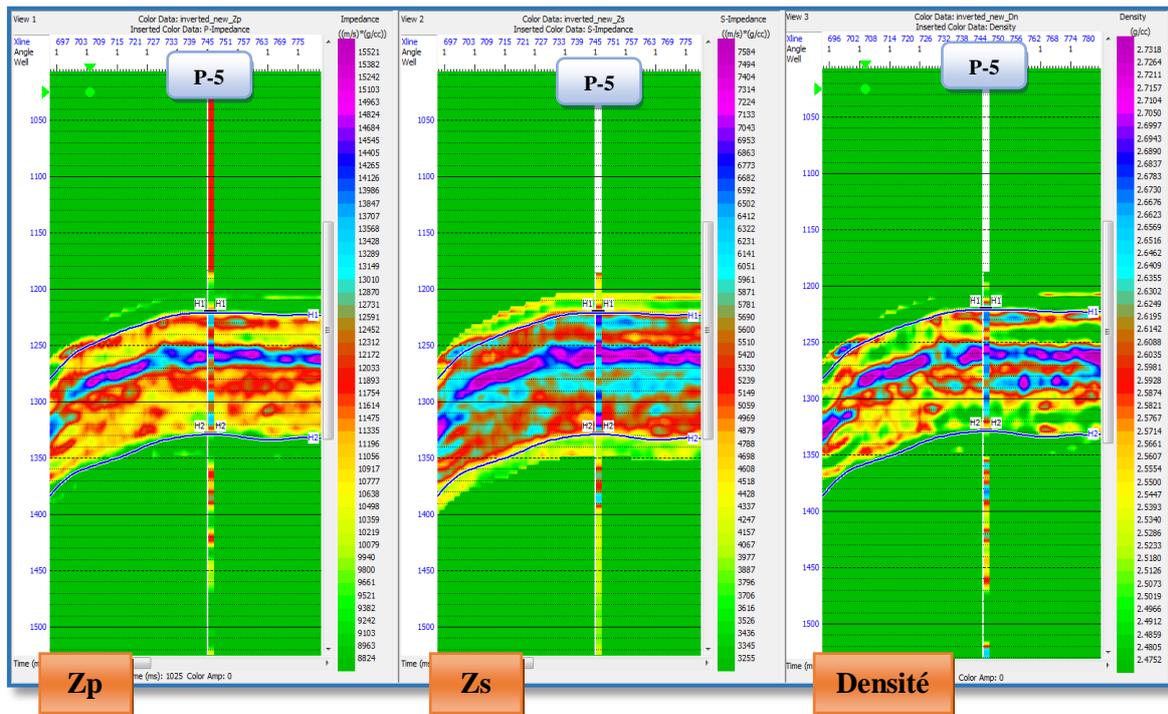


Figure (V-67) : Résultats après inversion de Zp, Zs et densité à travers le puits P-5.

#### V.6.4. Génération des horizons-slices :

Il s'agit d'une coupe en horizon du cube sismique pour chaque attribut obtenu après inversion, les coupes étant obtenues à leur tour suivant l'horizon «H<sub>2</sub>- 20ms» (au niveau de la roche mère). Nous allons donc générer un horizon slice pour chaque attribut, afin d'en étudier les variations. Ces horizons slices sont représentés sur la figure (V-68) suivante :

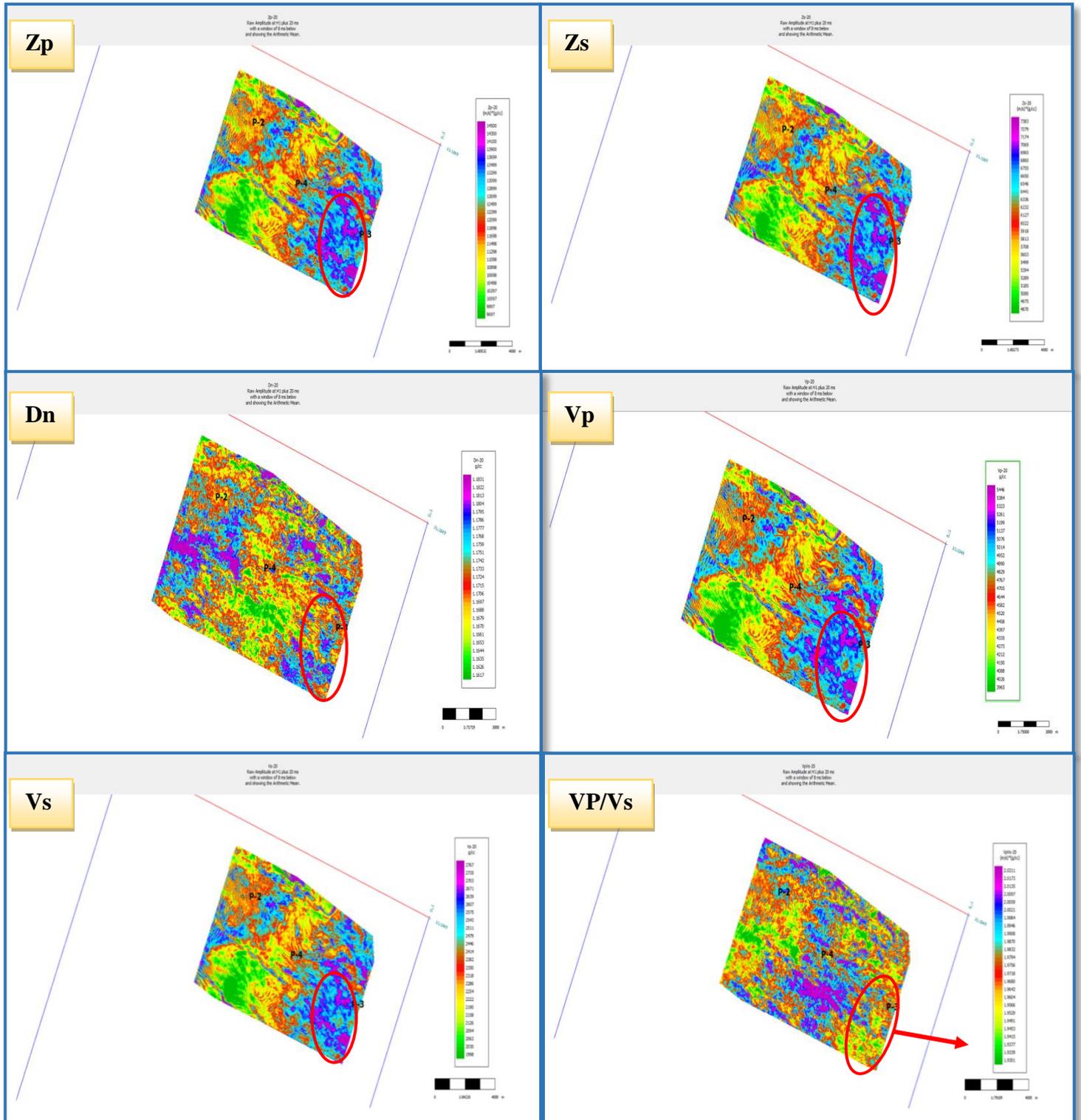


Figure (V-68) : Horizons slices de Zp, Zs, Densité, Vp, Vs et le rapport Vp/Vs.

➤ **Commentaires et interprétation :**

La figure (V-68) représente la variation des différents paramètres acoustiques dans le réservoir, où la partie EST de la région d'études indique des fortes valeurs d'impédances acoustiques  $Z_p$  et celle de  $Z_s$  par rapport aux autres parties.

En se basant sur les résultats de la physique des roches et sur ces horizons slices sur lequel on remarque des variations notables des paramètres d'une région à une autre.

Dans l'Est de la région, les valeurs de l'impédance  $Z_s$  ont atteint 7383m/s.g/cc, l'impédance  $Z_p$  14500m/s.g/cc, tandis que pour la variation du rapport  $V_p/V_s$  qui prend des valeurs faibles allant jusqu'à 1.93 (en se basant sur les résultats de la physique des roches).

En effet, on peut affirmer que cette région d'étude est divisée en deux parties en terme de classification lithologique ; la partie EST de cette région (indiqué par un cercle) est composée essentiellement de carbonates et la partie OUEST est composée essentiellement de marnes.

L'ajout du paramètre de rapport  $V_p/V_s$  permet de délimiter les zones à accumulation d'hydrocarbures, c'est ce qui est confirmé par le faible rapport  $V_p/V_s$  sur la zone EST (où les valeurs de  $Z_p$ ,  $Z_s$ ,  $V_p$  et  $V_s$  sont très élevées).

❖ **Conclusion :**

Les amplitudes des traces sismiques ont un sens géologique, mais celui-ci est généralement caché, l'inversion sismique est l'un des outils qui permet d'extraire ces informations géologiques. Dans cette étude on a pu extraire des informations lithologiques et des paramètres élastiques et acoustiques en relation directe avec la géologie du sous-sols, et même estimer des paramètres pétrophysiques directement liées aux réservoirs.

Cependant, ces interprétations restent qualitatives, d'où la nécessité de quantifier les paramètres pétrophysiques, ce qui nous mène à passer à l'étape suivante qui est la caractérisation des réservoirs qui va quantifier les paramètres pétrophysiques et va donner plus de précisions sur la présence des hydrocarbures.

## V.7. Application de la géostatistique pour la génération des volumes pétrophysiques :

La caractérisation du réservoir traite des caractéristiques physiques du réservoir en se basant sur les paramètres acoustiques résultants de l'inversion sismique, cette dernière nous mène à une classification en termes de lithologie et de contenu en fluide. Néanmoins, l'inversion ne permet pas le passage numérique direct entre les attributs sismiques qui couvrent l'intégralité de l'objectif et les paramètres pétrophysiques aux niveaux des puits, et c'est pour cela que nous recourons aux méthodes statistiques qui traitent simultanément ces deux derniers pour le but d'établir une relation multilinéaire entre eux, en vue de prédire les volumes de la lithologie, de la porosité et du contenu en fluide.

Parmi les méthodes statistiques utilisées, on peut citer la méthode single-attribut, l'analyse multilinéaire, celles-ci permettent d'analyser l'ensemble des données d'entraînements tels que les attributs sismiques, les résultats d'inversion et de l'évaluation pétrophysique aux niveaux des puits, afin de tirer la relation multilinéaire, ensuite de vérifier la validation de cette relation par le concept de cross validation au niveau du volume.

Sur la Figure (V-69) on représente les inputs et les outputs de la caractérisation qui sont mentionnés comme suit :

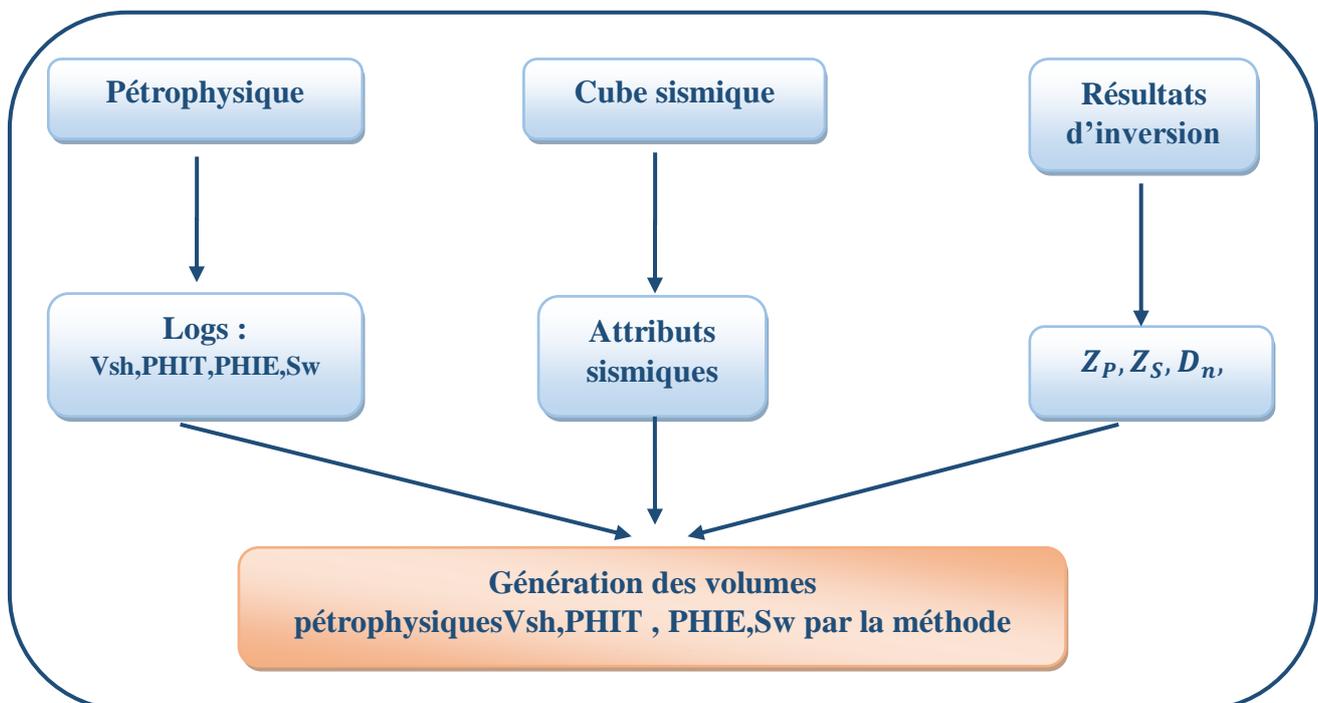


Figure (V-69) : Schéma représentant les inputs et les outputs de notre application.

Afin d'aboutir aux résultats espérés on utilise le module Emerge qui est présenté comme suit :

Emerge est un module de prédiction d'attributs géostatistique capable de prédire les volumes de propriétés à l'aide des logs de puits et d'attributs issus des données sismiques et les résultats d'inversion. Les propriétés prédites peuvent être de n'importe quels types de paramètres pétrophysiques disponibles, tels que la porosité, la vitesse, la densité, et la saturation en eau.

Ce processus de prédiction nécessite des données correctement conditionnées et mises à l'échelle qui peuvent facilement être obtenues en utilisant les outils disponibles dans la suite du logiciel Hampson-Russell. Une fois les données chargées, l'outil Emerge Training est utilisé pour déterminer la régression multilinéaire, afin d'identifier l'équation qui relie le log avec les attributs issus de la sismique et les résultats d'inversion.

Notons que ce module utilise plusieurs méthodes de prédiction. On a pris le choix d'utiliser la méthode **Multi-Attributs** (méthode qui donnera des bons résultats) pour ensuite générer les différents modèles pétrophysiques.

#### **V.7.1. Présentation des données utilisées :**

Afin d'arriver à notre but final, celui de déterminer les volumes de l'argile (**Vsh**), de la porosité totale ( **$\Phi_t$** ) et effectif ( **$\Phi_e$** ), et celui de la saturation en eau (**Sw**), on utilise les données citées au-dessous :

##### **A) Paramètres pétrophysiques :**

Les paramètres (**Vsh**,  **$\Phi_t$** ,  **$\Phi_e$** , **Sw**) obtenus lors de l'évaluation pétrophysique, ils vont être d'abord utilisés comme target log (log cible) pour la prédiction des paramètres au niveau de chaque puits, car c'est à ce niveau qu'on peut vérifier et améliorer la prédiction de ces paramètres, ensuite on applique les résultats d'entraînement au volume sismique.

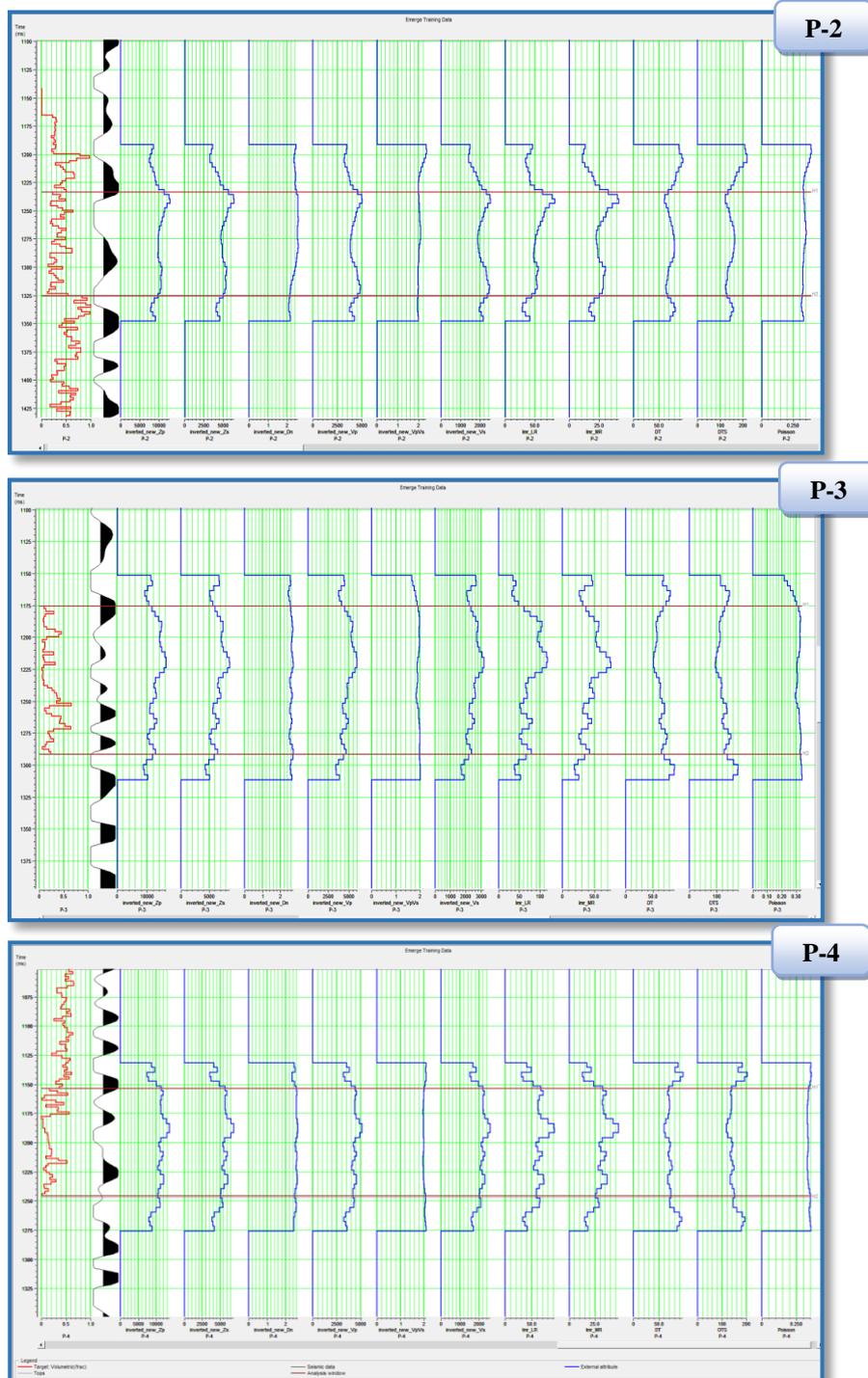
##### **B) Résultats d'inversions :**

Les résultats d'inversions appliquées sur les données sismiques qui sont l'impédance acoustique  $Z_p$  et  $Z_s$  ( $V_s$  et  $V_p$  et  $V_p/V_s$ ) ainsi que la densité  $\rho$  (**figure V-58, V-59 et V-60**) représentent les attributs externes qui seront utilisés avec les attributs internes dans la formulation des relations linéaires et multilinéaires.

