



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
UNIVERSITEMOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU

Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques

Département des Sciences Géologiques

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER EN GEOLOGIE

Option : Bassins Sédimentaires

Thème :

Sédimentologie et analyse structurale des réservoirs du Silurien Argilo-Gréseux (SAG) de la Région de Taouil, (Berkine Ouest, Sahara, Algérie)

Proposé par M. HAMZAOUI Daoud

Réalisé par : M. CHATBI Toufik

M. LOUHI Arezki

Soutenu le : 22/11/2018

Devant le jury :

President	M. Amrouche Faid	MACA (UMMTO)
Promoteur	M. Kardache Ramdane	MCA (UMMTO)
Co- promoteur	M. Hamzaoui Daoud	Ingénieur Géologue (Sonatrach)
Examineur	M. Ahmed Zaid Iddir	MCA (UMMTO)

Promotion 2017 /2018

Remerciement

Nous tenons à remercier tout d'abord Monsieur Hamzaoui daoud, ingénieur géologue, département de Berkine Ouest, de SONATRACH, pour sa disponibilité et son soutien, et Monsieur Kardache Ramdane Maitres de conférences classe (A) à l'université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, et encadreur de ce Mémoire.

Nous remercions M. Amrouche F, enseignant à l'UMMTO d'avoir accepté de présider ce jury et de juger notre travail.

On remercie aussi M. Ahmed Zaid Iddir, enseignant à l'UMMTO pour son aide que ce soit sur le plan scientifique ou moral et d'avoir accepté de juger notre travail.

Merci à Monsieur Hassaim Mohamed, qui nous a aidés à décrocher ce Thème.

Nous tenons aussi à présenter un remerciement à Monsieur Laced Sofiane qui nous a énormément aidé ; ainsi qu'à toute l'équipe du département de Berkine Ouest, de la Sonatrach, Division Exploration et à leur tête le chef de département Monsieur Medaouri Mourad, Gellati Idris, Bouras Mouloud, Haroun Samir, BOUDIBA mohamed.

Nous voudrions aussi remercier nos chers professeurs du département des sciences géologiques qui nous ont entourés durant tout notre cursus, pour leur bienveillance, leur encadrement et leur dévouement.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

Aux êtres les plus chers a mon cœur, qui se sont sacrifiés pour mon bonheur et ma réussite, qui n'ont jamais cessé de m'encourager et de croire en moi, mes parents adorés RABAH, GHENIMA, ma précieuse sœur Mima et mon cher frère ANIS.

A toute ma grande Famille ;

A mon très cher ami CHATBI Toufik ;

A mon ami intime ZIRMI Lounis ;

A mes ami (es), A. chafa, M.ali, T.amine, B.mounir, D.mazigh, K.karim, D.mhenna, D.ferhat, S.kouceila, M.massi, T.aziz, C.ali, B. chabane, R.mokrane, D. mohamed,

A.ghani, L.lahna, O.farah, A.feroudja, H.nadjia,

Enfin a ceux et celles dont les noms n'ont pas pu être cités

AREZKI

Dédicace

Je tiens tout d'abord à dédier ce modeste travail à mes très chers parents Slimane et Sadia qui ont consenti beaucoup de sacrifices pour me permettre de réaliser mes objectifs.

A mes chers frères, Hocine, karim, anis ;

A toute ma grande famille ;

A mon très cher ami LOUHI AREZKI ;

A mes amis (es) et camarades,
ch.merzouk /A.chafa/b.mounir/T.amine/k.karim /m.ali/d.mhenna/ch.ali/b.billal/b.naima/d.maz
igh/igh.siham/d.mouhamed/bel.chabane/k.radia/o.farah/a.feroudja/h.nadjia/y.louiza/a.ghani/az
T.ziz/ch.khaled/z.ahcen/ et à tous ceux que j'ai oubliés.

TOUFIK

Table des matières

Chapitre I : Généralités

I. Introduction	01
I.1. Problématique et objectif du travail	02
I.2. Le Bassin de Berkine	03
1.2.1 Dépression sud-est triasique	03
1.2.2. Dépression de Dahar	03
1.2.3. Dépression de Berkine.	03
I.3. Situation géographique globale du bassin de Berkine.....	04
I.4. Cadre géologique du bassin de Berkine dans la plateforme saharienne orienta.....	05
I.4.1. Stratigraphie.....	06
I.4.1.1. Le socle.....	06
I.4.1.2. Le Paléozoïque.....	06
I.4.1.3. Le Mésozoïque.....	08
I.4.1.4. Le Cénozoïque.....	09
I.4.2. Evolution tectonique du Bassin de Berkine.....	10
I.4.2.1. La Phase Panafricaine.....	10
I.4.2.2. La Distension Cambro-Ordovicienne.....	10
I.4.2.3. Compression tectonique.....	10
I.4.2.4. Distension Silurienne.....	10
I.4.2.3. Compression Calédonienne.....	10
I.4.2.4. La Phase Dévonienne.....	10
I.4.2.5. La Discordance Hercynienne	10

I.4.2.6. La Phase Autrichienne.....	10
I.4.2.7. La Phase Pyrénéenne.....	11
I.5. Présentation de la zone d'étude.....	12
I.5.1. Contexte géographique de la zone d'étude.....	12
I.5.2. Contexte géologique de la zone d'étude.....	13
I.5.3. Aperçu structural de la zone d'étude.....	14
I.6. Le système pétrolier	15
I.6.1. La roche mère.....	15
I.6.1.1. La roche mère silurienne.....	16
I.6.1.2. La roche mère dévonienne (Frasnienne).....	16
I.6.2. Roches réservoirs.....	16
I.6.3. Roches couvertures.....	16
I.6.4. La Migration.....	16
I.6.5. Pièges pétroliers.....	16

Chapitre II : Etudes sédimentologiques

II- Introduction.....	18
II-1- Méthodes et outils utilisés.....	18
II-2-Approche Sédimentologie par La Stratigraphie Séquentielle.....	19
II-2-1- La stratigraphie séquentielle.....	19
II-2-2-Définition de la séquence de dépôt.....	19
II-2-3-Concepts de la stratigraphie séquentielle.....	19
II-2-3-1-La notion d'accommodation.....	19
II-2-4-Séquence, para-séquence et cortèges sédimentaires.....	21
II-2-5-Classification morpho-séquentielle.....	22
II-2-6-Les cortèges sédimentaires (Les Systems tracts).....	24
II-2-7-Les limites des cortèges sédimentaires.....	26
II-2-8-Notion de surfaces clés de bases matérielles.....	27
II-2-9-Conclusion concernant les surfaces matérielles.....	28

II-3- Identification des cortèges sédimentaires du silurien argilo-gréseux de la région d'étude.....	29
II-3-1-Le découpage séquentiel des puits.....	29
II-4- Notions fondamentales sur les diagraphies.....	42
II-4-1- Définition de la diagraphie.....	42
II-4-2-Méthodes diagraphiques.....	42
II-4-3- Méthode de la résistivité (ρ).....	42
II-4-4- Méthode du Potentiel Spontané = Polarisation spontanée (PS).....	42
II-4-5- Méthode du Sonique.....	42
II-4-6- Méthode du Neutron.....	42
II-4-7- Méthode de densité	43
II-4-8-Méthode du Gamma-Ray (GR).....	43
II-4-8-1-Définition.....	43
II-4-8-2-Objectifs des diagraphies	44
II-5-Corrélations lithostratigraphiques et analyses séquentielles.....	45
II-5-1-Unité M0.....	48
II-5-2-Unité M1.....	50
II-5-3-Unité M2.....	52
II-5-4-Unité A1.....	54
II-5-5-Unité A2.....	56
II-5-6-Unité B1.....	58
II-5-7-Unité B2.....	60
II-6-Interprétation des cartes en isopaques des Unités du Silurien Argilo-Gréseux de notre région d'étude.....	62
II-6-1- Interprétation de la carte de l'unité M0	62
II-6-2-Interprétation de la carte de l'unité M1.....	63
II-6-3-Interprétation de la carte de l'unité M2.....	64
II-6-4-Interprétation de la carte de l'unité A1.....	65

II-6-5-Interprétation de la carte de l'unité A2.....	66
II-6-6-Interprétation de la carte de l'unité B1.....	67
II-6-7-Interprétation de la carte de l'unité B2.....	68
II-6-8-Interprétation de la carte de l'unité Gédinnienne.....	69
II-6-9-Conclusion	70
II-7-Apport de l'étude biostratigraphique	71
II-7-1-Introduction	71
II-7-2-Démarches de préparation des échantillons.....	73
II-7-3-Carottes utilisées.....	74
II-7-4-Conclusion.....	78
 Chapitre III : Analyse Structurale	
III-Introduction.....	79
III-1-Méthodologie.....	80
III-1-1-Données et logiciels sismiques utilisés.....	80
III-1-2-Calibration Puits-Sismique.....	80
III-1-3-Méthodes de Conversion temps / profondeurs.....	80
III-2-Analyse structurale.....	82
III-2-1-Analyse globale des résultats.....	85
III-2-2-Famille N°1 de direction nord-sud.....	86
III-2-3-Famille N°2 de direction nord-est/sud-ouest.....	87
III-2-4-Famille N°3 de direction est-ouest.....	88
III-2-5-Famille N°4 de direction nord-ouest/sud-est.....	89
III-3-Description des cartes en isobathes et résultats de l'interprétation sismique.....	90
III-4-Commentaire sur la carte en isobathe du SAG M2.....	90
III-5-Interprétation des sections sismiques 3D.....	92
III-5-1-Analyse des sections sismiques.....	92
III-5-2-Profiles sismiques interprétés.....	94
III-5-2-1-Interprétation du profil sismique N°1.....	94