**C) Attributs sismiques :**

Les attributs sismiques utilisés dans cette étude ont été tirés à partir du volume sismique Mid-Stack en raison de sa meilleure image des événements et les bonnes quantités d'énergies.

Les figures (V-70, V-71, V-72, V-73) suivantes représentent l'ensemble des données d'entraînement utilisées au niveau de chaque puits :



**Figure (V-70) : Données d'entraînement du volume d'argile (Vsh) aux niveaux des trois puits « P-2 », «P-3 », et « P-4 ».**

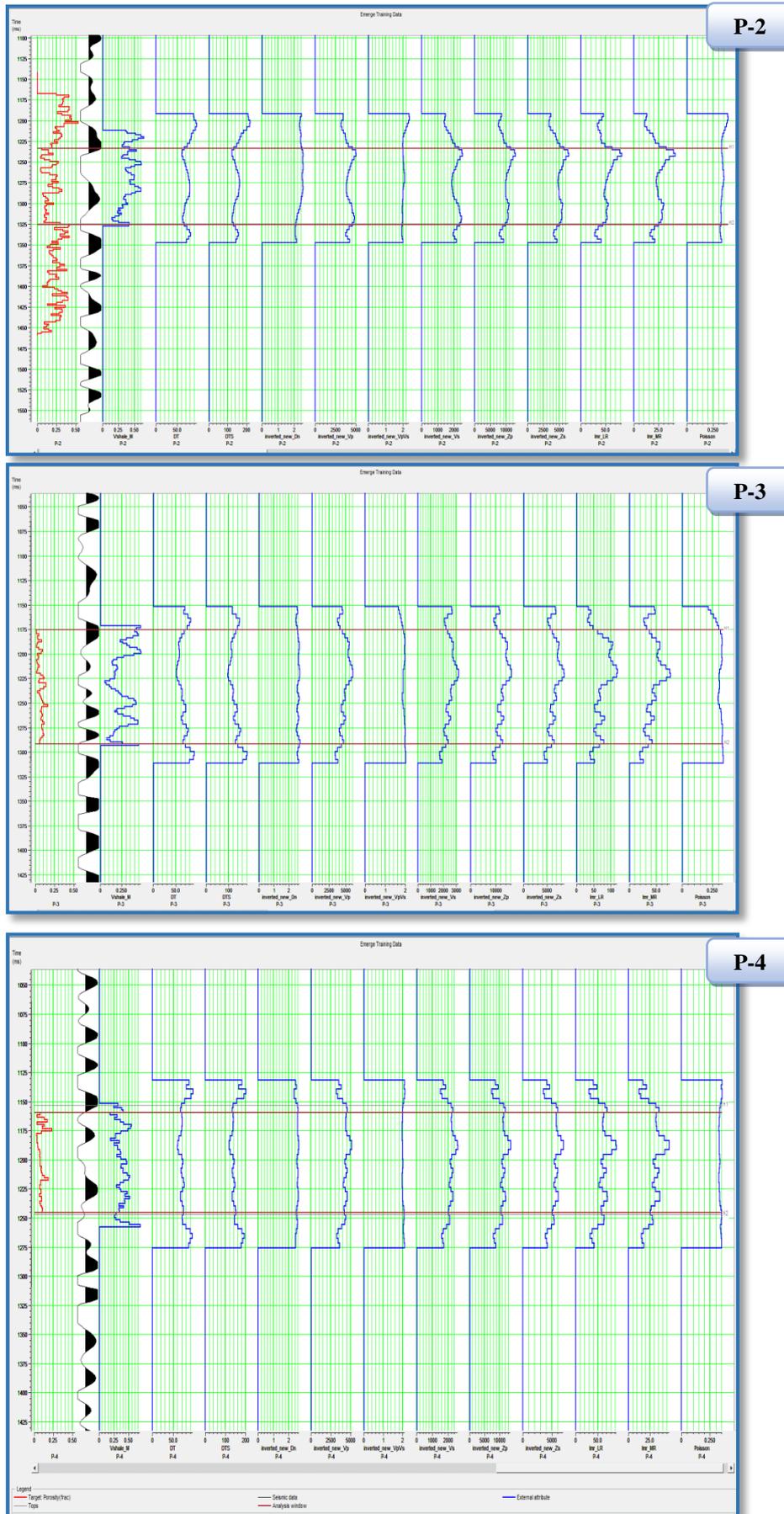


Figure (V-71):Données d’entrainement de la porosité totale ( $\Phi_t$ ) aux niveaux des trois puits « P-2 », «P-3 », et « P-4 »

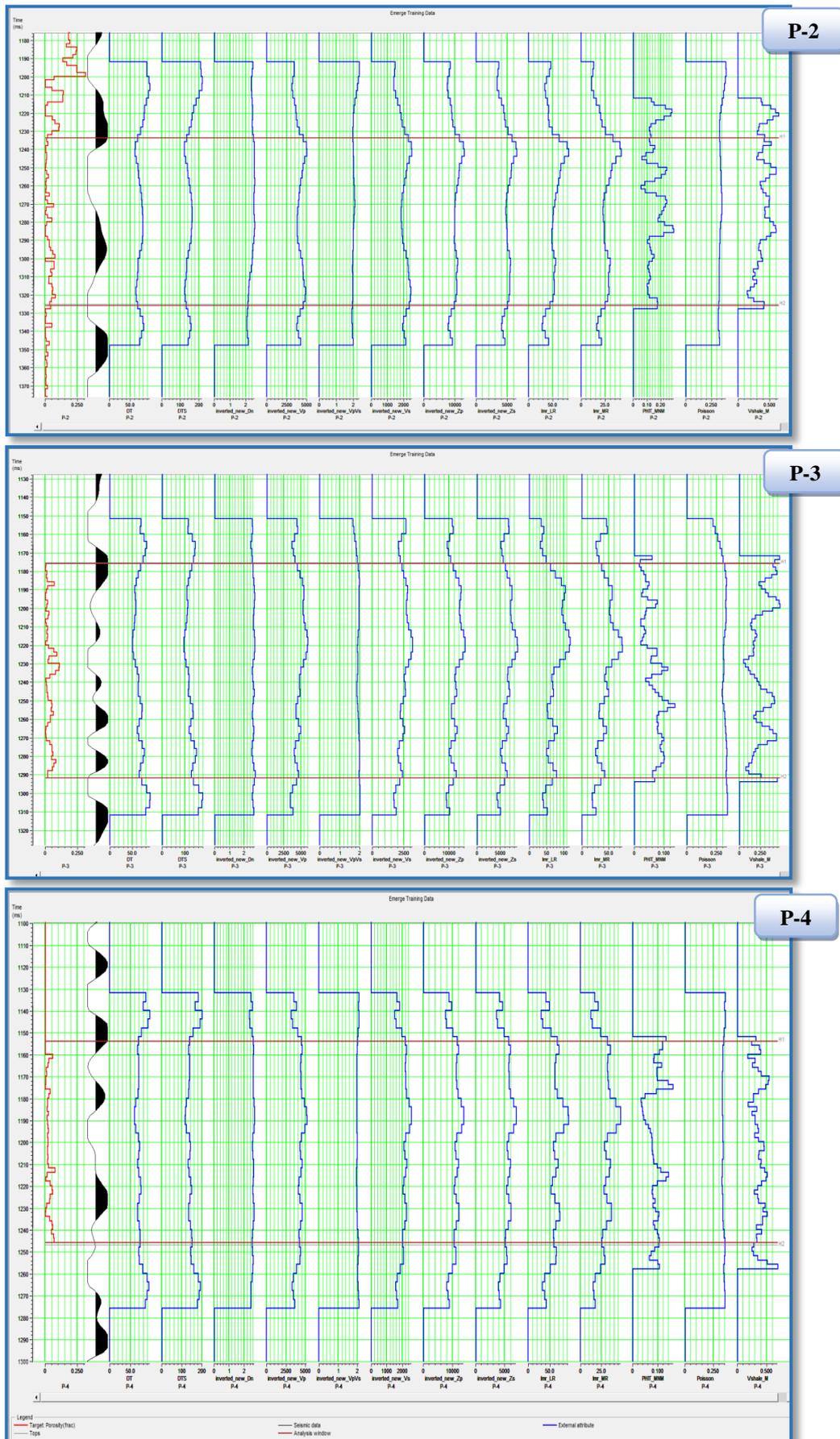


Figure (V-72) : Données d’entrainement de la porosité effective ( $\Phi_e$ ) aux niveaux des trois puits « P-2 », «P-3 », et « P-4 ».

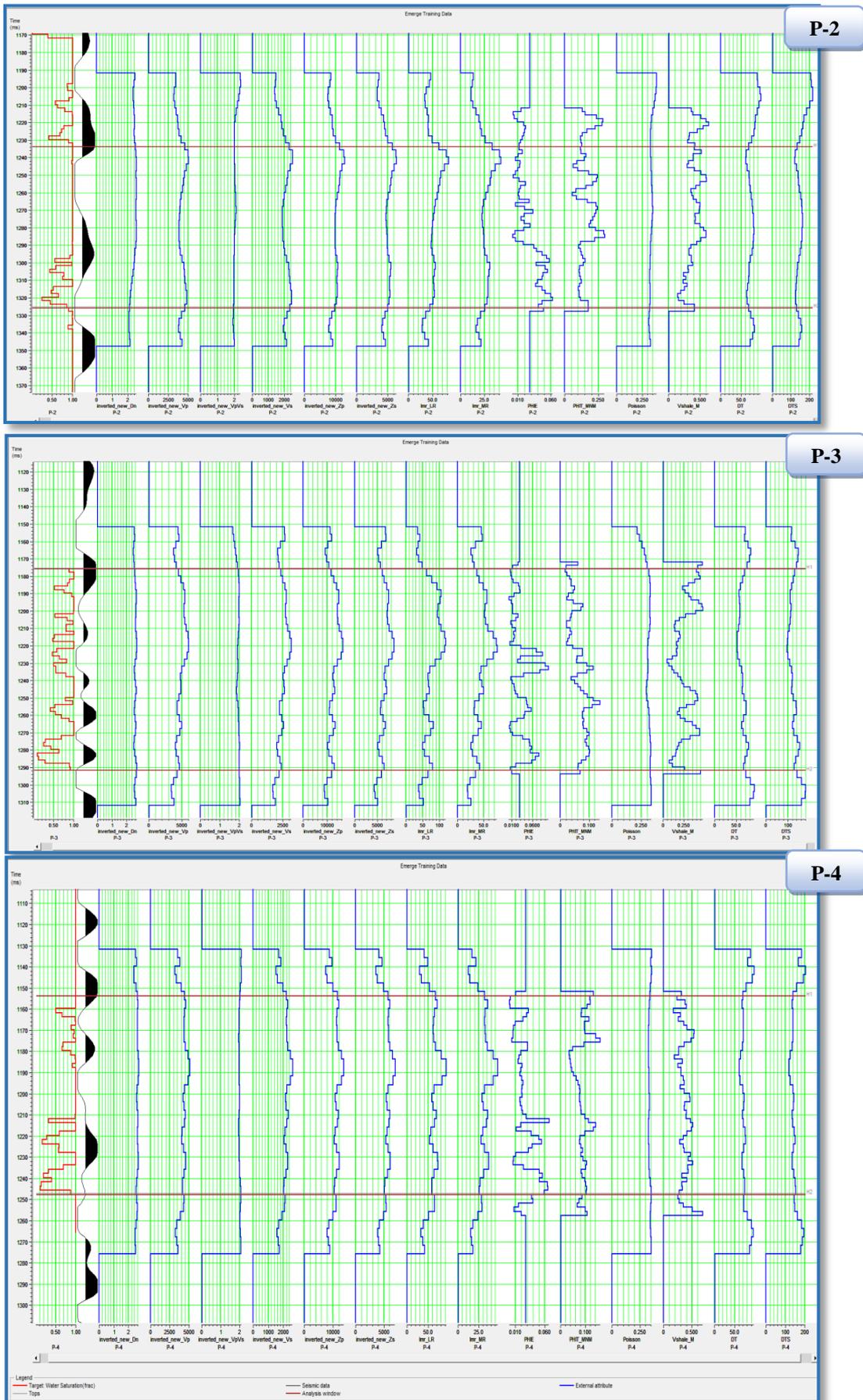


Figure (V-73) : Données d'entraînement de la saturation en eau ( $S_w$ ) aux niveaux des trois puits « P-2 », «P-3 », et « P-4 ».

### V.7.2. Application des méthodes géostatistiques :

Dans cette partie on applique les deux méthodes géostatistiques la single-attribut et celle des multi-attributs, cette dernière estime une équation statistique multilinéaire au sens des moindres carrés, qui minimise l'erreur quadratique moyenne (RMS) entre le log cible et les attributs sismiques internes et externes, afin de générer les volumes pétrophysique d'argile, de la porosité totale, de la porosité effective et de la saturation en eau.

#### A. Volume d'argile (Vsh):

##### ❖ Single-attribut :

Dans cette partie, on cherche le meilleur attribut qui décrit au mieux l'équation linéaire entre le log cible et les attributs sismiques par l'utilisation du cross plot. La sélection optimale de cet attribut se fait en suivant les étapes suivantes :

1. Chaque attribut est tracé graphiquement avec le volume d'argile (sur un cross plot).
2. En ajustant au sens des moindres carrés une ligne de régression qui minimise l'erreur RMS entre le log cible et le volume d'argile pour chaque attribut, on obtient ainsi l'intercepte et le gradient optimaux qui seront introduit dans l'équation de prédiction.

On représente sur le tableau (V-3) suivant les erreurs RMS pour l'ensemble d'attributs utilisés, ces erreurs sont classées de haut en bas en ordre croissant :

Target	Attribute	Error	Correlation
Sqrt( Volumetric )	1 / ( lmr_LR )	0.153701	0.280900
Sqrt( Volumetric )	Sqrt( DT )	0.153711	0.271587
Volumetric	Filter 55/60-65/70(Poisson)	0.153717	-0.205880
Sqrt( Volumetric )	Filter 35/40-45/50(inverted_new_Dn)	0.153736	-0.275256
Sqrt( Volumetric )	1 / ( inverted_new_Vp )	0.153739	0.270871
Sqrt( Volumetric )	DT	0.153765	0.270242
Sqrt( Volumetric )	Filter(DT)	0.153765	0.270242
Volumetric	Filter 55/60-65/70(inverted_new_Dn)	0.153772	-0.204210
Sqrt( Volumetric )	( inverted_new_Vs )**2	0.153773	-0.268051
Sqrt( Volumetric )	Filter(inverted_new_Vs)	0.153791	-0.268183
Sqrt( Volumetric )	inverted_new_Vs	0.153791	-0.268183
Sqrt( Volumetric )	1 / ( DTS )	0.153811	-0.267687
Sqrt( Volumetric )	Sqrt( inverted_new_Vs )	0.153815	-0.267788
Sqrt( Volumetric )	Log( inverted_new_Vs )	0.153846	-0.267120
Sqrt( Volumetric )	( lmr_MR )**2	0.153850	-0.265341

Tableau (V-3) : classement des attributs utilisés dans le single attribut

On présente sur la figure suivante le cross plot de l'attribut sélectionné qui est (1/Lambda-Rho) :

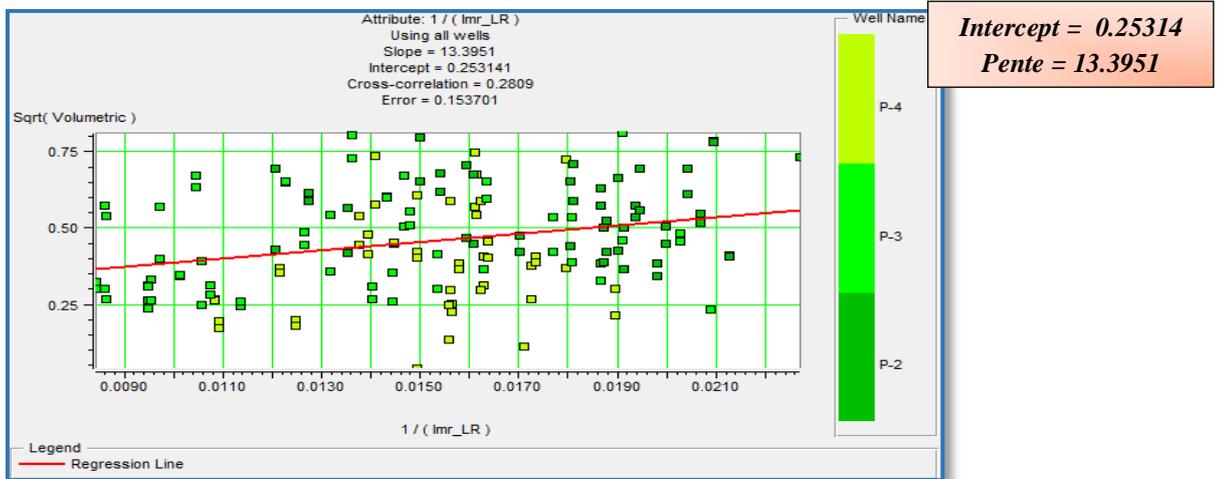


Figure (V-74) : cross plot de l'attribut (1/Lambda-Rho)

Donc, l'équation de régression linéaire est :

$$V_{sh} = 13.3951 * (1/\text{Lambda-Rho}) + 0.25314$$

- D'après l'équation de régression linéaire (de  $V_{sh}$ ), on génère le log  $V_{sh}$  au niveau de chaque puits, ensuite on compare ce log prédit avec celui original, sur la figure (V-75) suivante on représente l'application de cette équation au niveau de chaque puits :

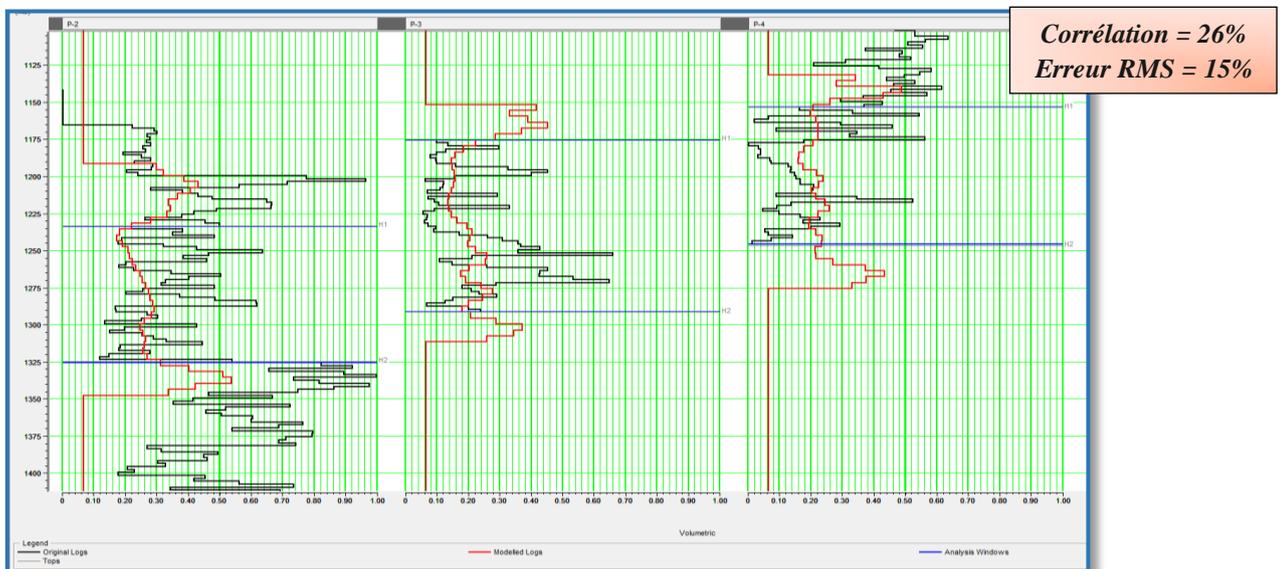


Figure (V-75) : Application de la relation linéaire au niveau des puits « P-2 », «P-3 » et « P-4 » ( $V_{sh}$ )

**Commentaires :**

On remarque une mauvaise corrélation qui est de 26% et une erreur élevée de 15% ce qui signifie que la prédiction qui se base sur la relation linéaire est invalide. Ceci nous mène à passer vers la combinaison de plusieurs attributs (méthode multi-attributs) pour minimiser l'erreur RMS et augmenter la corrélation.

**❖ Multi-Attributs :**

Cette méthode est basée sur la combinaison des différents attributs (internes et externes), et le log cible (**Vsh**) pour le but de définir une relation multilinéaire entre eux, et pour cela on définit un nombre d'attributs à utiliser qui est de **25 attributs**, l'algorithme **stepwise regression** commence à les organiser en attribuant un coefficient pour chacun. On cite les différentes étapes que suit cet algorithme :

- 1- Elle prend le meilleur attribut sélectionné auparavant par la méthode single-attribut, cet attribut est le (**1/Lambda-Rho**); attribut résultant de l'inversion.
- 2- Ensuite, on procède à la sélection d'une combinaison entre l'attribut (**1/Lambda-Rho**) et un autre attribut (par paire) en faisant en sorte que l'erreur RMS soit minimale. Sur cette combinaison on trouve les coefficients de l'équation (les poids).

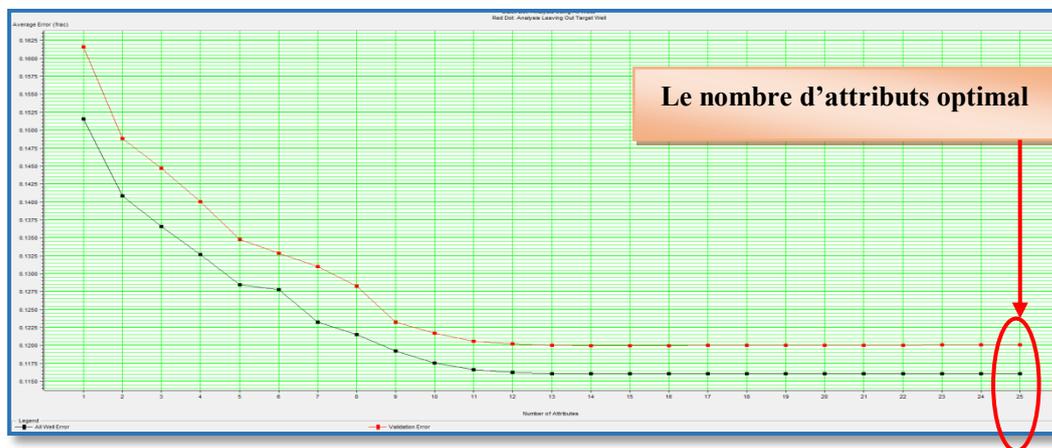
On note que ces étapes (1 et 2) vont se refaire sur des autres combinaisons triplet, quadruplet.....etc.

- 3- Ensuite, on fait le classement des attributs sélectionnés par l'algorithme **stepwise regression**, ce classement est fait par ordre croissant des erreurs RMS. Sur le tableau (**V-4**) suivant on représente le classement des attributs sélectionnés par l'algorithme **stepwise regression** :

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Volumetric	1 / ( lmr_LR )	0.151531	0.161613
2	Volumetric	Filter 35/40-45/50(DT)	0.140820	0.148809
3	Volumetric	Average Frequency(inverted_new_Zs)	0.136565	0.144673
4	Volumetric	Amplitude Weighted Cosine Phase(inverted_new_Zp)	0.132685	0.140062
5	Volumetric	Integrated Absolute Amplitude(inverted_new_Vs)	0.128462	0.134782
6	Volumetric	Filter 25/30-35/40(lmr_MR)	0.127792	0.132842
7	Volumetric	Filter 55/60-65/70(DT)	0.123248	0.130969
8	Volumetric	( inverted_new_Vs )**2	0.121513	0.128231
9	Volumetric	Amplitude Weighted Cosine Phase	0.119220	0.123209
10	Volumetric	Amplitude Weighted Frequency(inverted_new_Vs)	0.117524	0.121682
11	Volumetric	Filter 55/60-65/70	0.116609	0.120557
12	Volumetric	Instantaneous Frequency(inverted_new_Dn)	0.116240	0.120204
13	Volumetric	Second Derivative Instantaneous Amplitude(lmr_LR)	0.116078	0.120029
14	Volumetric	Instantaneous Frequency(inverted_new_Zp)	0.116054	0.119961
15	Volumetric	Dominant Frequency(inverted_new_Zp)	0.116051	0.119972
16	Volumetric	Dominant Frequency(inverted_new_Zs)	0.116049	0.119983
17	Volumetric	Dominant Frequency(inverted_new_Dn)	0.116047	0.119994
18	Volumetric	Dominant Frequency(inverted_new_Vp)	0.116045	0.120005
19	Volumetric	Dominant Frequency(inverted_new_VpVs)	0.116043	0.120015
20	Volumetric	Dominant Frequency(inverted_new_Vs)	0.116041	0.120024
21	Volumetric	Dominant Frequency(lmr_LR)	0.116040	0.120034
22	Volumetric	Dominant Frequency(lmr_MR)	0.116039	0.120043
23	Volumetric	Dominant Frequency(DT)	0.116038	0.120051
24	Volumetric	Dominant Frequency(DTS)	0.116037	0.120059
25	Volumetric	Dominant Frequency(Poisson)	0.116036	0.120067

**Tableau (V-4) : Organisation des attributs faite par l’algorithme stepwise regression pour générer le volume d’argile.**

Pour connaître le nombre d’attributs à utilisés qui définit l’équation multilinéaire, on fait un cross plot pour évaluer l’erreur de validation (méthode de contrôle) en fonction du nombre d’attributs (jusqu’à 25 attributs). Ceci est présenté sur la figure (V-76) suivante :



**Figure (V-76) : Evaluation de l’erreur d’entraînement (courbe noir) et l’erreur de validation (courbe rouge).**

On remarque que l’erreur de validation (courbe rouge) diminue dans le même ordre que l’erreur de prédiction (courbe noire), ce qui nous mène à utiliser 25 attributs pour la formulation de notre relation multilinéaire. Dans le tableau (V-5) ci-dessous on cite tous les attributs utilisés et leurs coefficients qui vont formuler la relation multilinéaire :

Attribute Name	Attribute Transform	Weight
lmr_LR	1/X	20.4267
Filter 35/40-45/50(DT)	None	-0.0157585
Average Frequency(inverted_new_2	None	-0.029056
Amplitude Weighted Cosine Phase(in	None	7.70798e-005
Integrated Absolute Amplitude(inverte	None	7.68236e-005
Filter 25/30-35/40(lmr_MR)	None	0.0037685
Filter 55/60-65/70(DT)	None	-0.0226262
inverted_new_Vs	Square	-1.08974e-007
Amplitude Weighted Cosine Phase	None	-8.66234e-006
Amplitude Weighted Frequency(inver	None	3.88147e-006
Filter 55/60-65/70	None	-0.000382544
Instantaneous Frequency(inverted_n	None	-0.00922241
Second Derivative Instantaneous Am	None	0.0052791
Instantaneous Frequency(inverted_n	None	-0.00310167
Dominant Frequency(inverted_new_2	None	0
Dominant Frequency(inverted_new_2	None	0
Dominant Frequency(inverted_new_1	None	0
Dominant Frequency(lmr_LR)	None	0
Dominant Frequency(lmr_MR)	None	0
Dominant Frequency(DT)	None	0
Dominant Frequency(DTS)	None	0
Dominant Frequency(Poisson)	None	0
Constant		0.368905
Target Transform	None	0
Trend Length		1

Tableau (V-5) : coefficients des attributs formulant de l'équation multilinéaire

Pour vérifier la fiabilité de notre relation on fait une application au niveau des puits. La figure (V-77) illustre cette dernière.

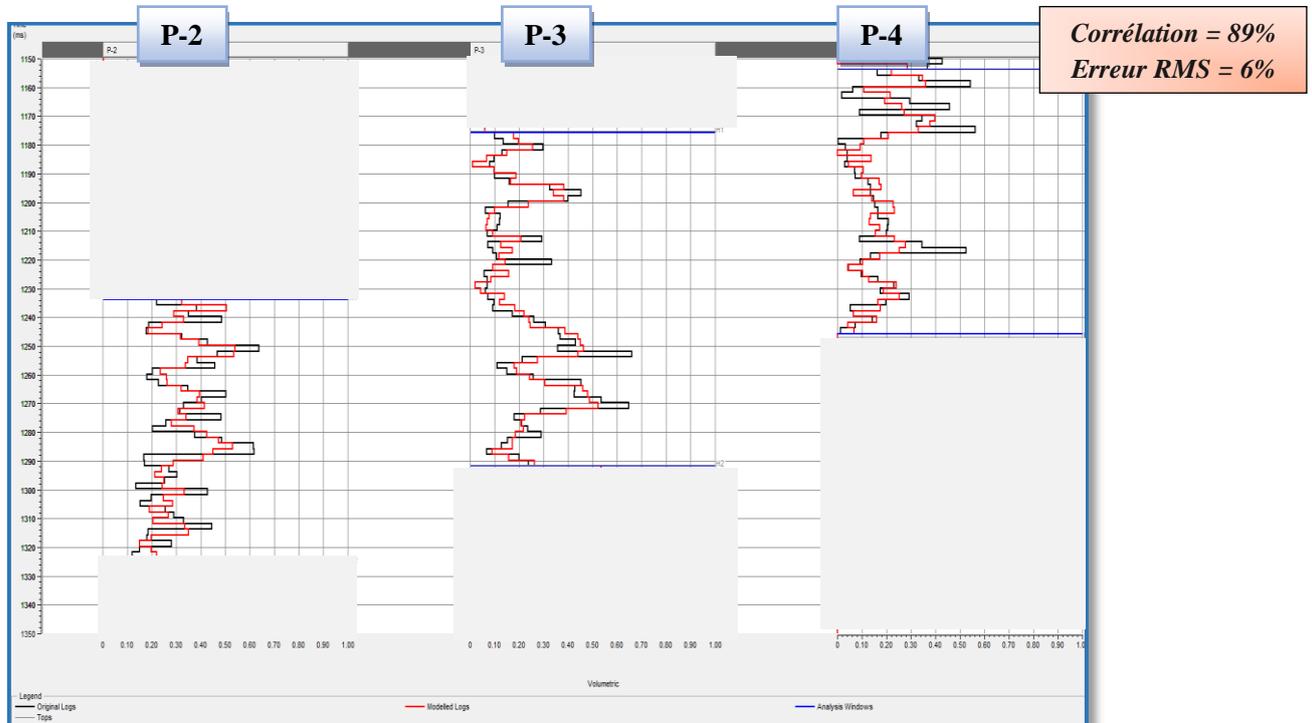
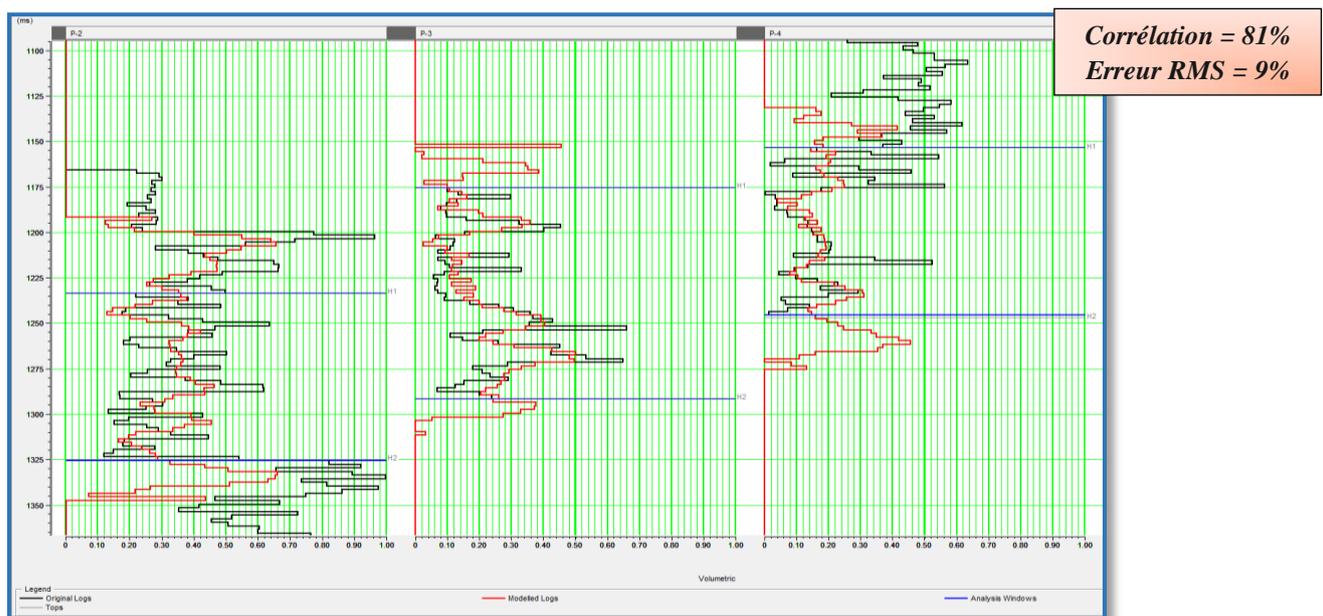


Figure (V-77) : Application de la loi multilinéaire au niveau des trois puits ( $V_{sh}$ )

On constate une forte corrélation de 89% entre les logs modélisés et ceux originaux avec une faible erreur quadratique moyenne de 6% contrairement au cross-plot de la première méthode.