III-5-2-2-Interprétation du profil sismique N°2.....	94
III-5-2-3-Interprétation du profil sismique N°3.....	94
III-5-2-4-Interprétation du profil sismique N°4.....	94
III-5-2-5- Interprétation du Profil sismique N°5.....	95
III-6-Conclusion.....	101
Conclusion générale	102

Liste des figures

Figure. I.1. Carte des bassins algériens.....	04
Figure. I.2. Carte de situation du bassin de BERKINE.....	05
Figure. I.3. Colonne lithologique synthétique du bassin de Berkine	09
Figure .I.4. Coupe synthétique du Bassin de Berkine.....	11
Figure. I.5. Situation de la zone d'étude sur la carte du domaine minier algérien.....	12
Figure .I.6. Localisation de la zone d'étude dans le bassin de Berkine.....	13
Figure .I.7. Piégeage et migration dans le bassin de Berkine Ouest.....	15
Figure .I.8. Types de pièges. (A) Piège structural de type anticlinal, (B) Piège structural par faille, (C) Piège stratigraphique par lentille sableuse et biseau sous discordances. (D) Piège mixte lié à un dôme de sel.....	17
Figure. II.1. L'espace d'accommodation (In COE, A.L & al. 2003).....	20
Figure. II.2. Progradation, aggradation et rétrogradation (POMEROL et al. 2000).....	21
Figure. II.3. Para séquence (EMERY & MYERS, 1996).....	22
Figure. II.4. Classification morpho-séquentielle.....	23
Figure. II.5. Modèle des différents cortèges sédimentaires (VAIL. 1987 in ADIAS, A. 2013).....	24
Figure. II.6. Variations du niveau marin, surfaces remarquables et Cortèges de dépôt dans le modèle d'Exxon (BOULVAIN, F, 2014).....	25
Figure. II.7. Les limites des séquences (CATUNEAUNU et al. 2011, in SEPMSTRATA).....	26
Figure. II.8. séquence de dépôt et les systèmes tracts (HUNT D et TUCKER M, 1992).....	28
Figure. II.9. Cortèges sédimentaires de la séquence 01 du puits well1.....	30
Figure. II.10. Cortèges sédimentaires de la séquence 02 du puits well1.....	31
Figure. II.11. Cortèges sédimentaires de la séquence 03 du puits well1.....	32
Figure. II.12. Cortèges sédimentaires de la séquence 01 du puits well2.....	34
Figure. II.13. Cortèges sédimentaires de la séquence 02 du puits well2.....	35
Figure. II.14. Cortèges sédimentaires de la séquence 03 du puits well2.....	36
Figure. II.15. Cortèges sédimentaires de la séquence 01 du puits well7.....	37
Figure. II.16. Cortèges sédimentaires de la séquence 02 du puits well7.....	38

Figure. II.17. Cortèges sédimentaires de la séquence 03 du puits well7.....	39
Figure. II.18. Corrélation diagraphique à travers les sondages well1, well2 et well7.....	41
Figure. II.19. Exemple d'identification de la lithologie par le jeu de Gamma-Ray (D'après ALIOUANE & HACINE, 2010).....	44
Figure. II.20. Carte de position des profiles de corrélation.....	45
Figure. II.21. Corrélation lithostratigraphique à travers les puits ; well1, well5 et well6.....	46
Figure. II.22. Corrélation lithostratigraphique à travers les puits ; well1, well2, well4 et well7.....	47
Figure. II.23. Corrélation litho stratigraphique de l'unité M0 passant par les puits well1, well5 et well6.....	49
Figure. II.24. Corrélation litho stratigraphique de l'unité M0 passant par les puits well1, well2, well4 et well7.....	49
Figure. II.25. Corrélation litho stratigraphique de l'unité M1 passant par les puits well1, well5 et well6.....	51
Figure. II.26. Corrélation litho stratigraphique de l'unité M1 passant par les puits well1, well2, well4 et well7.....	51
Figure. II.27. Corrélation lithostratigraphique de l'unité M2 passant par les puits well1, well5 et well6.....	53
Figure. II.28. Corrélation lithostratigraphique de l'unité M2 passant par les puits well1, well2, well4 et well7.....	53
Figure. II.29. Corrélation lithostratigraphique de l'unité A1 passant par les puits well1, well5 et well6.....	55
Figure. II.30. Corrélation lithostratigraphique de l'unité A1 passant par les puits well1, well2, well4 et well7.....	55
Figure. II.31. Corrélation lithostratigraphique de l'unité A2 passant par les puits well1, well5 et well6.....	57
Figure. II.32. Corrélation lithostratigraphique de l'unité A2 passant par les puits well1, well2, well4 et well7.....	57
Figure. II.33. Corrélation lithostratigraphique de l'unité B1 passant par les puits well1, well5 et well6.....	59
Figure. II.34. Corrélation lithostratigraphique de l'unité B1 passant par les puits well1, well2, well4 et well7.....	59
Figure. II.35. Corrélation lithostratigraphique de l'unité B2 passant par les puits well1, well5 et well6.....	61
Figure. II.36. Corrélation lithostratigraphique de l'unité B2 passant par les puits well1, well2, well4 et well7.....	61
Figure. II.37. Carte en isopaque de l'unité M0.....	62

Figure. II.38. Carte en isopaque de l'unité M1.....	63
Figure. II.39. Carte en isopaque de l'unité M2.....	64
Figure. II.40. Carte en isopaque de l'unité A1.....	65
Figure. II.41. Carte en isopaque de l'unité A2.....	66
Figure. II.42. Carte en isopaque de l'unité B1.....	67
Figure. II.43. Carte en isopaque de l'unité B2.....	68
Figure. II.44. Carte en isopaque de l'unité Gédinienne.....	69
Figure. II.45. Echelle des temps géologiques paléozoïque ainsi que son zoom au Siluro-Dévonien.....	72
Figure. II.46. Technique standard de préparation palynologique.....	74
Figure. III.1. Réseau de faille de la zone d'étude.....	81
Figure. III.2. Histogramme des nombres de failles.....	83
Figure. III.3. Histogramme des pourcentages des nombres de failles.....	83
Figure. III.4. Histogramme des longueurs de failles.....	84
Figure. III.5. Histogramme des pourcentages des longueurs de failles.....	84
Figure. III.6. Analyse globales de toutes les directions de failles.....	85
Figure. III.7. Analyse de la direction nord-sud.....	86
Figure. III.8. Analyse de la direction nord-est/sud-ouest.....	87
Figure. III.9. Analyse de la direction est-ouest.....	88
Figure. III.10. Analyse de la direction nord-ouest/sud-est.....	89
Figure. III.11. Carte en isobathe au toit de l'unité M2 de la région de Taouil et RhourdeHelma.....	91
Figure. III.12. Plan de position des sections sismiques et des puits étudiés.....	93
Figure. III.13. Profil sismique N°1 (sud-ouest/nord-est).....	96
Figure. III.14. Profil sismique N°2 (nord-sud).....	97
Figure. III.15. Profil sismique N°3 (est-ouest).....	98
Figure. III.16. Profil sismique N°4 (nord-ouest /sud-est).....	99
Figure. III.17. Profil sismique N°5 (nord-ouest/sud-est).....	100

Liste des tableaux

Tableau. II. 01 : Radioactivité de certaines roches sédimentaires.....	43
Tableau. II. 02 : Puits well1 carottés au niveau de L'unité A1 et M2.....	75
Tableau. II. 03. Puits well2 carottés au niveau de L'unité A1 et Gédinnien.....	76
Tableau.III. 04 : Récapitulatif du calcul et statistique du réseau de faille de la zone Taouil-REH générés par Fracaflo.....	82

I. Introduction :

Les hydrocarbures occupent le premier rang des exportations algériennes, ce qui exige des compagnies pétrolières, nationales ou étrangères, d'être toujours plus performantes sur le plan de l'exploration et de la production.