Pour valider l'équation au niveau du volume, on tire à chaque fois notre équation à partir de deux puits et on l'applique sur le puits restant dans le but de corréler le log prédit avec celui original et faire sortir l'erreur de prédiction, la somme de ces erreurs pour chaque puits définit l'erreur de validation. La cross-validation au niveau de tout le volume sismique de notre relation est montrée dans la Figure (V-78) :



**Figure (V-78): Validation de la loi multilinéaire aux niveaux des puits ( $V_{sh}$ )**

Les trois puits montrent très peu de changement par rapport à la figure précédente (application). En effet, comme prévu, la corrélation a été réduite de 8% ainsi que l'erreur de prédiction qui a augmentée de 3%.

Après avoir vérifié la validation de notre équation on l'applique sur le volume (on généralise l'équation multilinéaire sur tout le volume) et on obtient un résultat affiché dans la figure suivante (V-79) qui illustre la distribution du volume d'argile ( $V_{sh}$ ) sur une ligne arbitraire qui passe par les puits P-1, P-2, P-3, P-4 et P-5.

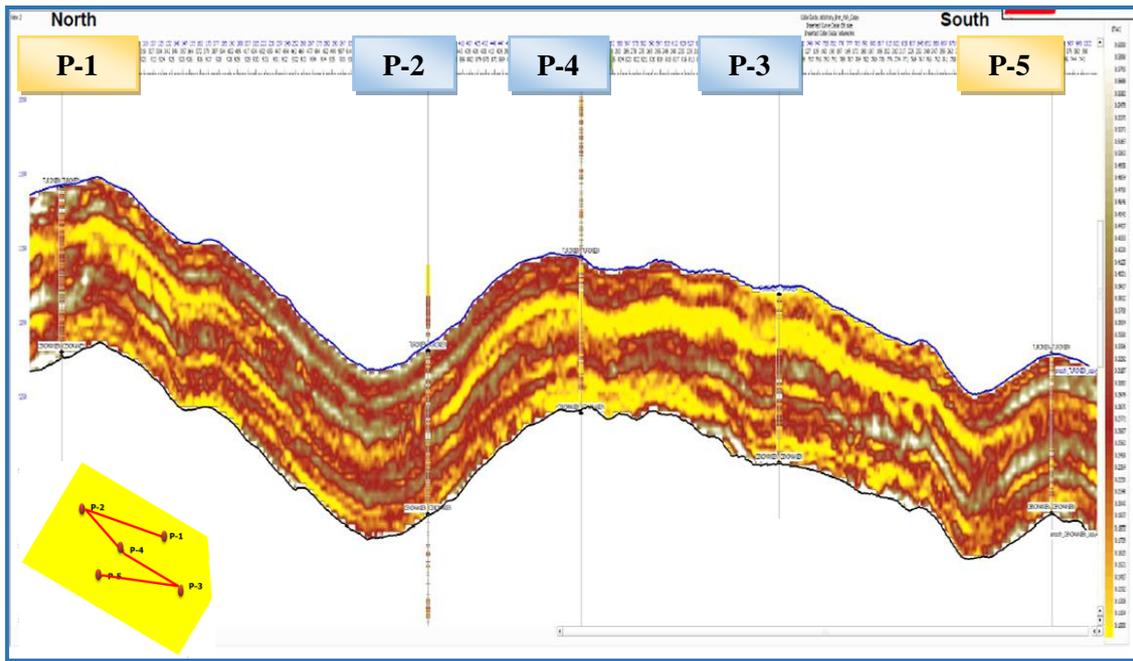


Figure (V-79) : Volume d'argile (Vsh) généré par la méthode Multi-Attributs

**B. Porosité totale ( $\Phi_t$ ) :**

❖ **Single-attribut :**

On suit les mêmes étapes dans la partie précédente. On représente sur le tableau (V-6) suivant les erreurs RMS pour l'ensemble d'attributs utilisés :

Target	Attribute	Error	Correlation
Sqrt( Porosity )	( Vshale_M )**2	0.052445	0.540287
Porosity	( Vshale_M )**2	0.052945	0.578938
Sqrt( Porosity )	Amplitude Envelope(inverted_new_Zs)	0.053034	-0.603106
Sqrt( Porosity )	1 / ( lmr_MR )	0.053081	0.589107
Porosity	1 / ( lmr_MR )	0.053306	0.571023
Sqrt( Porosity )	Amplitude Envelope(inverted_new_Zp)	0.053322	-0.608806
Porosity	Amplitude Envelope(inverted_new_Zs)	0.053356	-0.569925
Sqrt( Porosity )	Integrated Absolute Amplitude(lmr_MR)	0.053447	-0.589619
Porosity	Amplitude Envelope(inverted_new_Zp)	0.053541	-0.565791
Log( Porosity )	Amplitude Envelope(inverted_new_Zs)	0.053547	-0.613041
Porosity	Integrated Absolute Amplitude(lmr_MR)	0.053613	-0.564182
Log( Porosity )	( Vshale_M )**2	0.053622	0.471296
Sqrt( Porosity )	1 / ( inverted_new_Zs )	0.053658	0.579286

Tableau (V-6) : classement des attributs utilisés dans le single attribut et leurs erreurs RMS.

On présente sur la figure (V-8) le cross plot de l'attribut sélectionné qui est  $(Vshale)^2$  :

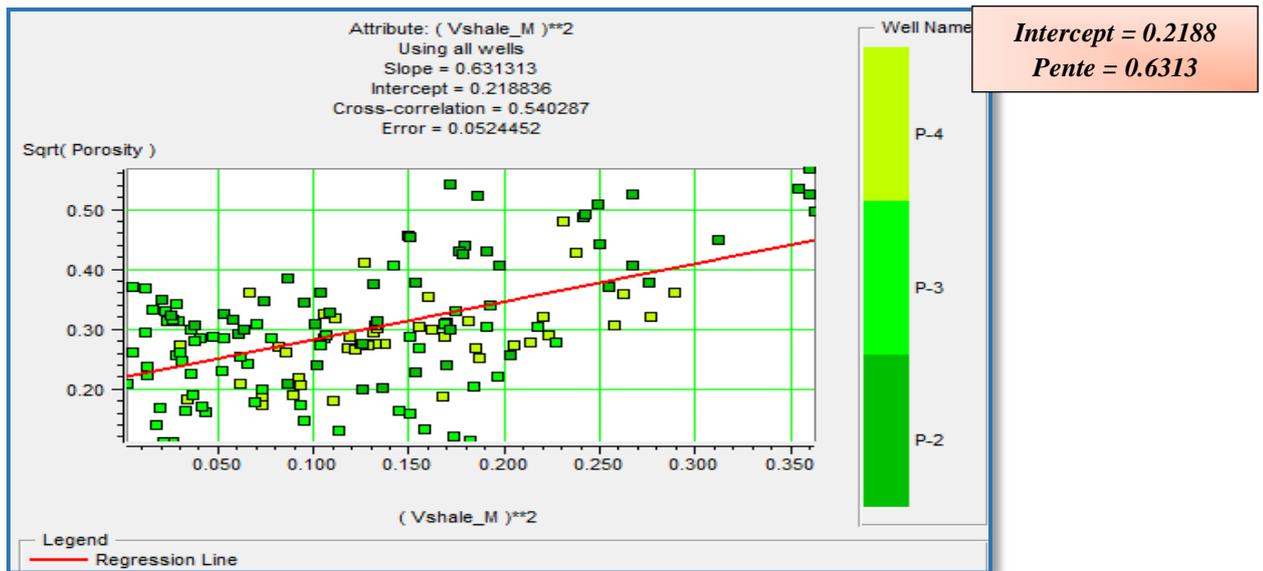


Figure (V-80) : cross plot de l'attribut (Vshale)<sup>2</sup>

Donc, l'équation de régression linéaire est :

$$\Phi_t = 0.6313 * (Vshale)^2 + 0.2188$$

Sur la figure (V-81) suivante on fait l'application de la relation sur chaque puits :

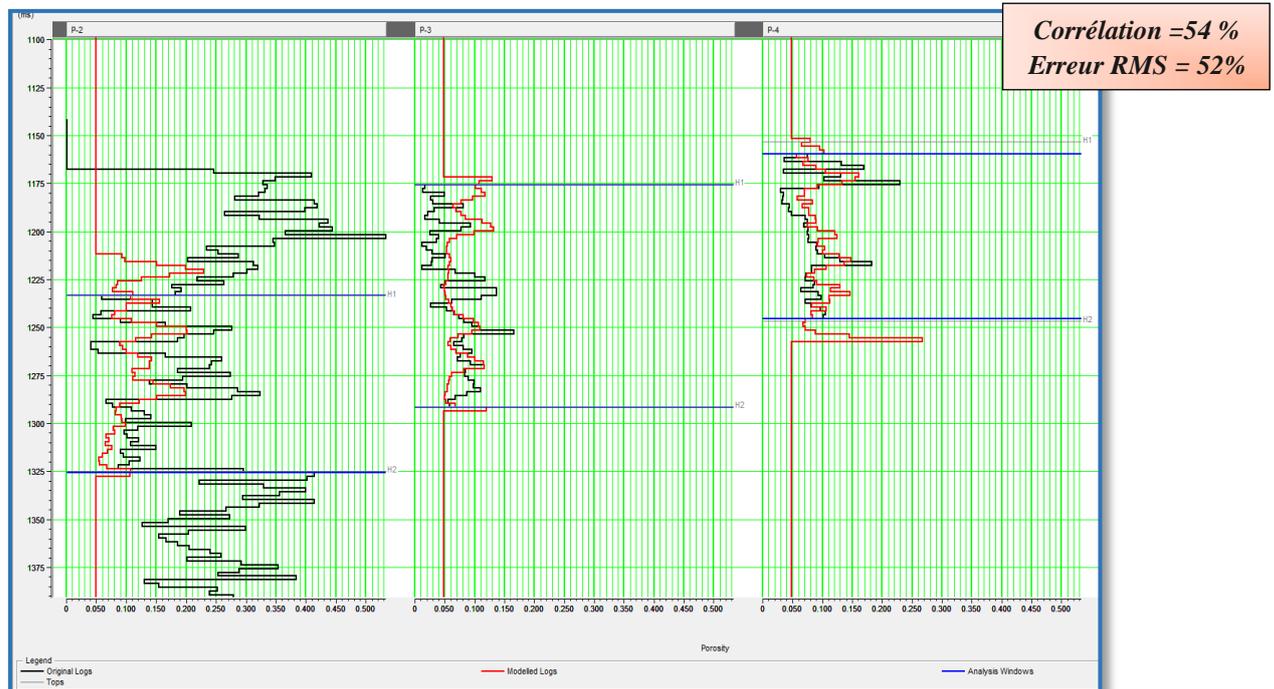


Figure (V-81) : Application de la relation linéaire au niveau des puits « P-2 », « P-3 » et « P-4 ».

**Commentaires :**

On remarque une corrélation faible qui est de 54% et une erreur très élevée de 52% ce qui signifie que la prédiction qui se base sur la relation linéaire est erronée. Ceci nous mène à

passer vers la combinaison de plusieurs attributs (méthode multi-attributs) pour minimiser l'erreur RMS et augmenter la corrélation.

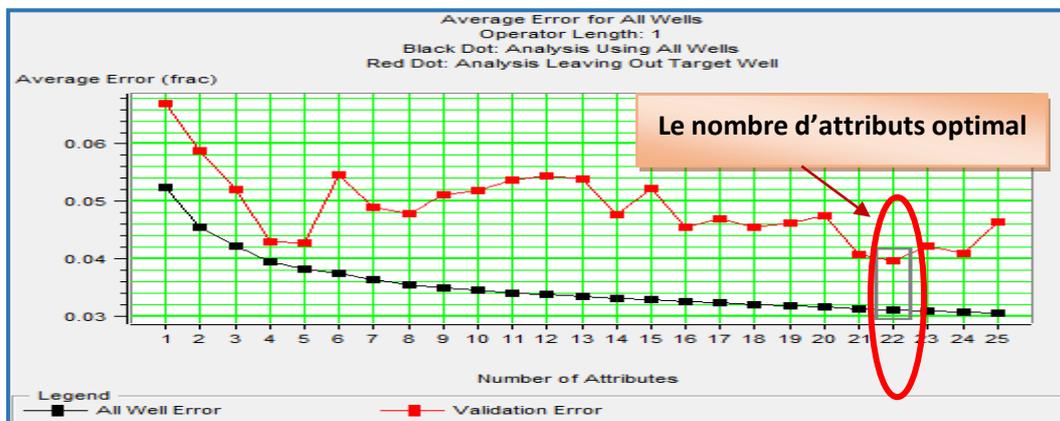
❖ **Multi-Attribut :**

On suit les mêmes étapes que le cas de prédiction du volume d'argile. Sur le tableau suivant on représente le classement des attributs sélectionnés par l'algorithme **stepwise regression** :

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Sqrt( Porosity )	( Vshale_M )**2	0.052451	0.067036
2	Sqrt( Porosity )	Integrate(Poisson)	0.045477	0.058750
3	Sqrt( Porosity )	1 / ( lmr_MR )	0.042116	0.051960
4	Sqrt( Porosity )	Average Frequency(inverted_new_Vs)	0.039423	0.042957
5	Sqrt( Porosity )	Filter 5/10-15/20(inverted_new_Vs)	0.038101	0.042734
6	Sqrt( Porosity )	Integrated Absolute Amplitude	0.037318	0.054616
7	Sqrt( Porosity )	Filter 25/30-35/40(lmr_LR)	0.036236	0.049004
8	Sqrt( Porosity )	Filter 35/40-45/50(Poisson)	0.035387	0.047809
9	Sqrt( Porosity )	Average Frequency	0.034847	0.051033
10	Sqrt( Porosity )	Derivative(Vshale_M)	0.034393	0.051896
11	Sqrt( Porosity )	Filter 35/40-45/50(Vshale_M)	0.034011	0.053615
12	Sqrt( Porosity )	Apparent Polarity(Vshale_M)	0.033751	0.054507
13	Sqrt( Porosity )	Derivative Instantaneous Amplitude(Vshale_M)	0.033343	0.053904
14	Sqrt( Porosity )	Instantaneous Frequency(DT)	0.033076	0.047684
15	Sqrt( Porosity )	Apparent Polarity(inverted_new_Dn)	0.032810	0.052309
16	Sqrt( Porosity )	Filter 5/10-15/20	0.032533	0.045447
17	Sqrt( Porosity )	Filter 55/60-65/70(lmr_MR)	0.032299	0.046992
18	Sqrt( Porosity )	Filter 45/50-55/60(inverted_new_Dn)	0.031933	0.045426
19	Sqrt( Porosity )	( DTS )**2	0.031706	0.046161
20	Sqrt( Porosity )	Filter 25/30-35/40	0.031475	0.047543
21	Sqrt( Porosity )	Instantaneous Frequency(Vshale_M)	0.031117	0.040666
22	Sqrt( Porosity )	Amplitude Weighted Frequency(Vshale_M)	0.030952	0.039629
23	Sqrt( Porosity )	Derivative(DT)	0.030787	0.042232

**Tableau (V-7) : Organisation des attributs faite par l'algorithme stepwise regression pour générer le volume d'argile.**

On fait un cross plot pour évaluer l'erreur de validation (méthode de contrôle) en fonction du nombre d'attributs (jusqu'à 25 attributs). Ceci est présenté sur la figure (V-82) :



**Figure (V-82) : Evaluation de l'erreur d'entraînement et l'erreur de validation**

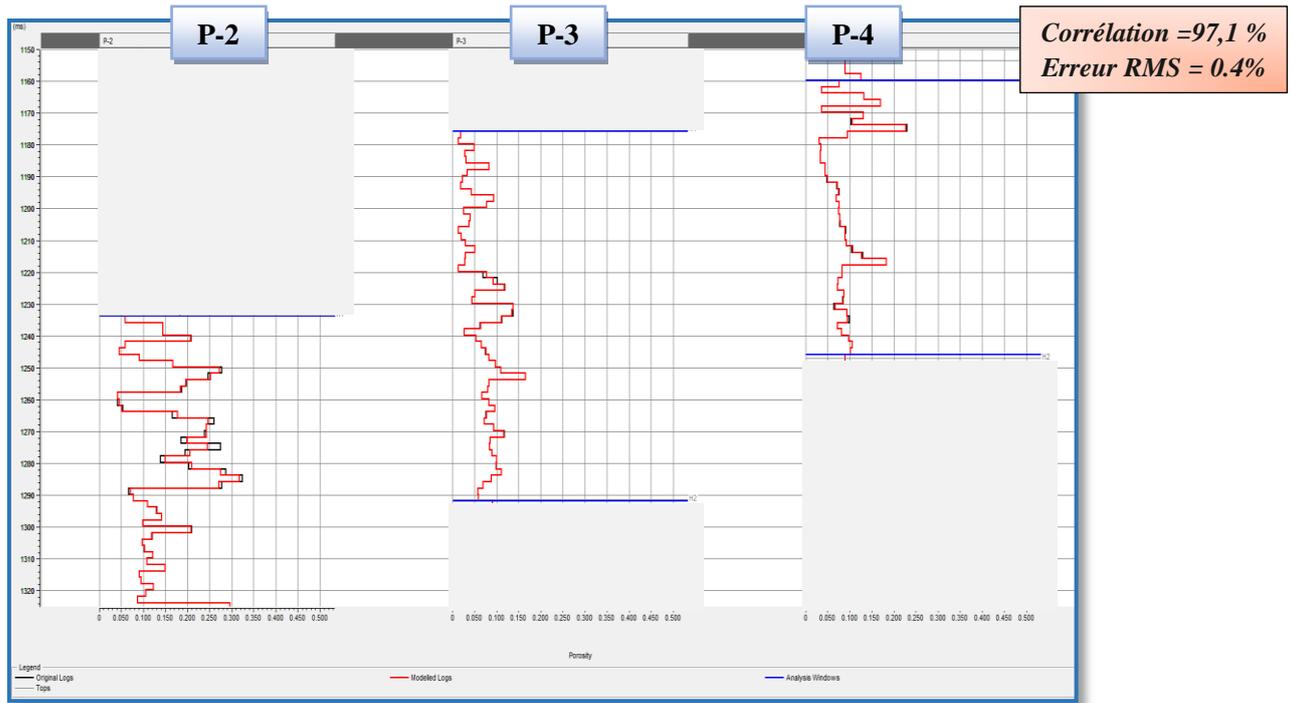
On remarque qu'au 22<sup>ème</sup> attribut (l'erreur de validation est en augmentation). La validité de notre loi de prédiction sera limitée uniquement aux niveaux des puits, donc on choisit 22 attributs.

Dans le tableau (V-8) ci-dessous on cite tous les attributs utilisés et leurs coefficients qui formuleront la relation multilinéaire :

Attribute Name	Attribute Transform	Weight
Vshale_M	Square	1.38632
Integrate(Poisson)	None	0.119043
lmr_MR	1/X	3.05912
Average Frequency(inverted_new_ \	None	-0.0128453
Filter 5/10-15/20(inverted_new_Vs)	None	0.000173171
Integrated Absolute Amplitude	None	-1.76767e-005
Filter 25/30-35/40(lmr_LR)	None	0.00354335
Filter 35/40-45/50(Poisson)	None	2.14655
Average Frequency	None	-0.00987871
Derivative(Vshale_M)	None	-0.492682
Filter 35/40-45/50(Vshale_M)	None	-0.142345
Apparent Polarity(Vshale_M)	None	-0.397357
Derivative Instantaneous Amplitude(\	None	0.683951
Instantaneous Frequency(DT)	None	-0.00336841
Apparent Polarity(inverted_new_Dn)	None	-0.109558
Filter 5/10-15/20	None	5.49396e-006
Filter 55/60-65/70(lmr_MR)	None	0.0162882
Filter 45/50-55/60(inverted_new_Dn)	None	0.212278
DTS	Square	6.21968e-006
Filter 25/30-35/40	None	-6.84124e-006
Instantaneous Frequency(Vshale_M)	None	0.00136981
Amplitude Weighted Frequency(Vsha	None	-0.00246044
Constant		1.37849
Target Transform	Square Root	0
Trend Length		1

**Tableau (V-8): coefficients des attributs qui formule l'équation multilinéaire (Vsh).**

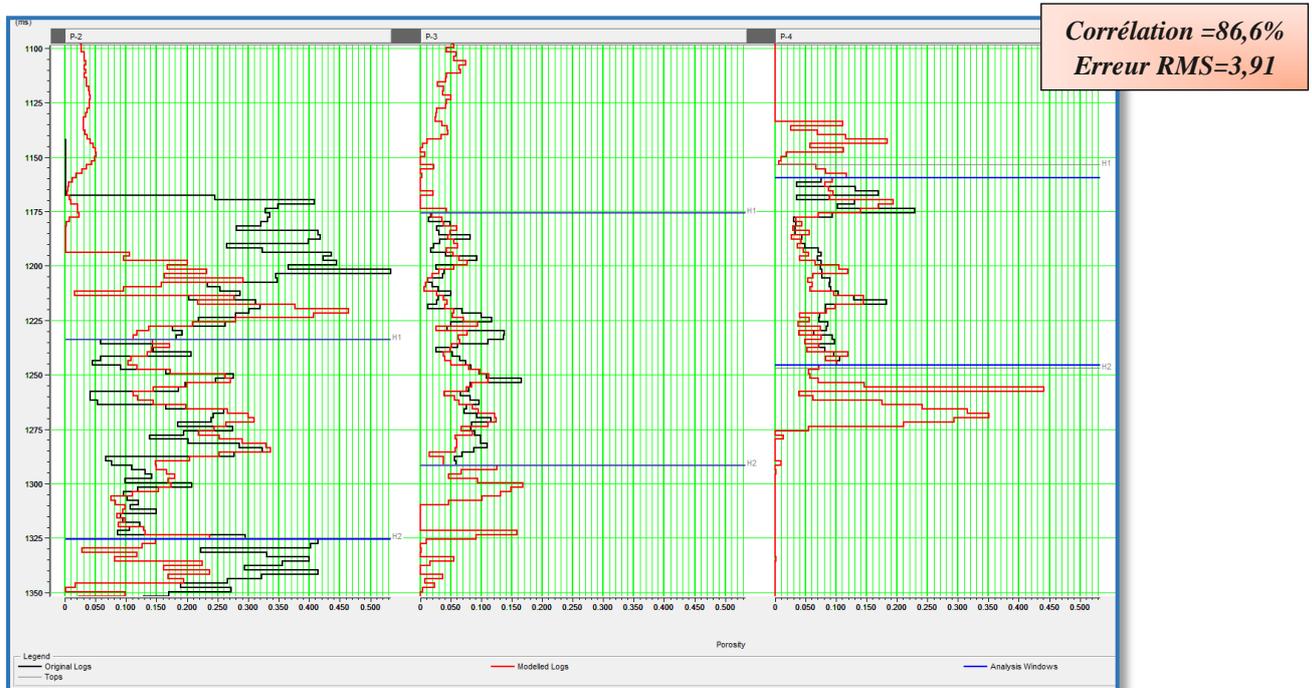
Pour vérifie la fiabilité de notre relation on fait une application aux niveaux des trois puits. La figure (V-83) illustre cette dernière :



**Figure (V-83): Application de la loi multilinéaire au niveau des puits.**

On constate une forte corrélation de 97,1% entre les Log modélisés et ceux originaux avec une faible erreur quadratique moyenne de 0.4% contrairement au cross-plot de la première méthode.

La cross-validation au niveau de tout le volume sismique de notre relation multilinéaire est montrée dans la figure (V-84).



**Figure (V-84) : Validation de la loi multilinéaire au niveau des puits P-2, P-3 et P-4.**

Les trois puits montrent peu de changement par rapport à la figure précédente (application). En effet, comme prévu, la corrélation est de 86,6%, ainsi que l'erreur de prédiction qui est minimale de 3,91%.

Conclusion, En se basant sur ces résultats on applique l'équation multilinéaire sur le volume et on obtient un résultat affiché dans la figure (V-85) suivante qui illustre la distribution sur le volume de la porosité totale ( $\Phi_t$ ) :

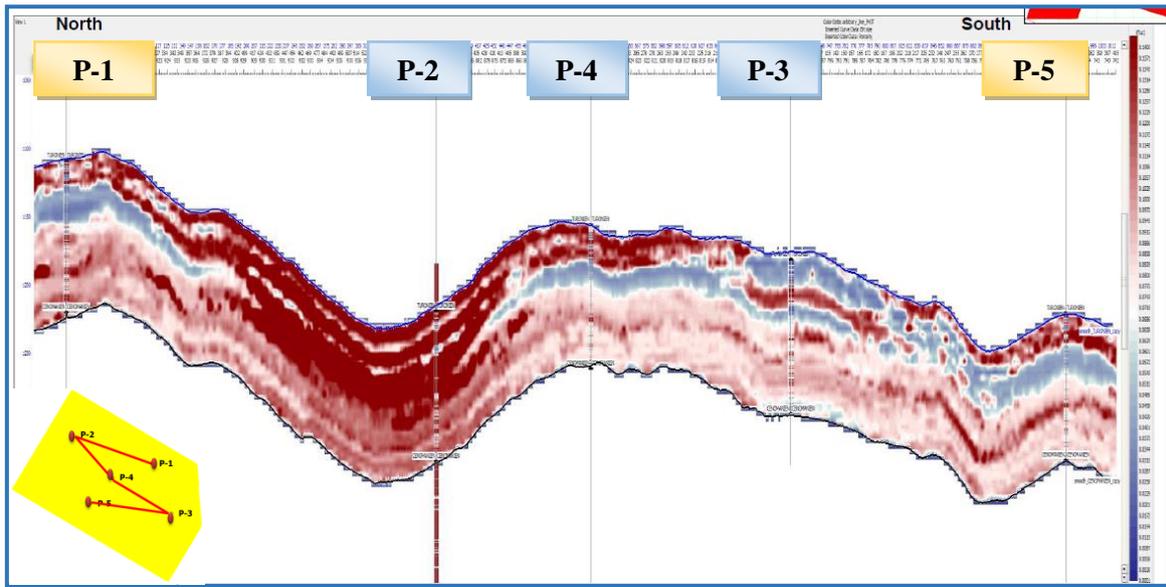


Figure (V-85) : la distribution sur le volume de la porosité totale ( $\Phi_t$ ).

C. Porosité effective ( $\Phi_e$ ) :

❖ Single-attribut :

On suit les mêmes étapes dans la partie précédente. On représente sur le tableau (V-9) suivant les erreurs RMS pour l'ensemble d'attributs utilisés :

Target	Attribute	Error	Correlation
Porosity	Instantaneous Phase(inverted_new_Zs)	0.021068	0.486846
Porosity	Instantaneous Phase(inverted_new_Zp)	0.021075	0.486332
Porosity	Instantaneous Phase(inverted_new_Dn)	0.021123	0.482735
Porosity	Instantaneous Phase(lmr_MR)	0.021190	0.477707
Porosity	Amplitude Weighted Phase(inverted_new_Dn)	0.021217	0.475601
Porosity	Quadrature Trace(inverted_new_Dn)	0.021224	0.475110
Porosity	Instantaneous Phase(lmr_LR)	0.021238	0.474029
Porosity	Instantaneous Phase(inverted_new_Vp)	0.021264	0.471989
Porosity	Instantaneous Phase(inverted_new_Vs)	0.021281	0.470640
Porosity	Quadrature Trace(inverted_new_VpVs)	0.021320	0.467651
Porosity	Quadrature Trace(inverted_new_Zp)	0.021324	0.467340
Porosity	Amplitude Weighted Phase(inverted_new_VpVs)	0.021324	0.467323
Porosity	Quadrature Trace(inverted_new_Zs)	0.021334	0.466564

Tableau (V-9) : classement des attributs utilisés dans le single attribut et leurs erreurs RMS.

On présente sur la figure (V-86) suivante le cross plot de l'attribut sélectionné qui est (**phase instantanée de Zs**) :

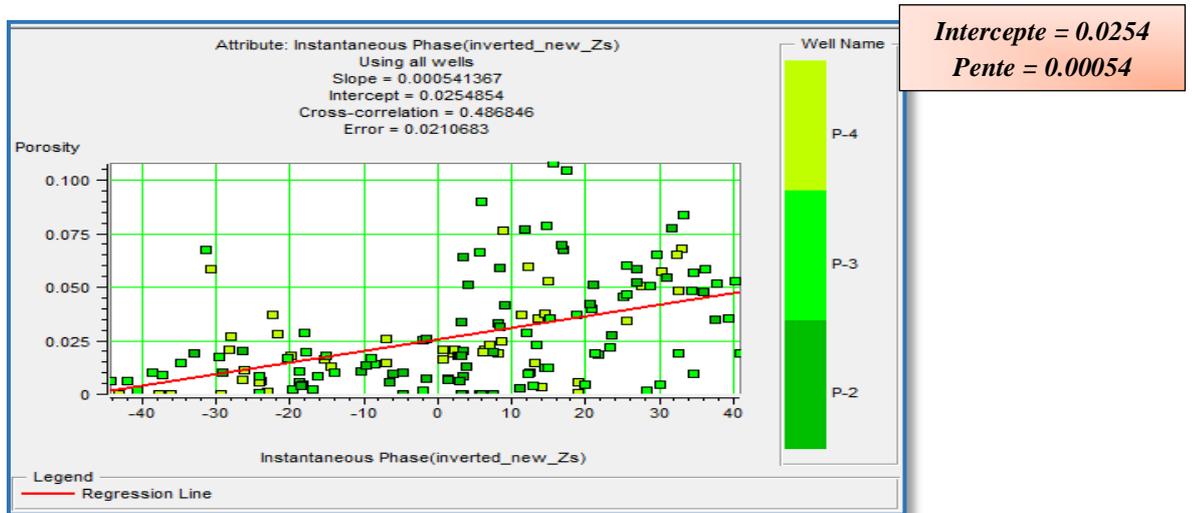


Figure (V-86) : cross plot de l'attribut (phase instantanée de Zs)

Donc, l'équation de régression linéaire est :

$$\Phi_e = 0.00054 * (\text{phase instantanée de Zs}) + 0.0254$$

On fait l'application de la relation sur chaque puits, celle-là est illustrée sur la figure suivante :

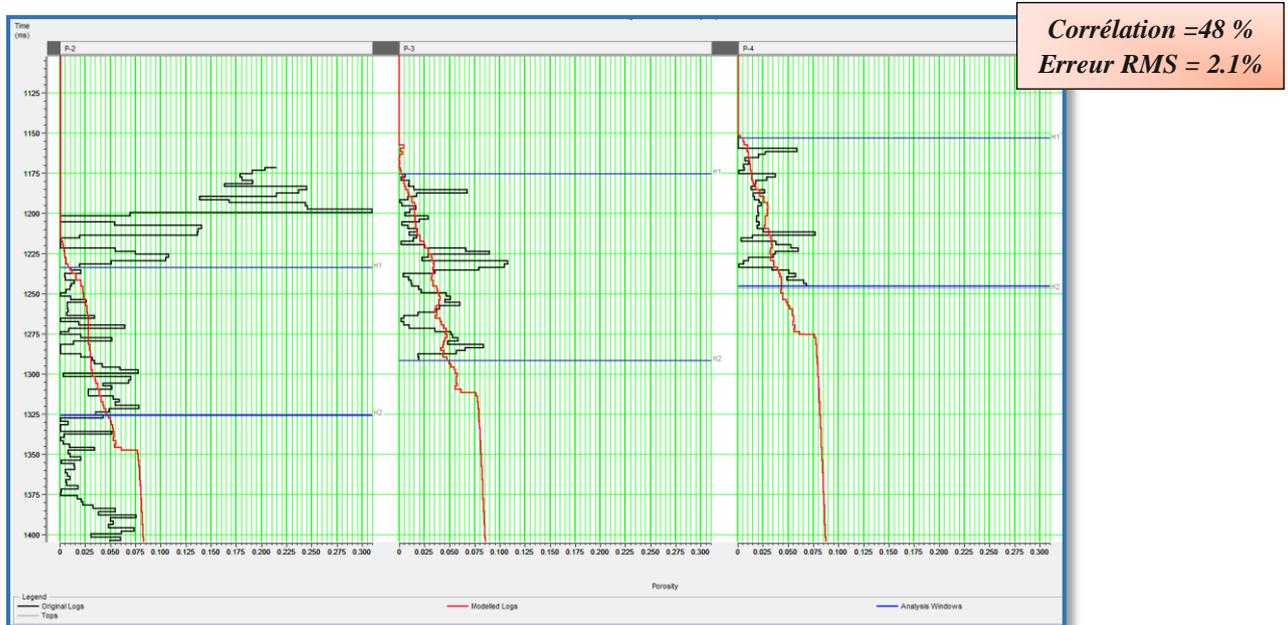


Figure (V-87) : Application de la relation linéaire au niveau des puits « P-2 », « P-3 » et « P-4 ».

*Commentaires :*

On remarque une corrélation faible qui est de 54% et une erreur de 2.1% ce qui signifie que la prédiction qui se base sur la relation linéaire est invalide. Ceci nous mène à passer vers la

combinaison de plusieurs attributs (méthode multi-attributs) pour minimiser l’erreur RMS et augmenter la corrélation.