Plusieurs techniques de prospections ont été développées dans ce domaine et la diagraphie est une qui est une des méthodes les plus utilisées aujourd'hui. Elle est directement utilisée des puits d'exploration, l'analyse des enregistrements des logs composites fournit quelques réponses rapides aux questions suivantes :

- Quelles sont les formations qui pourraient être des réservoirs potentiels d'hydrocarbure ?
- Quelle est la nature du fluide en place, gaz ou huile ?
- Quelles sont les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs (porosité, perméabilité et saturation en hydrocarbures) ?
- Quels sont les volumes exacts en place et quel est leur taux de récupération.
- Quelle sont les extensions réelles de ces niveaux réservoirs (verticales et latérale) ?

Dans certains cas, aux réponses évidentes et rapides à ce type de questions, le plus souvent une étude détaillée de ces enregistrements est nécessaire.

Une bonne connaissance de la géologie de la région d'étude ainsi que celle des comportements des outils de prospection et de leurs limites d'investigation sont nécessaires à la définition de la lithologie et de la sédimentologie, à l'identification des fluides en place ainsi qu'à l'évaluation des paramètres pétrophysiques des formations.

I.1. Problématique et objectif du travail :

L'activité d'exploration dans le bassin de Berkine a commencé vers la fin des années cinquante par la découverte du gaz et du condensât en 1958 dans les Quartzites de Hamra (Ordovicien) et dans les réservoirs triasiques. Des centaines de puits ont été forés ayant pour résultat des découvertes d'un important nombre de gisements d'huile et de gaz. Cependant ce bassin reste l'un des moins explorés dans cette partie de la province Orientale.

Les travaux récents de prospection ont mis en évidence de nouvelles accumulations d'hydrocarbures, et montrent également que cette zone peut receler des réserves importantes dans d'autres formations hors Ordovicien (Quartzites Hamra et Dalle de M'Kratta) et Trias (Trias Argilo Gréseux Supérieur et Inférieur).

Les avancées technologiques et l'acquisition de nouveaux outils nous ont permis d'évaluer et de détecter des niveaux subtils, à hydrocarbures dans les formations siluriennes communément appelée dans le jargon pétrolier le Silurien Argilo Gréseux « SAG ».

Le SAG présente une grande complexité, celle-ci se résume entre autres en une extension mal connue des différentes unités, une continuité des corps gréseux non maîtrisée et son évaluation diagrapique qui reste assez difficile, au vu des phénomènes de basses résistivités qui pourraient l'affecter.

À cela s'ajoute les profondeurs de dépôts qui dépassent parfois les 5000m. Ces dernières rendent les opérations de forage très coûteuses et risquées (durées de forage importantes, coincements fréquents, pertes de boue et d'outils, mauvaises cimentations des casings ...etc.)

Notre travail s'est appuyé sur une analyse détaillée des diagrapies (Gamma Ray, Gamma Ray Spectral), des corrélations lithologiques et un découpage séquentiel. Les supports informatiques utilisés sont majoritairement PETREL de Schlumberger et d'autres logiciels graphiques comme Illustrator...etc.

1.2.2.1. Le Bassin de Berkine

Le Bassin de Berkine, intracratonique, se situe dans la partie nord-est de la plate-forme saharienne. Et couvre une superficie globale de 102 395 km², il est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures. Et se présente essentiellement en trois zones pétrolières.

1.2.2.2. Dépression sud-est triasique

Elle se superpose pratiquement à l'actuel sillon salifère de Dorbane et à ses extensions vers le sud-ouest. Cette région constitue la zone tampon entre le môle d'Amguid-Hassi Messaoud à l'ouest et le bassin de Berkine à l'est. Elle est caractérisée par les développements des réservoirs du Paléozoïque et du TAGI-TAGS aux quels sont associés les principaux gisements et découvertes connus : RhourdeNouss, GassiTouil, Gassi El Adem, Hassi Chergui, Brides, RhourdeAdra, Rhourde Chouf. Ces découvertes d'huile, de gaz et condensat sont associées principalement aux réservoirs triasiques et quartzites de Hamra, et à des structures de grande amplitude délimitées généralement par des systèmes de failles inverses à grands rejets.

1.2.2.3. Dépression de Dahar

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

1.2.2.4. Dépression de Berkine

La région est topographiquement caractérisée par une épaisse couverture dunaire de l'Erg oriental. Il s'agit d'une vaste dépression paléozoïque où le socle se situerait à plus de 6 000 mètres de profondeur. Sa partie centrale reste peu affectée par l'érosion hercynienne où la série terminale du Carbonifère est préservée. Sur les remontées structurales vers les bords du bassin, les séries paléozoïques sont successivement affectées par les érosions hercyniennes. Les pourtours du Bassin stricto sensu sont caractérisés par les développements du Siluro-dévonien sous le Mésozoïque.

Le bassin est limité à l'ouest par les axes structuraux de RhourdeNouss et au Sud par le vieux môle d'Ahara-El Ouar, d'orientation est-ouest, qui le sépare du Bassin d'Illizi. En raison de

I.4. Cadre géologique du Bassin de Berkine dans la plateforme saharienne orientale :

Le Bassin intracratonique de Berkine paléomésocénozoïque fait partie de la plateforme saharienne orientale. Il forme une dépression plus ou moins ovale montrant une épaisse couverture sédimentaire dépassant 6000 m, il est limité :

- au Nord, par le Môle de Dahar de direction est-ouest qui correspond à une zone haute qui se situe dans le prolongement oriental de la voûte de Tlrhemt-Môle de Talemzane ;
- à l'Ouest, par le môle d'Amguid-El-Biod, de direction subméridienne, et qui correspond au trend structural majeur Gassi Touil-Rhoude El Baguel ;
- au Sud, par le môle d'Ahara, correspondant en surface au plateau de Tinhert. Cette structure tabulaire d'orientation est-ouest, les séparant du bassin d'Illizi, situé au pied des Tassilis externes ;
- à l'Est, par le bassin de syrte, (HARROUCHE Y et DEMICHE S, 2013).

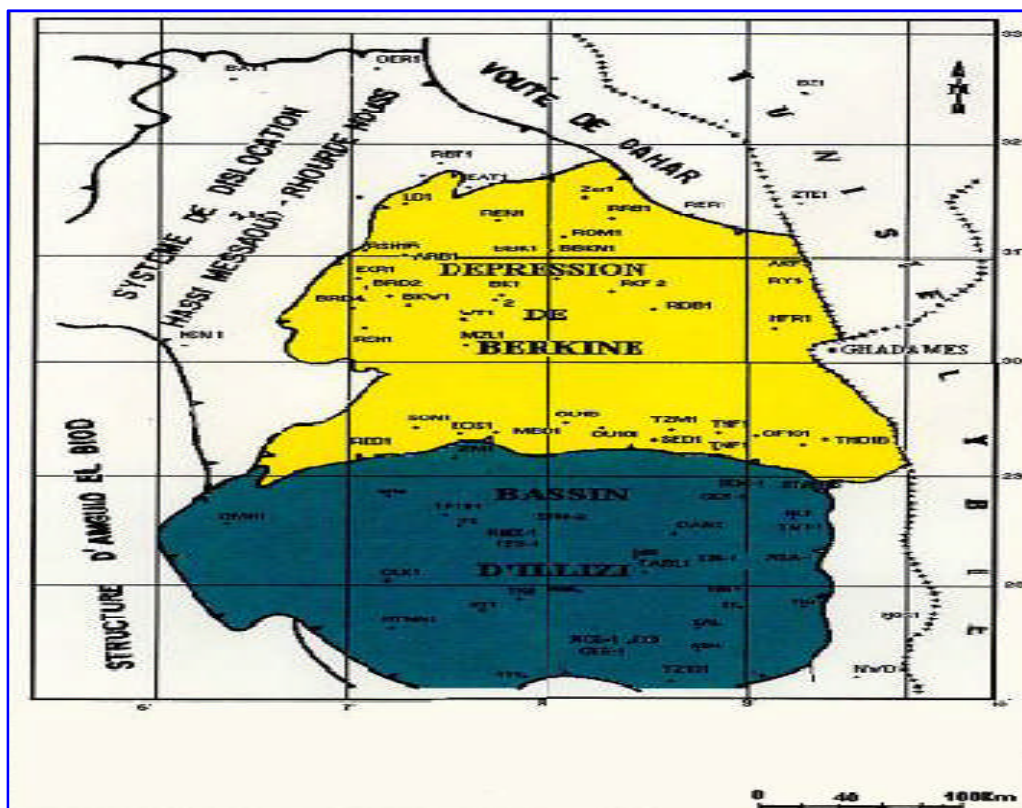


Figure. I.2 : Carte de situation du bassin de BERKINE (SONATRACH 2012)

I.4.1. Stratigraphie

La série sédimentaire du Bassin de Berkine débute du Cambrien jusqu'au Cénozoïque. Les corrélations régionales mettent en évidence des variations latérales de faciès et d'importantes discontinuités (Askri et al ; 1999).

I.4.1.1. Le socle

Le socle composé de roches précambriennes sur lesquelles reposent endiscordance les formations paléozoïques.