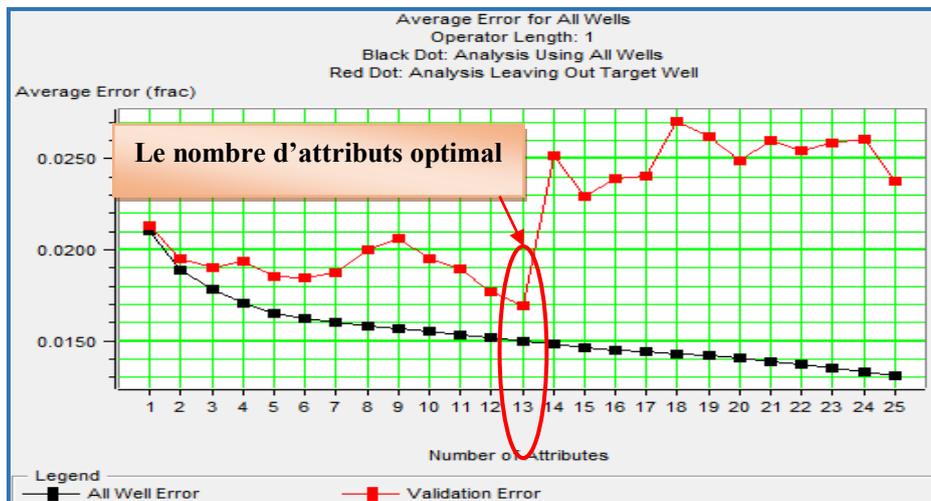
❖ **Multi-Attributs :**

Sur le tableau (V-10) suivant on représente le classement des attributs sélectionnés par l’algorithme **stepwise regression** :

Attribute Name	Attribute Transform	Weight
Instantaneous Phase(inverted_new_Zs)	None	0.000789848
Filter 35/40-45/50(DT)	None	0.00224701
Amplitude Weighted Cosine Phase(Vshale_M)	None	-0.0849398
PHIT_MNM	1/X	-0.000677041
Amplitude Weighted Phase(inverted_new_Vp)	None	-9.18952e-008
Average Frequency(PHIT_MNM)	None	0.000608725
Filter 25/30-35/40(Vshale_M)	None	-0.102286
Average Frequency(Vshale_M)	None	-0.000136864
Filter 45/50-55/60(DTS)	None	0.000859767
Filter 25/30-35/40(DTS)	None	0.00038333
Filter 35/40-45/50(PHIT_MNM)	None	0.450351
Instantaneous Frequency	None	-0.000317847
inverted_new_VpVs	Square	-0.0182686
Constant		0.116477
Target Transform	None	0
Trend Length		1

**Tableau (V-10) : Organisation des attributs faite par l’algorithme stepwise regression pour générer la porosité effective.**

Le cross plot qui fait l’évaluation de l’erreur de validation est présenté sur la figure suivante :



**Figure (V-88) : cross plot d’évaluation de l’erreur d’entraînement (courbe noir) et l’erreur de validation (courbe rouge)**

On remarque qu'au 13<sup>ème</sup> attribut (l'erreur de validation va augmenter), la validité de la loi de prédiction sera limitée uniquement aux niveaux des puits, donc on choisit 13 attributs.

Dans le tableau (V-11) ci-dessous on cite tous les attributs utilisés et leurs coefficients qui formuleront la relation multilinéaire :

Attribute Name	Attribute Transform	Weight
Instantaneous Phase(inverted_new_Zs)	None	0.000789848
Filter 35/40-45/50(DT)	None	0.00224701
Amplitude Weighted Cosine Phase(Vshale_M)	None	-0.0849398
PHIT_MNM	1/X	-0.000677041
Amplitude Weighted Phase(inverted_new_Vp)	None	-9.18952e-008
Average Frequency(PHIT_MNM)	None	0.000608725
Filter 25/30-35/40(Vshale_M)	None	-0.102286
Average Frequency(Vshale_M)	None	-0.000136864
Filter 45/50-55/60(DTS)	None	0.000859767
Filter 25/30-35/40(DTS)	None	0.00038333
Filter 35/40-45/50(PHIT_MNM)	None	0.450351
Instantaneous Frequency	None	-0.000317847
inverted_new_VpVs	Square	-0.0182686
Constant		0.116477
Target Transform	None	0
Trend Length		1

Figure (V-11) : coefficients des attributs qui formule l'équation multilinéaire

Pour vérifier la fiabilité de notre relation on fait une application au niveau des trois puits. La figure (V-89) illustre cette dernière :

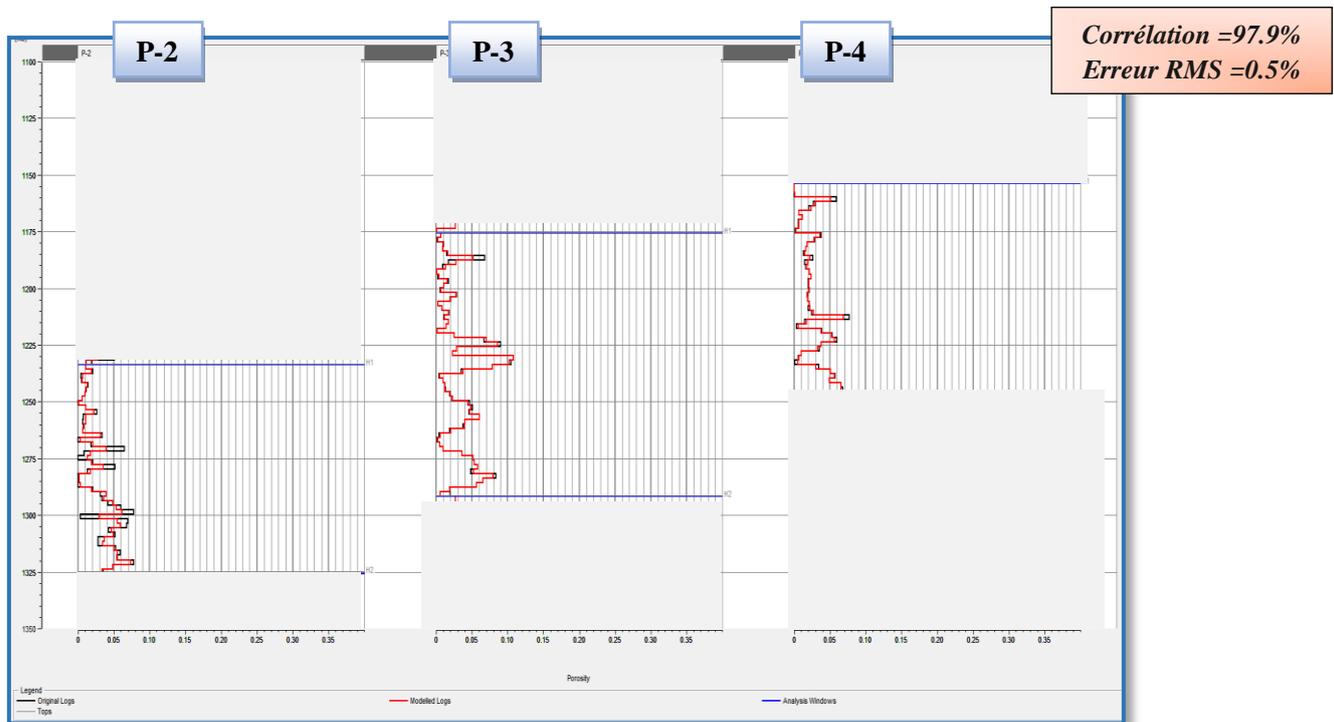
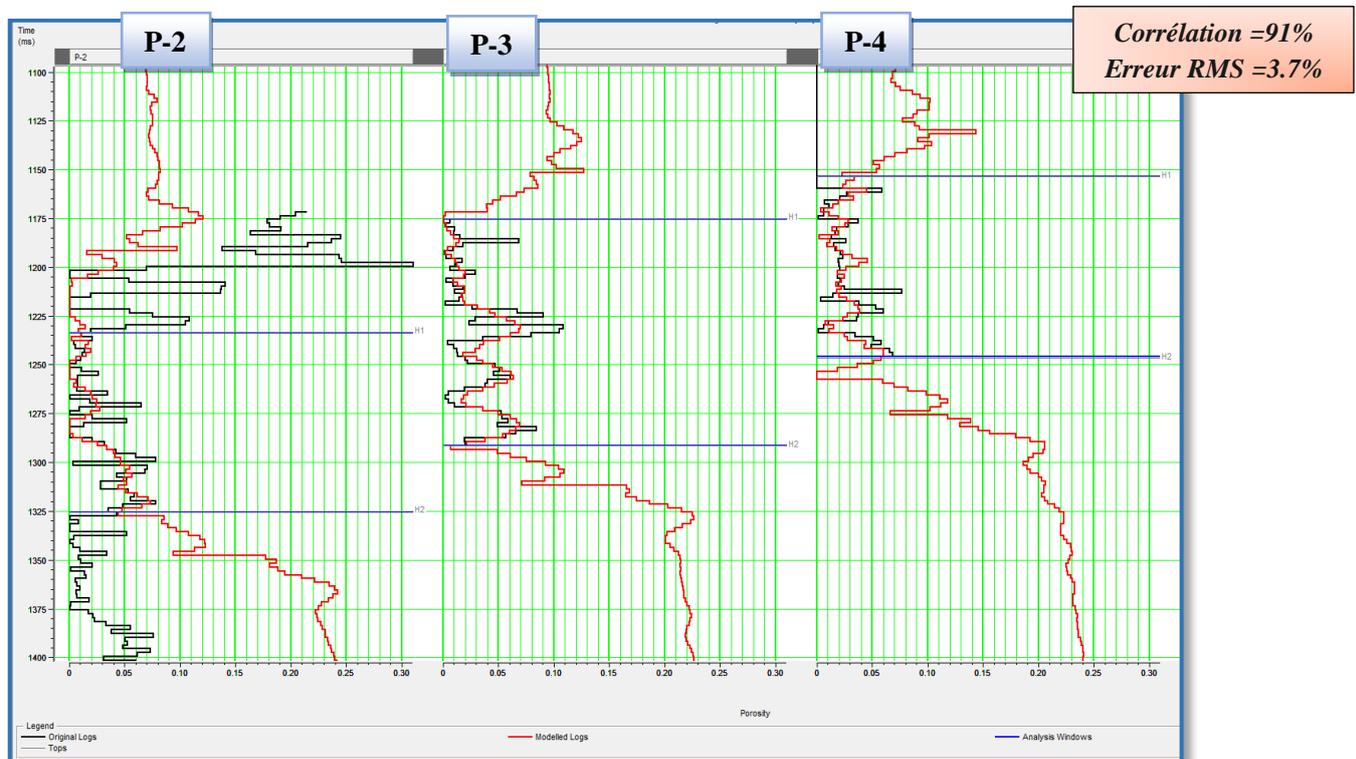


Figure (V-89) : Application de la loi multilinéaire au niveau des puits P-2, P-3 et P-4.

On remarque une forte corrélation de 97.9% entre les Log modélisés et ceux originaux avec une faible erreur quadratique moyenne de 0.5% contrairement au cross-plot de la première méthode.

La cross-validation de la relation multilinéaire au niveau de tout le volume sismique est montrée dans la Figure (V-90).



**Figure (V-90) : Validation de la loi multilinéaire au niveau des puits P-2, P-3 et P-4.**

La validation montre une diminution de la corrélation de l'ordre de 6.9%, ainsi une légère augmentation de l'erreur de 3.2%. Ceci confirme la fiabilité de notre relation multi-attributs,

En effet cette relation sera généralisée sur tout le volume ; on obtient ainsi la distribution sur le volume de la porosité effective ( $\Phi_e$ ) qui passe par les puits P-1, P-2, P-3, P-4 et P-5, celle-ci est illustrée sur la figure (V-91) suivante :

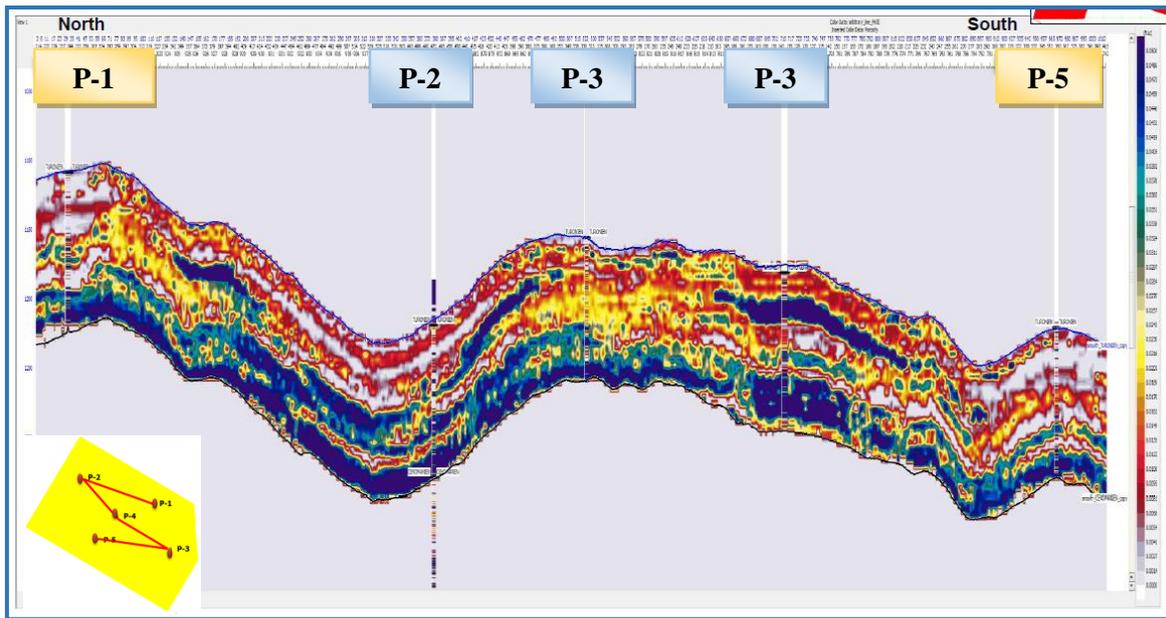


Figure (V-91) : la distribution sur le volume de la porosité totale ( $\Phi_t$ )

**D. Saturation en eau ( $S_w$ ) :**

❖ **Single-attribut :**

On suit les mêmes étapes dans la partie précédente. On représente sur le tableau (V-12) suivant les erreurs RMS pour l'ensemble d'attributs utilisés :

Target	Attribute	Error	Correlation
Water Saturation	Instantaneous Phase(inverted_new_Vs)	0.232040	-0.438426
Water Saturation	Instantaneous Phase(inverted_new_Zs)	0.233599	-0.425825
Water Saturation	Instantaneous Phase(inverted_new_Vp)	0.233780	-0.424329
Water Saturation	Instantaneous Phase(inverted_new_Dn)	0.235036	-0.413789
Water Saturation	Amplitude Weighted Phase(inverted_new_Vs)	0.235156	-0.412761
Water Saturation	Quadrature Trace(inverted_new_VpVs)	0.235169	-0.412650
( Water Saturation )**2	Instantaneous Phase(inverted_new_Vs)	0.235265	-0.417767
Water Saturation	Amplitude Weighted Phase(inverted_new_VpVs)	0.235272	-0.411768
Water Saturation	Quadrature Trace(inverted_new_Vs)	0.235296	-0.411568
Water Saturation	Instantaneous Phase(inverted_new_Zp)	0.235354	-0.411067
Water Saturation	Amplitude Weighted Phase(inverted_new_Dn)	0.235439	-0.410338
Water Saturation	Quadrature Trace(inverted_new_Dn)	0.235477	-0.410010
Water Saturation	Instantaneous Phase(inverted_new_VpVs)	0.235600	-0.408944

Tableau (V-12) : classement des attributs utilisés dans le single attribut et leurs erreurs RMS.

La figure (V-92) suivante montre le cross plot de l'attribut sélectionné qui est (phase instantanée du Vs) :

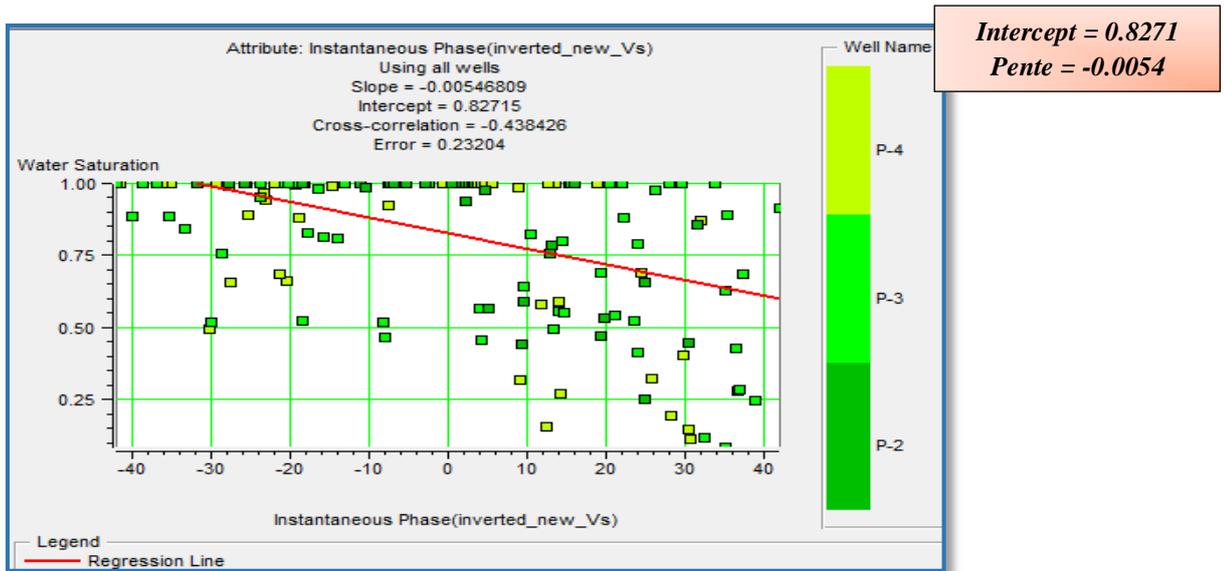


Figure (V-92) : cross plot de l'attribut (phase instantanée du Vs).