I.4.1.2. Le Paléozoïque

Le Cambrien

Le Cambrien est constitué de dépôts fluviatiles, mais il (Cambrien) reste encore mal défini à cause de l'absence d'une faune caractéristique, il représente les dépôts fluviatiles entre l'Ordovicien et le Précambrien (Boudjemâa, 1987).

Le Cambro-ordovicien

Est constitué de deux ensembles, un gréseux à grès isométriques bien classés, glauconieux riches en Tigillite et en Lingulida. Les spores et la microfaune rencontrées indiqueraient un âge Trémadoc inférieur selon Combaz (1967) et suggèrent une sédimentation d'abord littoral puis franchement marine en milieu calme et peu profond et constituée d'une alternance d'argiles et de grès.

L'Ordovicien

L'Ordovicien est subdivisé en sept formations classées, de bas en haut :

Les argiles d'El Gassinoires, parfois verdâtres ou rougeâtres, carbonatées glauconieuses contenant une faune lui attribuant un âge Trémadoc supérieur et planctonique indiquant un milieu marin.

Les grès d'El Atchanefeldspathiques et localement conglomératiques, glauconieux. Une faune contenant des graptolites et du microplancton leur attribuant un âge Trémadoc, et indiquant un milieu marin.

Les quartzites de Hamra à rare intercalations d'argiles azoïques.

Les grès de Ouarglafins à moyens, quartzitiques, argileux et comportant une faune d'âge Arénig supérieur.

Les argiles d'Azzelnoires, micacées riches en Graptolithes, Brachiopodes, Lamellibranches, Trilobites donnant un âge Lianvirnien à Llandeilien.

Les grès d'Oued Saret argileux ou quartzitiques à bancs d'argiles et à niveaux conglomératiques et admettant au sommet un banc de calcaire ou de dolomie fossilifère donne un âge Caradoc.

Les argiles microconglomératiques silteuses à nombreux galets de quartz admettant parfois, à la base, des grès argileux feldspathiques et parfois quartzitiques (grès d'El Goléa). Ces argiles se seraient déposées en milieu marin lors de la fragmentation du glacier.

Le Silurien

La période géologique correspondant à ce système est caractérisée par une sédimentation Terrigène, fine, argileuse en milieu marin ; son épaisseur moyenne de 600m, ce sont essentiellement des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grès argileux. Les argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme Saharienne.

Le Dévonien

Le Dévonien a suscité le plus d'intérêt pour des raisons variées notamment sa richesse relative en hydrocarbures, la variété de ses faunes, la diversité des faciès, et la grande extension de ses repères lithostratigraphiques. Il est subdivisé en trois grands ensembles :

Le Dévonien inférieur (Gédinnien-Siegénien- Emsien)

Le Dévonien inférieur surmonte en discordance les alternances argilo-gréseuses siluriennes, avec lesquelles il constitue l'équivalent latéral du réservoir F6 (nomenclature pétrolière utilisée dans les bassins de l'Erg oriental). Il montre une grande variation latérale de faciès et montre trois sous-ensembles :

Le Gédinnien formé de grès clair et beige, très fins à fins, compact, siliceux, parfois silico-argileux avec intercalations d'argiles grises-foncées à noires.

Le Siegénien composé de grès, fins à moyens, siliceux à quartzitiques, avec passées et des intercalations d'argiles grises à noires, indurées, silteuses parfois micacées.

Le Emsien constitué par des argiles grises à gris foncé silteuses tendres admettant des passées de silts gris-clair siliceux compact.

Le Dévonien moyen (Eifelien-Givétien)

L'Eifelien est composé de grès gris à gris-blancs, fins à très fins, argilo-carbonaté, moyennement dur et notamment des intercalations d'argiles gris-foncés à noires silteuses indurées.

Le Givétien est composé d'argiles noires et gris clairs, silteuses, tendres et noires, indurées et admettant de minces passées de calcaires gris clairs et blanchâtres à gris et de niveaux argileux, fossilifères.

Le Dévonien supérieur (Frasnien, Famménien, Strunien)

Le Frasnien est formé d'argiles noires à gris clairs, silteuses, tendres et noires indurées montrant de minces passées de calcaires gris clairs et blanchâtres, parfois brun et des niveaux argileux fossilifères.

Le Famménien est caractérisé par des argiles grises foncées-noires, indurées, silteuses, pyriteuses, carbonatées admettant une fine passée de calcaire gris clair, dur parfois gris blanchâtre. Il montre aussi des grès gris clairs à gris blanchâtres à grains très fins et à ciment siliceux.

Le Strunien est constitué de grès gris clairs à gris foncés, fins à très fins, rarement moyen arrondis à subarrondis, bien consolidés, siliceux à silico-quartzitiques, avec un passé d'argiles, gris foncées à noires indurées, silteuses à silto-sableuses, feuilletées, micacées.

Le Carbonifère

Dans le Bassin de Berkine, l'épaisseur totale du Carbonifère est de l'ordre de 900 à 1050 m (Legrand, 1985 ; Coquel et Massa, 1993). La série est considérée comme complète et montre tous les termes depuis le Tournaisien jusqu'à la série dite de Tiguentourine (Stephano- Autunien).

Il est caractérisé par des sédiments essentiellement fins, montrant parfois des passés carbonatés fossilifères ou anhydritiques, devenant de plus en plus lagunaires à continentaux où alternent des grès clairs des argiles rouges et des calcaires.

1.4.1.3. Le Mésozoïque

Le Mésozoïque repose en discordance sur les dépôts Paléozoïques. Il débute par la série de Zarzaïtine d'âge triasique et se termine par le Maestrichtien qui affleure dans la partie nord-est du plateau de Tinhert.

Le Mésozoïque peut être subdivisé en deux grands ensembles :

L'ensemble inférieur essentiellement grés-argileux avec des passés de calcaires allant du keuper à l'Albo-Vraconien.

L'ensemble supérieur caractérisé par des marnes, des calcaires, des dolomies et de rares bancs de grès allant du Cénomaniens au Sénonien.

1.4.1.4. Le Cénozoïque

Le Cénozoïque est marqué par une sédimentation détritique soulignant ainsi une régression généralisée dans toute la plateforme saharienne.

	Age	Formation	Lithologie		Environnement de dépôt	
Mésozoïque	QT	Quaternaire		Grès	Alternance	
	TERT	Mio-Pliocène		Grès, Dolomie/Calcaire	Marin - Lagunaire	
	Crétacé	Senonien	Carbonates		Dolomie, Argile	Alternance Marin - Lagunaire
			Anhydrite		Anhydrite, Dolomie	
			Sel		Sel	
		Turonien			Calcaire, Argile	Fluvio-Lacustre Continental
		Cenomanien			Grès, Lignite	
		Albien			Dolomie	
		Aptien			Grès, Argiles, Lignites	
		Barremien			Argiles, Grès, Dolomie	
		Néocomien			Argiles, Grès, Anhydrite, Dolomie	
	Jurassique	Malm			Argiles	Laguno-marin
					Argiles, Calcaire	
		Dagget	Argileux		Argiles, Calcaire	Lagunaire Continental
			Lagunaire		Anhydrite, Argiles	
		Lias	Anhydrite		Sel	
			Sel		Calcaire	
			Horizon B		Anhydrite, Argiles	
			S1+S2		Sel	
			S3		Argiles, Anhydrite	
Trias	D2			Sel	Discordance Hercynienne	
	S2			Argiles, Silts, Anhydrites, Dolomie		
	ARG CARB/TAGS			Grès, Silts, Argiles rouges		
	TAGI					
Paléozoïque	Carbonifère	Viséen	Peneplanation		Fluvio-lacustre marin-continental peu profond	
			RKF			
	Dévonien	Strunien		Grès, Argiles	Marin profond	
		Famménien		Grès, Silts, Argiles		
		Frasnien		Argiles		
		Givétien-Eifelien		Argiles		
		Emsien		Argiles		
		Siegenien		Grès, Argiles		
		Gédinien		Grès, Argiles		
				Grès Massif		
	Cambrien	Silurien		Argiles	Marin peu Profond	
		Ordovicien		Grès, Argiles		
		Cambro-Ordovicien		Grès, Argiles		
		Cambrien		Grès		Deltaïque

Figure. I.3. Colonne lithologique synthétique du bassin de Berkine (Boudjema, 1987).

I.4.2. Evolution tectonique du Bassin de Berkine :

Le bassin a été profondément affecté par les mouvements hercyniens, qui ont conduit à l'image de l'écorché anté-Mésozoïque, montrant une forte érosion des séries paléozoïques à la discordance hercynienne. Ce Bassin dans sa configuration actuelle, résulte de la superposition de deux Bassins (Paléozoïque et Mésozoïque). Sa configuration détaillée est beaucoup plus complexe. Elle résulte de la conjugaison des effets des phases majeurs. Ces différentes phases tectoniques sont :

I.4.2.1. La Phase Panafricaine

C'est une phase précambrienne caractérisée par des accidents subméridiens verticaux, dus à une collision entre la partie Ouest africaine rigide et la partie Est moins rigide.