Donc, l'équation de régression linéaire est :

$$Sw = -0.0054 *(\text{phase instantanée du Vs}) + 0.8271$$

Sur la figure (V-93) suivante, on fait l'application de la relation linéaire au niveau de chaque puits :

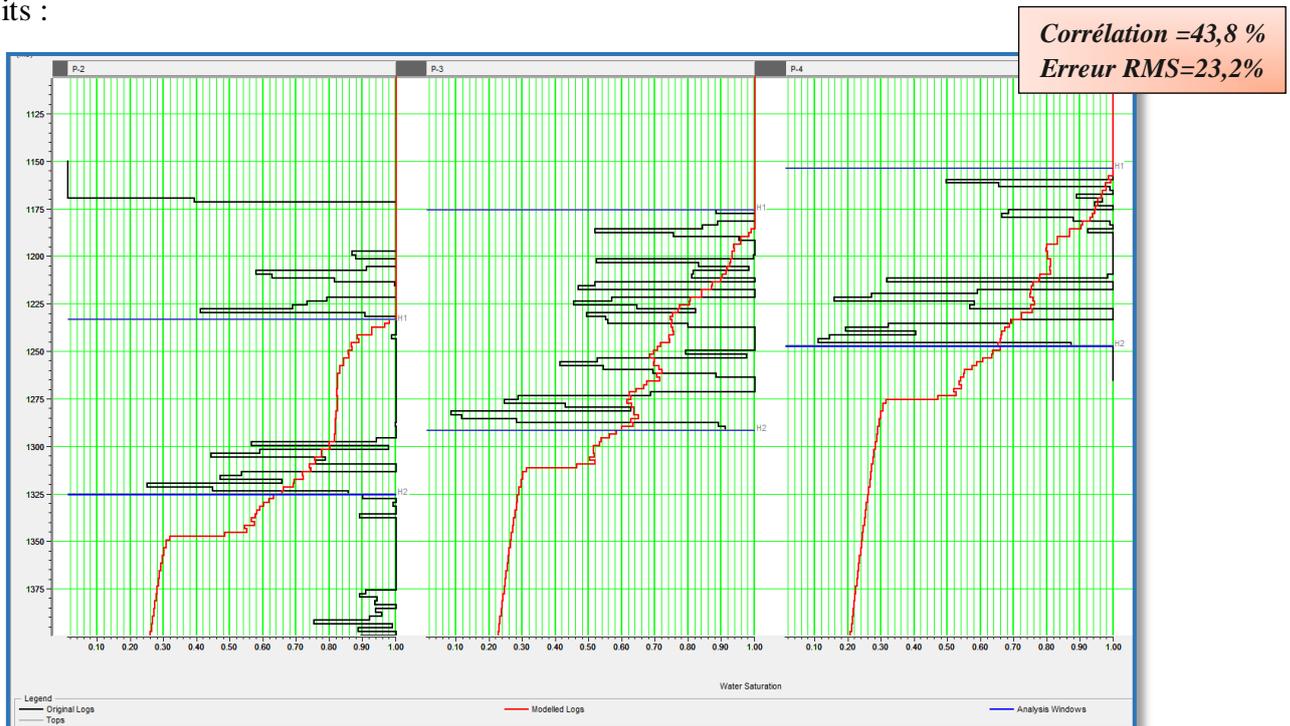


Figure (V-93) : Application de la relation linéaire au niveau des puits « P-2 », «P-3 » et « P-4 ».

**Commentaires :**

On remarque une corrélation faible qui est de 43,8% et une erreur RMS élevée de 23,2% ce qui signifie que la prédiction qui se base sur la relation linéaire n'est pas fiable. Ceci nous mène à passer vers la combinaison de plusieurs attributs (méthode multi-attributs) pour minimiser l'erreur RMS et augmenter la corrélation.

**❖ Multi-Attributs :**

Le tableau (V-13) suivant illustre le classement des attributs sélectionnés par l'algorithme **stepwise regression** :

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Water Saturation	Instantaneous Phase(inverted_new_Vs)	0.232040	0.242692
2	Water Saturation	Quadrature Trace(inverted_new_Zs)	0.217945	0.221440
3	Water Saturation	Filter 5/10-15/20(lmr_MR)	0.202718	0.207054
4	Water Saturation	Derivative	0.196438	0.201091
5	Water Saturation	Filter 35/40-45/50(inverted_new_Dn)	0.191164	0.194854
6	Water Saturation	Filter 5/10-15/20	0.183540	0.188385
7	Water Saturation	Filter 25/30-35/40(lmr_LR)	0.175806	0.183720
8	Water Saturation	Integrate(inverted_new_VpVs)	0.173657	0.180453
9	Water Saturation	Instantaneous Frequency	0.172951	0.179111
10	Water Saturation	Instantaneous Phase(lmr_MR)	0.171647	0.178245
11	Water Saturation	Apparent Polarity(inverted_new_Zs)	0.170891	0.177665
12	Water Saturation	Instantaneous Phase(inverted_new_Zp)	0.170589	0.176578
13	Water Saturation	Second Derivative Instantaneous Amplitude(lmr_LR)	0.170196	0.176076
14	Water Saturation	Second Derivative Instantaneous Amplitude(lmr_MR)	0.169576	0.175644
15	Water Saturation	Derivative Instantaneous Amplitude(Poisson)	0.169482	0.175512
16	Water Saturation	Derivative Instantaneous Amplitude(lmr_MR)	0.168219	0.175178
17	Water Saturation	Derivative Instantaneous Amplitude(inverted_new_Dn)	0.168192	0.175117
18	Water Saturation	Amplitude Weighted Phase(inverted_new_Zp)	0.167921	0.175016
19	Water Saturation	Second Derivative(inverted_new_Dn)	0.167664	0.174582
20	Water Saturation	Second Derivative(inverted_new_Zp)	0.167578	0.174502
21	Water Saturation	Second Derivative(inverted_new_Vp)	0.167430	0.174399
22	Water Saturation	Dominant Frequency(inverted_new_Dn)	0.167391	0.174364
23	Water Saturation	Dominant Frequency(inverted_new_Vp)	0.167355	0.174334
24	Water Saturation	Dominant Frequency(inverted_new_VpVs)	0.167322	0.174310
25	Water Saturation	Dominant Frequency(inverted_new_Vs)	0.167291	0.174290

**Tableau (V-13) : Organisation des attributs faite par l'algorithme stepwise regression pour générer le volume d'argile.**

On réalise un cross plot pour évaluer l'erreur de validation (méthode de contrôle) en fonction du nombre d'attributs (jusqu'à 25 attributs). Ceci est illustré sur la figure (V-94) suivante :

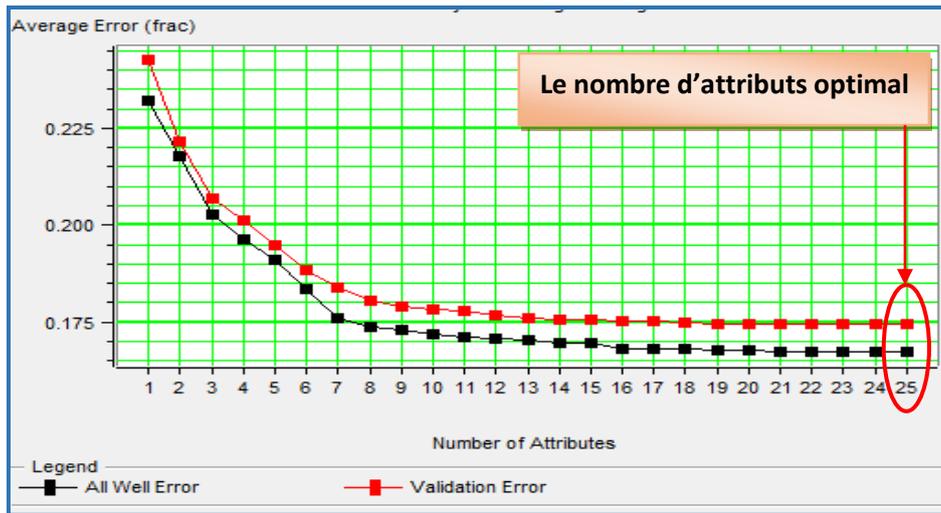


Figure (V-94) : Evaluation de l’erreur d’entraînement (courbe noire) et l’erreur de validation (courbe rouge)

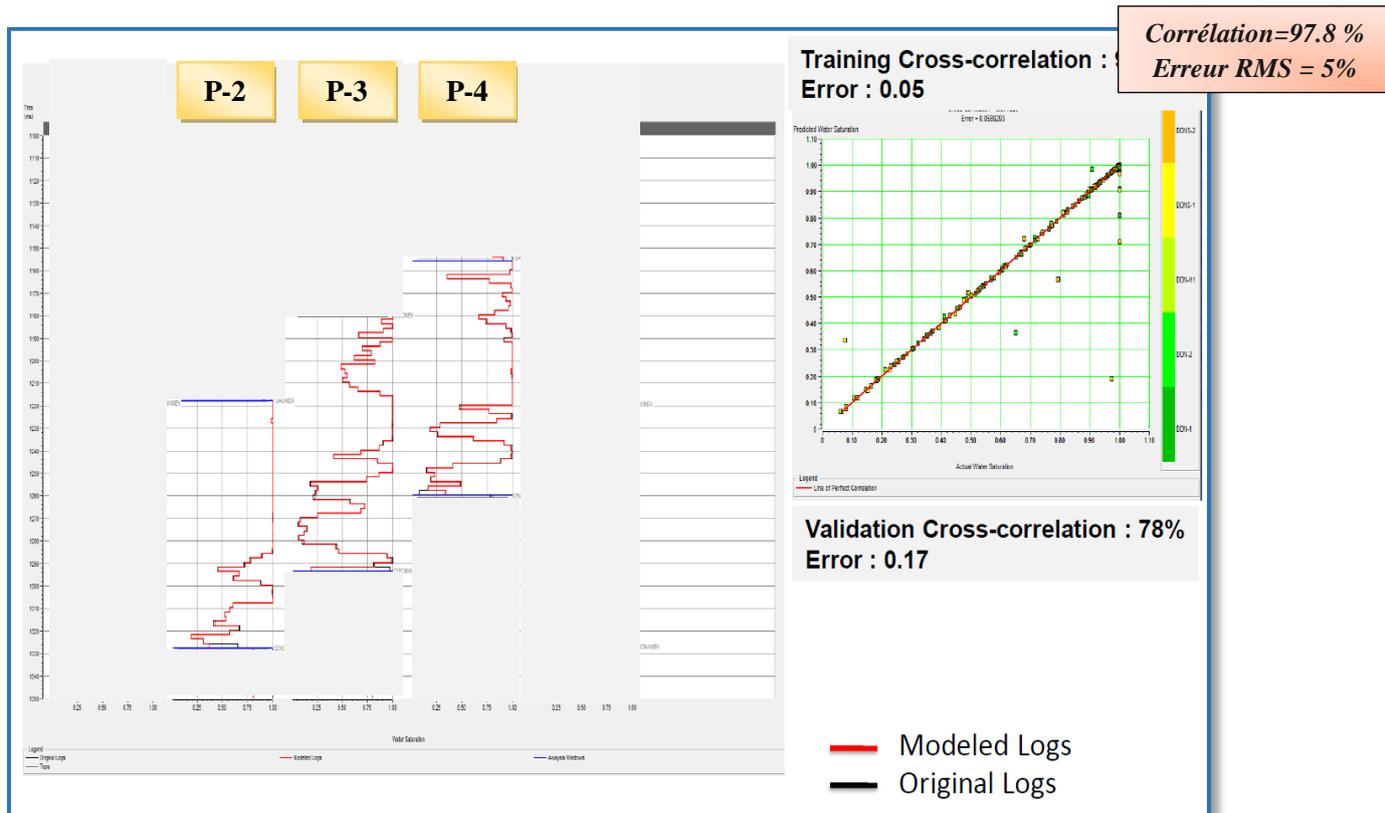
On remarque qu’au 25<sup>ème</sup> attribut, la validité de notre loi de prédiction est constante et minimale, ce qui va nous conduire à utiliser 25attributs dans la relation multilinéaire.

Dans le tableau (V-14) ci-dessous on cite tous les attributs utilisés et leurs coefficients qui formuleront la relation multilinéaire :

Attribute Name	Attribute Transform	Weight
Instantaneous Phase(inverted_new_	None	-0.0246452
Quadrature Trace(inverted_new_Zs	None	-2.54326e-005
Filter 5/10-15/20(lmr_MR)	None	-0.0311589
Derivative	None	-9.87401e-005
Filter 35/40-45/50(inverted_new_Dn)	None	-0.855806
Filter 5/10-15/20	None	-1.778e-005
Filter 25/30-35/40(lmr_LR)	None	-0.0198213
Integrate(inverted_new_VpVs)	None	0.0602798
Instantaneous Frequency	None	0.00174883
Instantaneous Phase(lmr_MR)	None	0.0154124
Apparent Polarity(inverted_new_Zs)	None	-3.43681e-005
Instantaneous Phase(inverted_new_	None	-0.0112074
Second Derivative Instantaneous Am	None	0.0322407
Second Derivative Instantaneous Am	None	-0.0679545
Derivative Instantaneous Amplitude(F	None	2.08066
Derivative Instantaneous Amplitude(lr	None	0.0406853
Derivative Instantaneous Amplitude(ir	None	-1.73261
Amplitude Weighted Phase(inverted_	None	7.4075e-007
Second Derivative(inverted_new_Dn	None	1.30261
Second Derivative(inverted_new_Zp	None	-0.000180075
Second Derivative(inverted_new_Vp	None	0.000386754
Dominant Frequency(inverted_new_f	None	0
Dominant Frequency(inverted_new_	None	0
Dominant Frequency(inverted_new_	None	0
Dominant Frequency(inverted_new_	None	0
Constant		0.979333
Target Transform	None	0
Trend Length		1

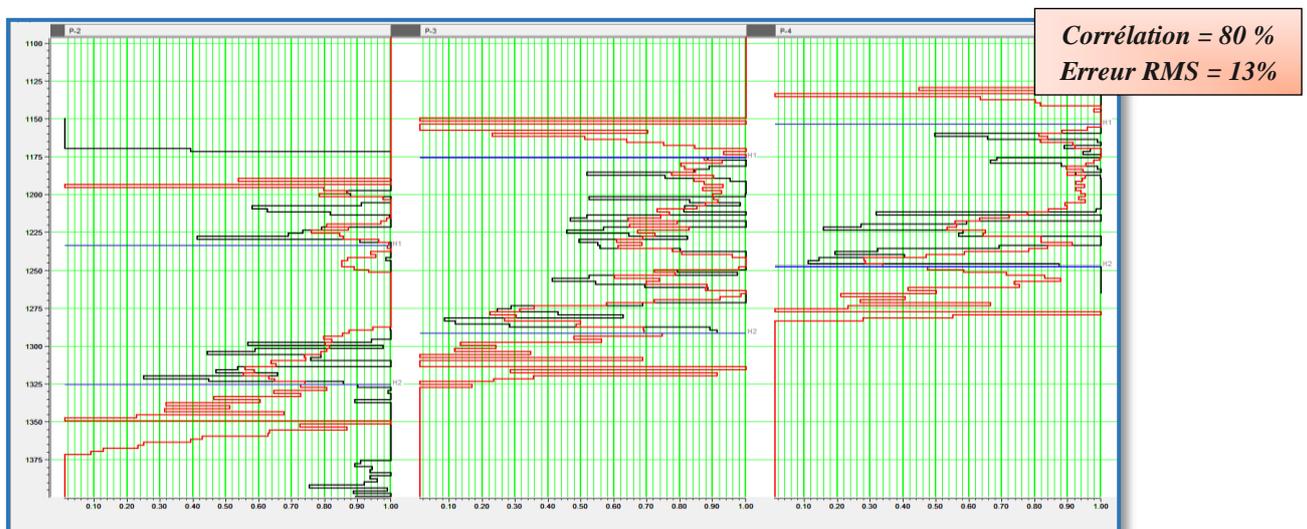
Figure (V-14) : coefficients des attributs qui composent l’équation multilinéaire

Pour vérifier la fiabilité de notre relation, on fait une application au niveau des puits. La figure (V-95) illustre cette dernière :



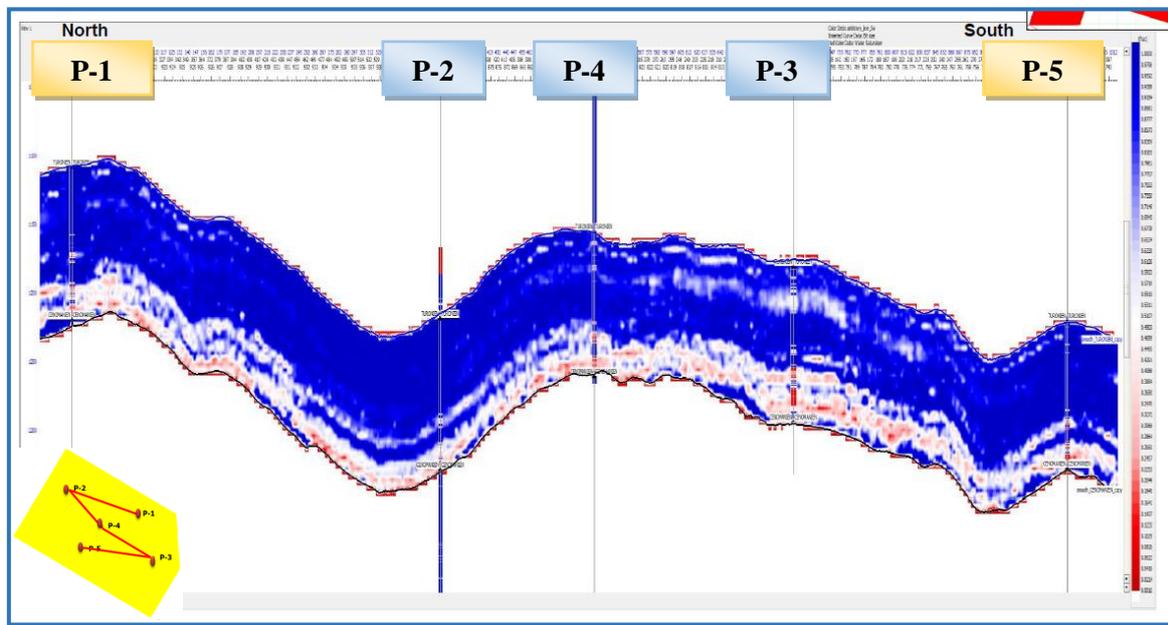
**Figure (V-95) : Application de la loi multilinéaire au niveau des trois puits (Sw).**

On aperçoit une forte corrélation de 97.8% entre les Log modélisés et ceux originaux avec une faible erreur quadratique moyenne de 5% contrairement au cross-plot de la première méthode. La cross-validation au niveau de tout le volume sismique de notre relation multilinéaire est montrée dans la Figure (V-96).



**Figure (V-96): Validation de la loi multilinéaire au niveau des puits P-2, P-3 et P-4.(Sw)**

Les trois puits montrent une forte corrélation est 80% et une erreur RMS est de 13%, ceci va nous permettre d'appliquer la relation multilinéaire sur tout le volume. On obtient le résultat affiché dans la figure (V-97) suivante qui illustre la distribution sur le volume de la saturation en eau ( $S_w$ ) :



**Figure (V-97) : la distribution sur le volume de la saturation en eau ( $S_w$ )**

❖ **Conclusion :**

Ainsi, on peut considérer que la méthode multi-attributs donne une meilleure corrélation et une erreur RMS minimale, ce qui rend la prédiction des logs pétrophysiques en utilisant l'équation que cette méthode formule fiable par rapport à la méthode single-attribut.

**V.7.3. Génération des horizons-slices :**

Après avoir déterminé les volumes des paramètres pétrophysiques par la méthode multi-attributs, on établit des horizons-slices au niveau **H<sub>2</sub>-20 ms** (au voisinage de la base de notre objectif) pour chaque volume.

- A) Les deux figures suivantes (V-98), (V-99) montrent des cartes en horizons, de la porosité totale ( $\Phi_t$ ) et du volume d'argile (Vsh) :

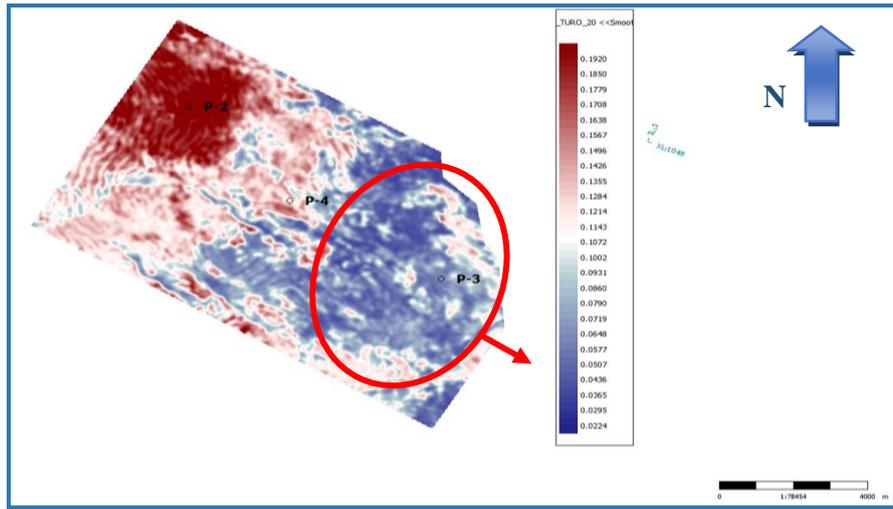


Figure (V-98) : Horizon –slice de la porosité totale ( $\Phi_t$ ) généré par la méthode Multi-Attributs passant par les trois puits.

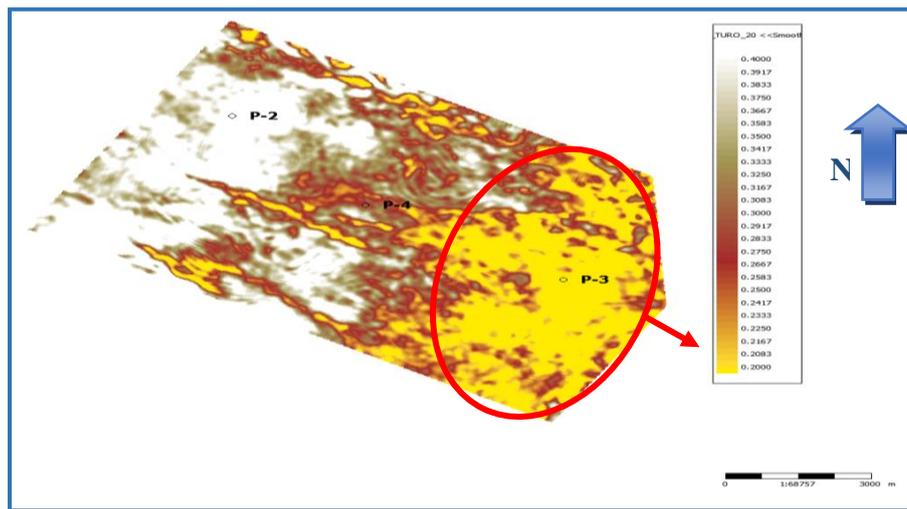


Figure (V-99) : Horizon –slice du volume d'argile (Vsh) généré par la méthode Multi-Attributs passant par les trois puits.

#### Commentaires et interprétation :

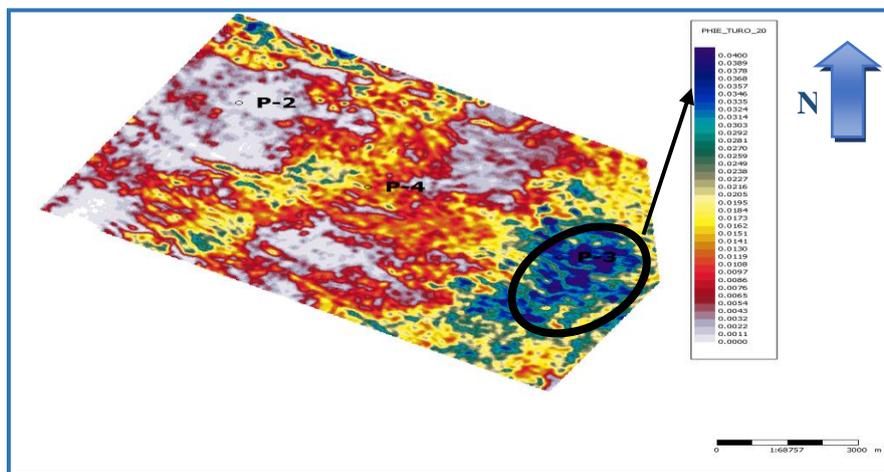
- Sur la figure (V-98) on a représenté la variation de la porosité totale sur l'horizon de la région d'étude, on remarque sa diminution progressive à l'OUEST de la région au voisinage du puits P-2 où elle est égal à 19%, ce pourcentage diminue en passant par le puits P-4 et en arrivant à l'EST de la région au voisinage de P-3, la porosité diminue à 2%
- En parallèle, sur l'horizon-slice (figure V-99) du volume d'argile (Vsh), on constate sa diminution en se déplaçant de l'OUEST (Vsh au voisinage de 37%) à l'EST de la région (Vsh de 20%).

En se basant sur ces deux cartes, on arrive aux conclusions suivantes :

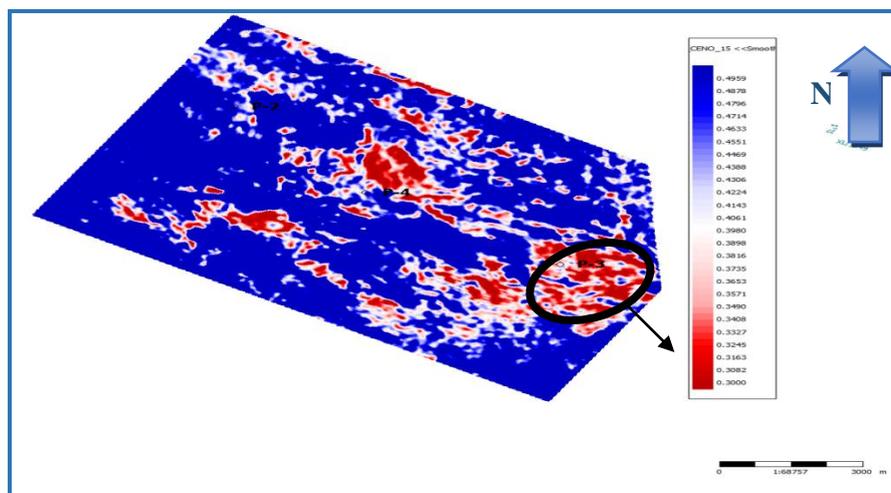
- 1- La faible porosité totale signifie qu'on est face à des formations compactes (tights). (indiquée par un cercle rouge)
- 2- Notons que pour le  $V_{sh_{cut-off}}=34\%$ , la diminution du volume d'argile de l'ouest à l'est veut dire qu'on est face à un changement de facies d'une région composée essentiellement de marnes à l'OUEST à une région composée essentiellement de carbonates (zone réservoir indiquée par le cercle rouge).

Donc, on peut conclure que la région EST est un réservoir (roche mère) compact composé principalement de carbonates.

**B)** Les deux figures suivantes (V-100, V-101) montrent des cartes en horizons, de la porosité efficace ( $\Phi_e$ ) et de la saturation en eau ( $S_w$ ) :



**Figure (V-100) : Horizon –slice de la porosité effective ( $\Phi_e$ ) généré par la méthode Multi-Attributs passant par les trois puits.**



**Figure (V-101) : Horizon –slice de la saturation en eau ( $S_w$ ) généré par la méthode Multi-Attributs passant par les trois puits**

**Commentaires et interprétation:**

- Sur la figure (**V-100**) qui illustre la variation de la porosité effective sur l'horizon de la région d'étude, On remarque des faibles valeurs à l'OUEST de la région, en revanche pour la région EST au voisinage de P-3 celle-ci a augmenté fortement (pour une roche compacte) où elle atteint 4%.
- Sur la carte en horizons (**figure V-101**) qui représente la variation de la saturation en eau ( $S_w$ ) ; on constate que la région EST (cercle noir) au voisinage de P-3 (en rouge) à une très faible saturation en eau de 30%.

En se basant sur ces deux cartes, on arrive à conclure que :

- 1- La forte porosité effective dans l'EST de la région informe sur la présence des pores interconnectés qui peuvent contenir des fluides (zone en cercle noir).
- 2- La diminution du contenu en eau d'une zone à une autre indique une forte probabilité d'avoir des accumulations des huiles au niveau de la zone EST de la région d'étude (zone indiquée par le cercle noir).

**Conclusion :**

En s'appuyant sur les horizons-slices des résultats de paramètres acoustiques issus de l'inversion sismique qui ont prédit la zone à accumulation d'huile, celle-ci est confirmée quantitativement avec précision par les horizons-slices des volumes pétrophysiques issus de la caractérisation des réservoirs (**figure V-101**) et les résultats de l'évaluation pétrophysique effectué déjà au niveau du P-3 (**figure II-7 : résultats de l'évaluation pétrophysique**). On conclue que la région d'étude est subdivisée en deux zones ; une zone composée de marnes à l'ouest et une autre à l'EST composée de carbonates, cette dernière est compacte et possède éventuellement une forte saturation en hydrocarbures (huiles).

### Conclusion générale :

Dans le domaine pétrolier, la connaissance du type, de la nature et de l'extension des réservoirs est primordiale. Ces connaissances sont utilisées tout au long de la vie du gisement en vue d'estimer le réserve d'hydrocarbures et d'optimiser sa récupération ainsi que la délimitation de zones contenant des fluides, c'est ce qui nous entraine à caractérisé ces zones.

La caractérisation des réservoirs est la discipline centrée sur la compréhension des mécanismes physique des réservoirs. Et pour en arriver là elle utilise les méthodes géostatistiques de prévision, l'inversion sismique et les résultats de l'évaluation pétrophysiques ainsi que l'étude sur la physique des roches.

Le but principal de ce travail est de construire un modèle statistique du réservoir étudié. En dépit de sa complexité en terme d'hétérogénéité et d'anisotropie, l'étude des réservoirs carbonatés compactes qui diffère des réservoirs argileux-gréseux exige une précision sur les données et les résultats en utilisant des techniques modernes.

La combinaison des résultats d'inversion sismique et ceux de l'évaluation pétro physique a permis la délimitation de zones qui auront un intérêt pétrolier. En effet, après les interprétations des résultats dans notre travail, on a pu localiser les zones susceptibles à contenir les hydrocarbures, et ce malgré les nombreux obstacles comme la qualité de l'image sismique et l'hétérogénéité des réservoirs carbonatés et leurs environnements géologiques qui se conjuguent souvent pour brouiller l'image sismique.

Les résultats tirés de la caractérisation restent une probabilité, l'implantation de nouveaux forages dans la zone à accumulation d'hydrocarbure prédite va confirmer ces résultats.

La réalisation de ce travail a permis de mieux appréhender la caractérisation des réservoirs, ses étapes et les méthodes utilisées pour l'effectuer et aussi de circonscrire l'inversion sismique, cette technique qui constitue un outil précieux à la prévision de la répartition lithologique et indiquer la présence des fluides.

- [1] A.Egreteau, Etude des variations de l'amplitude de la réflectivité du sous-sol après imagerie sismique en profondeur, Thèse de doctorat de l'école des mines de paris (2005).
- [2] Ahr, W. M. (2011). *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. John Wiley & Sons.
- [3] A. Tarantola, *Linearized inversion of seismic reflection data: Geophys.* (1984a). *Prosp.*
- [4] B. Russell, *Seismic Reservoir Characterization and Pre-stack Inversion in Resource Shale Plays*, Search and Discovery Article #41467 Hampson-Russell, A CGG Company, Calgary, AB, Canada (2014).
- [5] D. P. Hampson, B. H. Russell, B. Bankhead, *Simultaneous Inversion of Pre-stack Seismic Data*, *GEOHORIZONS* (2006).
- [6] D. P. Hampson, J. S. Schuelke, J. A. Quirein, *Use of multi-attribute transforms to predict log properties from seismic data*, *GEOPHYSICS*, VOL. 66, NO. One, (2001).
- [7] D. Subrahmanyam, P. H. Rao, *Seismic Attributes- A Review*, 7th international conference and exposition on petroleum geophysics, HYDERABAD. (2008).
- [8] Document sonatrach (Rapport d'implantation) 2018.
- [9] Ehrenberg, S. N., & Nadeau, P. H. (2005). *Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships*. *AAPG bulletin*, 89(4).
- [10] F. Aminzadeh, S. N. Dasgupta, *Geophysics for Petroleum Engineers, Developments in Petroleum Science Volume 60*, Elsevier, First edition (2013).
- [11] F. Barclay, A. Bruun...et al, *Seismic Inversion: Reading between the Lines*, *Oilfield Review*, spring (2008).
- [12] Foucault, A., & Raoult, J. F. (1995). *Dictionnaire de géologie*.
- [13] Garing, C. (2011). *Caractérisation géophysique et géochimique des interactions fluide-roche à l'interface eau douce-eau salée: Cas des carbonates récifaux de Majorque* (Doctoral dissertation, Université Montpellier 2).
- [14] J. Pendrel, *Seismic Inversion – The Best Tool for Reservoir Characterization*, *Jason Geosystems Canada*, VOL. 26 No. 01, View Issue Jan (2001).
- [15] L. Pianelo, D. Guérillot, T. Gallouët, *Inversion simultanée des données sismiques et des données de production*, *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 55, No. 3, pp. (2000).
- [16] Lotfi, R. Tlemsani, A. Benyettou. *Un Nouvel Algorithme d'Apprentissage pour les Réseaux Probabilistes*. CARI (2012).
- [17] Lucia, F. J. (2007). *Carbonate reservoir characterization: An integrated approach*. Springer Science & Business Media.

- [18] M. T. Taner, R. E. Sheriff, Application of amplitude, frequency, and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination: in Applications to hydrocarbon exploration, C. E. Payton, Ed., AAPG Memoir 26: Tulsa, Am. Assn. Petroleum Geologists, (1977)
- [19] M. T. Taner, F. Koehler R. E. Sheriff, Complex seismic trace analysis GEOPHYSICS. VOL. 44. (1979).
- [20] MERABET Meriem Mémoire (2018). Caractérisation des réservoirs carbonatés à partir des données diagaphiques et sismique Application aux réservoirs Turonien du bassin sud-est constantinois.
- [21] R. A. Cataldo , E. P. Leite, Simultaneous prestack seismic inversion in a carbonate reservoir, REM, Int. Eng. J. vol.71 no.1 OuroPreto Jan./Mar. (2018).
- [22] S. Chopra, K. J. Marfurt, Seismic attributes-A historical perspective, GEOPHYSICS, VOL. 70, (2005).
- [23] S. Chopra, K. J. Marfurt, Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization, SEG Books, (2007).
- [24] Page, O. R. P. J. G. Hydrocarbures de roche mère : éléments d'évaluation.
- [25] Pérez, M. A., Grechka, V., & Michelena, R. J. (1999). Fracture detection in a carbonate reservoir using a variety of seismic methods. Geophysics.
- [26] Zeroug, S., Bounoua, N., & Lounissi, R. (2007). Well Evaluation Conference Algérie 2007. Sonatrach Schlumberger, AJ Torre & Associates Inc., Houston, Texas.