I.4.2.2. La Distension Cambro-Ordovicienne

C'est une période d'érosion importante qui a nivelé les structures et les reliefs, les variations d'épaisseur et de faciès de part et d'autre d'accidents Nord-sud, sont visibles au niveau des séries Cambro-ordoviciennes indiquant l'instabilité tectonique accompagnant leurs dépôts.

I.4.2.3. Compression tectonique

C'est une phase de compression le long des failles Nord-sud de la distension précédente donnant naissance à l'architecture du bassin actuel.

I.4.2.4. Distension Silurienne

C'est la phase de distension qui correspond à la fonte d'une calotte glaciaire et qui engendre des dépôts d'argiles noirs.

I.4.2.3. Compression Calédonienne

C'est une phase de soulèvement général, suivi d'une période détritique, elles ont lieu entre le Silurien et le Dévonien.

I.4.2.4. La Phase Dévonienne :

Elle est caractérisée :

- **Au Dévonien inférieur** : par des variations d'épaisseur et de faciès préexistants le long des axes structuraux subméridiens qui indiquent une phase distensive.
- **Au Dévonien moyen et supérieur** : par une période d'érosion appelée discordance Frasnienne.

I.4.2.5. La Discordance Hercynienne :

Elle est caractérisée par l'arrêt de la sédimentation carbonifère et des dépôts lagunaires (Argile rouge et Gypse). Cette phase tectonique a touché surtout le Nord du bassin de Berkine. La discordance hercynienne a permis de mettre en contact le Trias et les roches mère du Silurien et du Frasnien.

I.4.2.6. La Phase Autrichienne

C'est une phase de compression est-ouest qui a causé une inversion structurale, les failles normales créées pendant la séquence Trias Lias se sont inversées durant cette phase.

1.4.2.7. La Phase Pyrénéenne

C'est une phase de direction nord-ouest/sud-est qui a donné naissance à de nombreux anticlinaux.

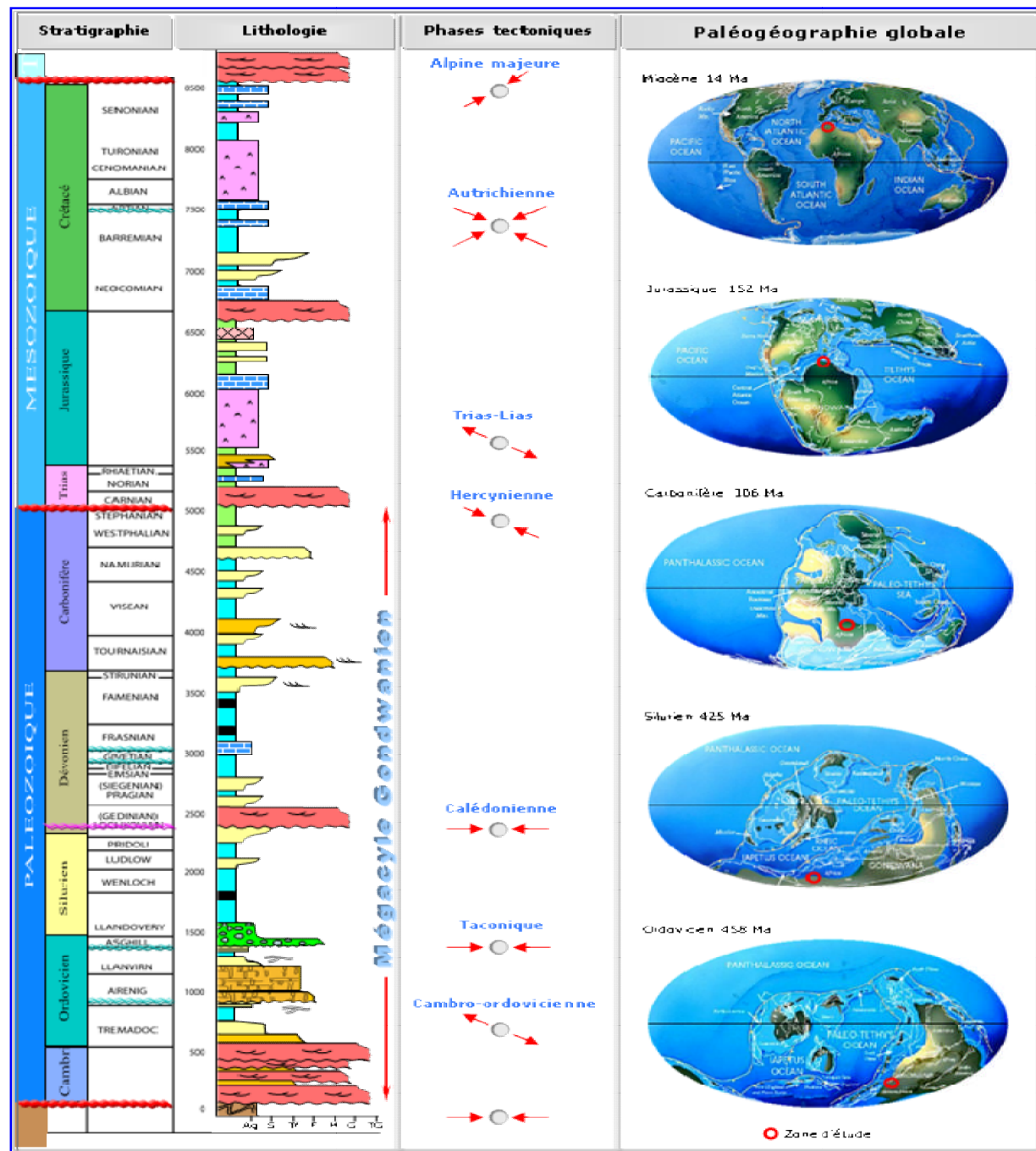


Figure. I. 4. Coupe synthétique du Bassin de Berkin (GHENIMASma Fethia, 2012– modifié)

1.5. Présentation de la zone d'étude

1.5.1. Contexte géographique de la zone d'étude

La zone d'étude se situe dans la partie sud-est du domaine minier algérien, elle présente une géologie analogue à celle de la plateforme saharienne, et similaire à celle du Bassin de Berkine.

Elle occupe la partie Ouest du Bassin Berkine, qui est situé dans la partie orientale du Grand Sahara algérien. Ce dernier occupe une superficie voisine de 120000 Km², et s'inscrit dans un polygone délimité par les latitudes 29°N et 32°N, et les longitudes 6°00E et 10°00E. C'est une région d'accès difficile à cause de son ennoyage sous l'épaisse couverture dunaire du Grand Erg oriental.

La zone d'étude quant à elle s'étale entre les latitudes 30°00'N et 30°30'N et les longitudes 06°45'E et 07°15'E, (LACEB S CHENNA K et ZENILE F, 2017).

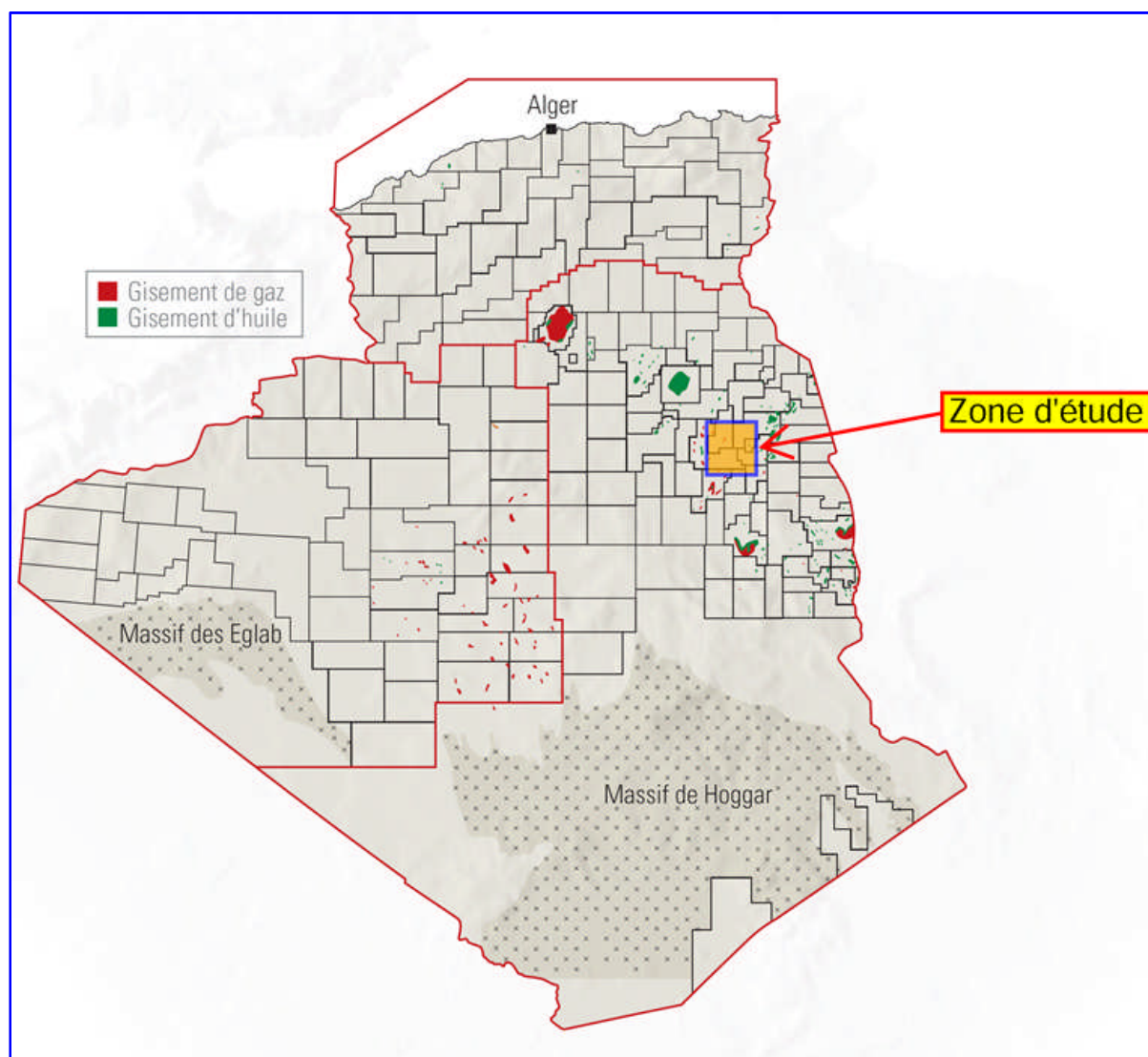


Figure. I. 5. Situation de la zone d'étude sur la carte du domaine minier algérien. (Document SONATRACH 2012).

1.5.2. Contexte géologique de la zone d'étude

La région de Taouil est située dans la partie Est de la province sud-est triasique. Cette dernière a été le siège de mouvements tectoniques polyphasés ayant généré des trends structuraux principalement d'orientation nord-est/sud-ouest, est-ouest et nord-sud, analogues à ceux qui caractérisent tout le Bassin de Berkine (dans sa partie Ouest), (HAMZAOUI D et HASSAIM M, 2017).

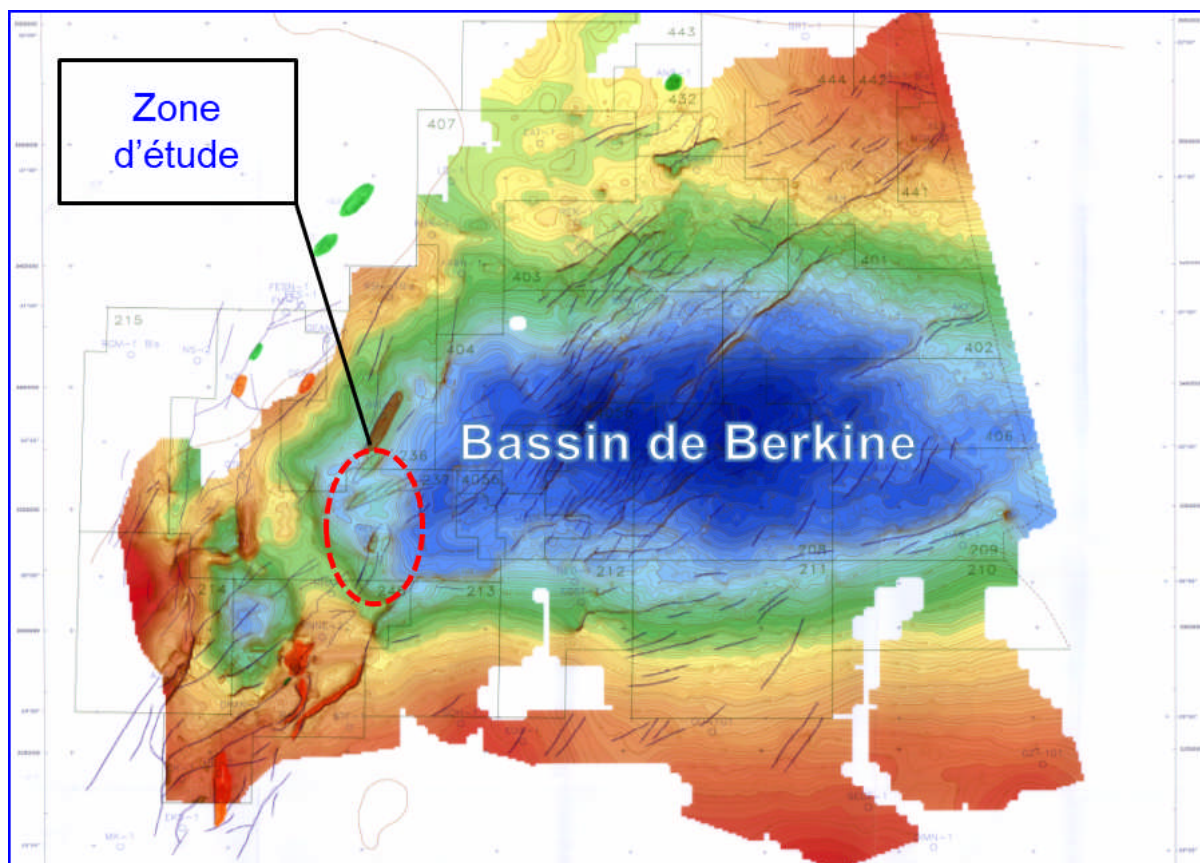


Figure. I.6. Localisation de la zone d'étude dans le bassin de Berkine. (Document SONATRACH 2012).

1.5.3. Aperçu structural de la zone d'étude

L'aspect structural actuel de la zone étudiée est essentiellement hérité de plusieurs mouvements tectoniques régionaux importants suivants :

- Les mouvements hercyniens sont caractérisés par deux phases de compression majeures. La première phase dont la contrainte principale est orientée à N40° est d'âge Viséen. La seconde phase dite paroxysmale est d'âge Post Namurien, elle est orientée suivant la direction N120° et a engendrée la plupart des structures majeures de la plateforme saharienne. Elle se manifeste par l'érosion graduelle des termes supérieurs du Paléozoïque à l'échelle du Bassin de Berkine. Sur la zone de Brides Ouest, les mouvements hercyniens ont engendré des reliefs résiduels qui ont eu un impact sur la distribution des zones de sédimentation post Trias.
- La phase distensive Trias–Lias, en rapport avec l'ouverture de l'Atlantique Nord, est responsable de la création des failles nord-est/sud-ouest, du basculement des blocs et les variations importantes d'épaisseur des formations triasiques et liasiques.
- Les mouvements autrichiens, ayant un régime de contraintes compressives, de direction Est-Ouest, sont les mouvements clés dans cette région. Ils sont responsables des piégeages sur les principaux gisements, ainsi que de la dismigration et de la destruction de certains pièges hercyniens et notamment sur les régions occidentales (Allenda - Ramade).

Enfin, les mouvements tectoniques Alpines/Atlasiques d'âge Tertiaire, ayant des contraintes orientées selon la direction nord-ouest/sud-est, sont de type transgressif et ont essentiellement contribué au remodelage des grandes structures existantes, de certaines régions à l'image des structures de Brides et de Taouil, (HAMZAOUI D et HASSAIM M, 2017).

1.6. Le système pétrolier :

Un système pétrolier est défini par la roche mère, le réservoir, la couverture, le piège et la migration, le tout est contrôlé par le timing qui est la phase cruciale.

Des processus d'expulsion, de migration secondaire et d'accumulation sont nécessaires pour l'emmagasinement des hydrocarbures dans des pièges, structuraux et/ou stratigraphiques, mis en place avant la phase des hydrocarbures, critère impératif pour leur exploitation, (Wec,2007).

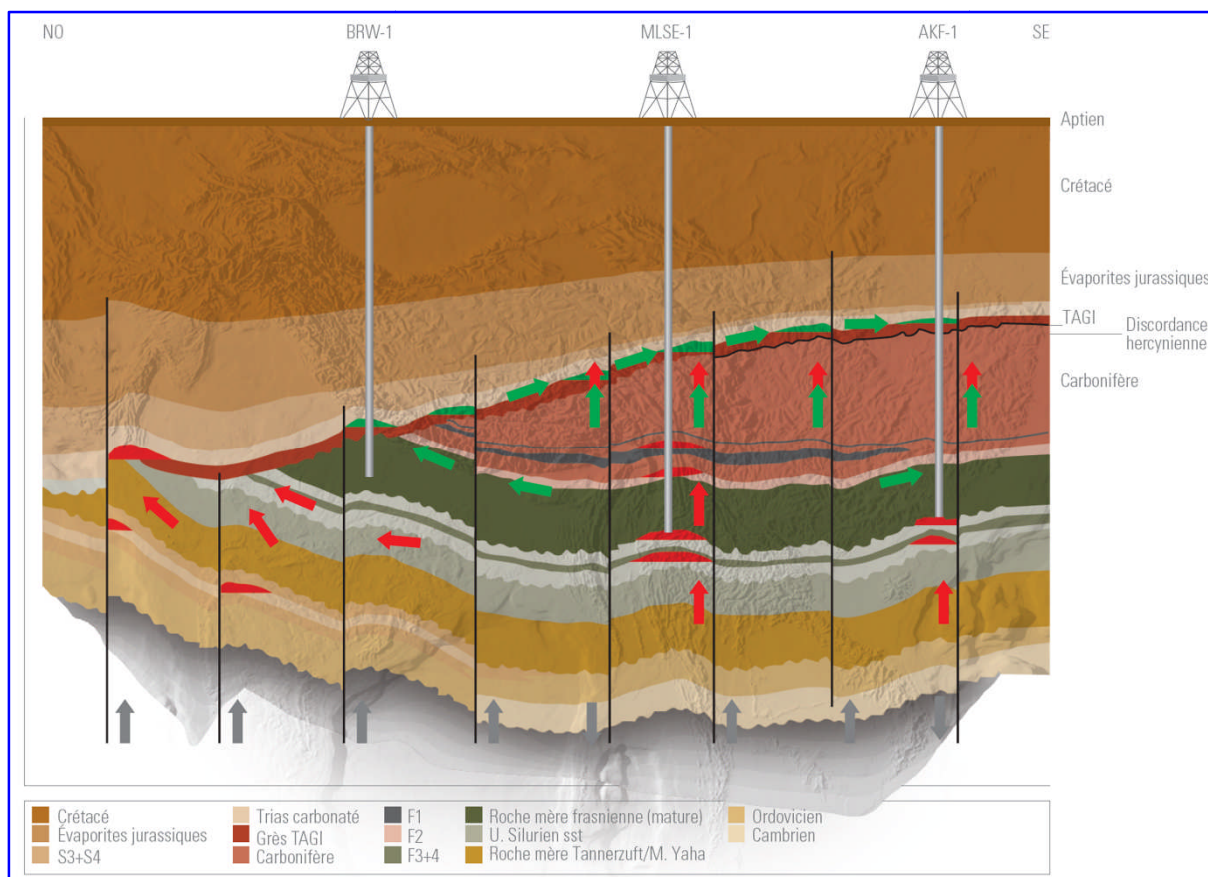


Figure. I.7. Piégeage et migration dans le bassin de Berkine Ouest. (WEC 2007)

1.6.1. La roche mère

La roche mère, élément essentiel dans le système pétrolier, doit contenir de la matière organique. Celle-ci se présente soit sous forme dispersée et dépassent rarement les 5% dans les argiles, soit sous forme accumulée dans les charbons (Durand, 1980 ;Combaz, 1980; Tissot et Welte, 1992).

Les températures de maturation de la matière organique, dont un gradient géothermique se situe autour de 3000 mètres de profondeur à des températures comprises entre 50 ° et 150 °C pour l'huile et entre 120 ° à 200 °C pour le gaz (Chamely, 1987), (Wec,2007).

1.6.1.1. La roche mère silurienne

La roche mère silurienne a une composition argileuse riche en graptolites, contenant de la matière organique d'origine marine. Elle a subi un enfouissement au Carbonifère (Tournaisien) qu'il l'a porté dans les conditions de fenêtre à huile avant la phase hercynienne précoce et qui s'est soldé par la génération d'huile. Cette roche a connu une deuxième phase de maturation au Crétacé qui a généré du gaz, ayant des teneurs en C.O.T allant de 2 % à 10%. Cette roche a expulsé ses hydrocarbures vers les réservoirs de l'Ordovicien et du Trias, (Wec,2007).

1.6.1.2. La roche mère dévonienne (Frasnienne)

La roche mère dévonienne est d'origine marine ayant des teneurs en C.O.T appréciables qui varient entre 3 et 6 % durant l'enfouissement Carbonifère, n'a expulsé aucun volume d'hydrocarbures, en revanche elle a généré de l'huile à partir du Crétacé supérieur. Cette roche a expulsé des hydrocarbures vers les réservoirs du Strunien, Carbonifère et Trias, (Wec,2007).

1.6.2. Roches réservoirs

Une roche réservoir est une roche suffisamment poreuse et perméable. Capable de contenir et de laisser circuler des hydrocarbures. Il s'agit des grès, sables, carbonates, dolomites ou des roches fracturées. La porosité des roches réservoirs est comprise en général entre 5 à 30% du volume total de la roche.

Dans la région d'étude les principaux réservoirs à hydrocarbures sont ceux du Silurien F6 SAG A2, A1, M2 et M0, (Wec,2007).

1.6.3. Roches couvertures

Une roche couverture est une roche imperméable ayant pour rôle de préserver les hydrocarbures accumulés dans les roches réservoirs.

Les roches couvertures des réservoirs Paléozoïques sont assurées par les argiles du Famménien pour le réservoir Dévonien inférieur et par celle du Silurien pour le réservoir Ordovicien.

1.6.4. La Migration

La migration des hydrocarbures, dans cette région, à partir des roches mères du Silurien argileux et du Frasnien est effectuée par voies directes sous la discordance hercynienne, pour les réservoirs Trias inférieur et les unités réservoirs du Silurien F6, et par les réseaux de failles éventuelles pour les réservoirs du Trias supérieur et des Quartzites Hamra (Ordovicien).

1.6.5. Pièges pétroliers

Les pièges pétroliers sont des structures géologiques qui emmagasinent les hydrocarbures. Ils sont de trois types :

- 1- Les pièges structuraux, correspondant à des structures géologiques qui permettent l'accumulation des hydrocarbures comme les plis et les failles.
- 2- Les pièges stratigraphiques, correspondant à des zones de variation latérale de faciès et donc de porosité et de perméabilité.
- 3- Pièges mixtes, combinant les structures géologiques et lithologiques, comme les Diapirs de sel.

Le piégeage des hydrocarbures dans cette région est essentiellement de type Stratigraphique, pour les unités du Silurien F6.

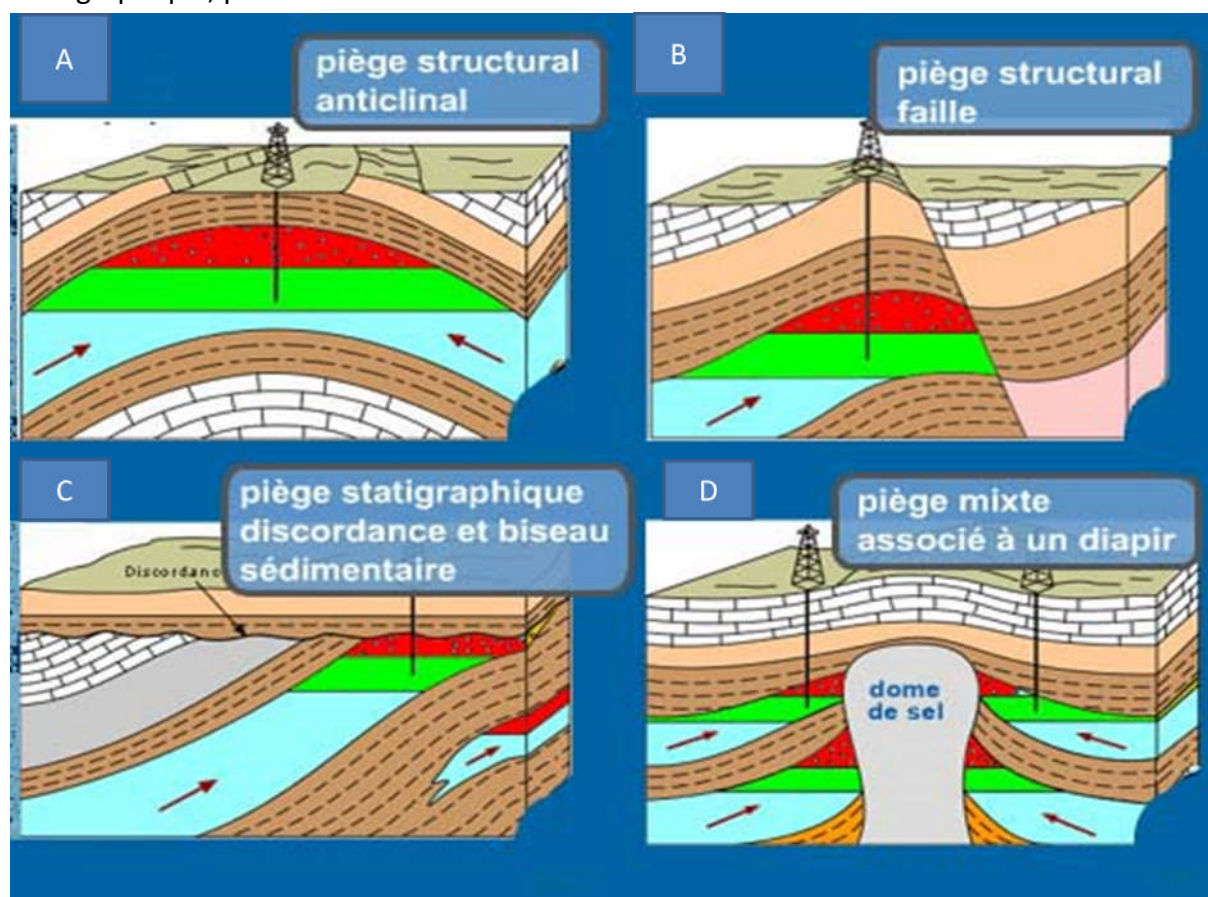


Figure. I.8. Types de pièges. (A) Piège structural de type anticlinal, (B) Piège structural par faille, (C) Piège stratigraphique par lentille sableuse et biseau sous discordances. (D) Piège mixte lié à un dôme de sel.

II.Introduction :

Le Silurien F6 est une épaisse série sédimentaire de plusieurs centaines de mètres, dépassant les 900m à Berkine, silico-clastique, d'origine Fulvio deltaïque, composée d'une alternance d'unités argileuses. Il est subdivisé en deux parties appelées le Silurien Argileux à la base et Silurien Argilo Gréseux au sommet.

Le Silurien Argileux est formé par une épaisse formation purement argileuse, pouvant atteindre les 450m d'épaisseur, contenant à la base des niveaux à graptolithes, qui sont considérés comme la roche mère principale de la plate forme Saharienne.

Le Silurien Argilo Gréseux quant à lui est constitué par des alternances des niveaux de grès et d'argiles, déposé dans un milieu marin peu profond, avec une forte influence de marée. Cette série argilo-gréseuse montre une progradation globale du Sud vers le Nord.

Ces niveaux gréseux forment de très bonnes formations réservoirs, et les niveaux argileux constituent des bonnes couvertures pour ces réservoirs

Pour définir les principales caractéristiques sédimentologiques du silurien argilo-gréseux de la région d'étude plusieurs démarches ont été entreprises ;

II.1.Méthodes et outils utilisés :

L'étude sédimentologique et l'analyse séquentielles du SAG (Silurien-Argilo-Gréseux) de la région de Taouil ont été effectuées sur sept (07) puits ayant traversé cette série.

L'analyse séquentielle a été menée sur la base des enregistrements diagraphiques des formations traversées. Elles se résument en l'analyse et l'interprétation des électro-séquences positives (granodécroissante) ou des électro-séquences négatives (granodécroissante).

Au cours de cette étude, les étapes suivantes ont été réalisées :

- Découpages lithologiques du Silurien Argilo-Gréseux.
- Habillage lithologique des diagraphies GR, basé sur les données du log lithologique de forage.
- Analyse séquentielle avec diagraphies.
- Etablissement de corrélations entre les puits.
- Elaboration des cartes en isopaques afin de visualiser la géométrie tridimensionnelle des corps sédimentaires.

II.2.Approche Sédimentologie par La Stratigraphie Séquentielle :

II.2.1. La stratigraphie séquentielle :

La stratigraphie séquentielle permet de définir dans l'espace et dans le temps les agencements des dépôts sédimentaires génétiquement liés. Elle permet aussi de faire une approche des évolutions tecto-eustatiques et glacio-eustatiques dans un bassin sédimentaire et servir à procurer un cadre chrono stratigraphique aux corrélations et à la cartographie des faciès sédimentaires (HERKATM.,2009).

Le découpage nécessite l'intégration d'un cadre géologique régional des données de litho faciès, de microfaciès, de biostratigraphies et de diagraphies.

L'interprétation de ces données permet d'identifier des séquences avec la reconnaissance :

- Des limites de séquences ;
- Des limites de cortèges ;
- Les cortèges sédimentaires.

La stratigraphie séquentielle s'est développée à partir de la stratigraphie sismique, et c'est aux travaux de P.Vail (1977 à 1987) et de l'école d'Exxon que l'on doit cette première.

II.2.2.Définition de la séquence de dépôt :

- D'après les concepts d'Exxon (Vail et al, 1977), la séquence est définie comme étant une succession de séries sédimentaires génétiquement liées et délimitées à la base et au sommet par des discontinuités (LS) "SéquenceBoundary (SB)" ;
- Selon W.E. Galloway, la séquence est définie comme étant une succession de séries sédimentaires génétiquement liées et délimitée à la base et au sommet par un Maximum Flooding Surface (MFS) ;

II.2.3.Concepts de la stratigraphie séquentielle :

II.2.3.1-La notion d'accommodation :

La répartition des sédiments dans un bassin est contrôlée par l'**espace d'accommodation** : place disponible pour la sédimentation, entre le fond du bassin et la surface de l'eau. Cet espace varie dans le temps selon les apports sédimentaires, la subsidence et l'eustatisme.

- **Les apports sédimentaires**: ils comblent l'espace disponible, et forment des séquences de dépôts limitées par des lacunes (en effet le temps n'est pas enregistré en continu à cause des arrêts de sédimentation et de l'érosion).
- **La subsidence** : sous le poids des sédiments le bassin s'enfonce et crée de l'espace d'accommodation.

- **L'eustatisme**: c'est la fluctuation des niveaux marins, directement liée à l'espace d'accommodation. les augmentations du niveau marin sont qualifiées de transgressions, et les baisses de régressions. Ce facteur contrôle l'épaisseur de la tranche d'eau (niveau relatif) et donc principalement l'extension latérale du bassin.

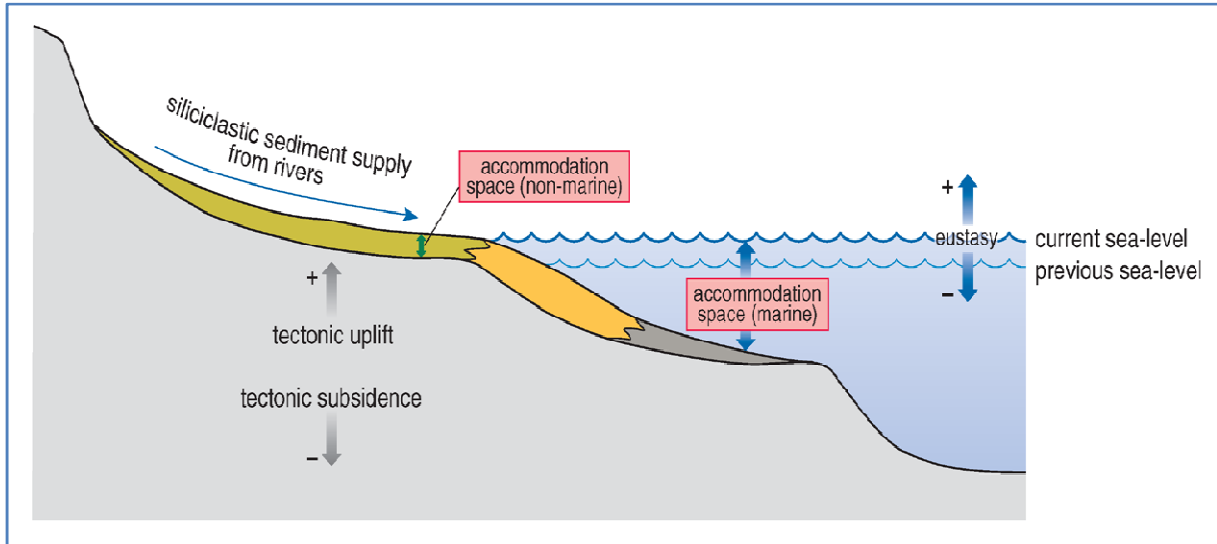


Figure.II.1. l'espace d'accommodation (In COE, A.L & al. 2003).

II.2.4. Séquence, para-séquence et cortèges sédimentaires :

Séquence : Chaque séquence se subdivise en cortèges sédimentaires (PHN, PBN, IT, PBP, CSM) qui eux-mêmes correspondent à la juxtaposition de corps élémentaires appelés para-séquences. Leurs positionnements relatifs vont dépendre du rapport entre le taux d'apport sédimentaire et le taux d'accommodation. Ainsi trois principaux types d'empilements sont possibles.

- Si le taux d'apport est proche d'un équilibre avec le taux de création d'espace, on observera un empilement vertical des paraséquences. Il ya **aggradation**.
- Si le taux de création d'EDS (accommodation) est plus élevé que le taux d'apport, les sédiments gagneront sur le continent. Il ya **rétrogradation**.
- Si le taux de sédimentation est largement plus fort que celui de création d'espace, les sédiments comblent tout cet espace et s'éloignent vers le bassin. On parle de **progradation**.

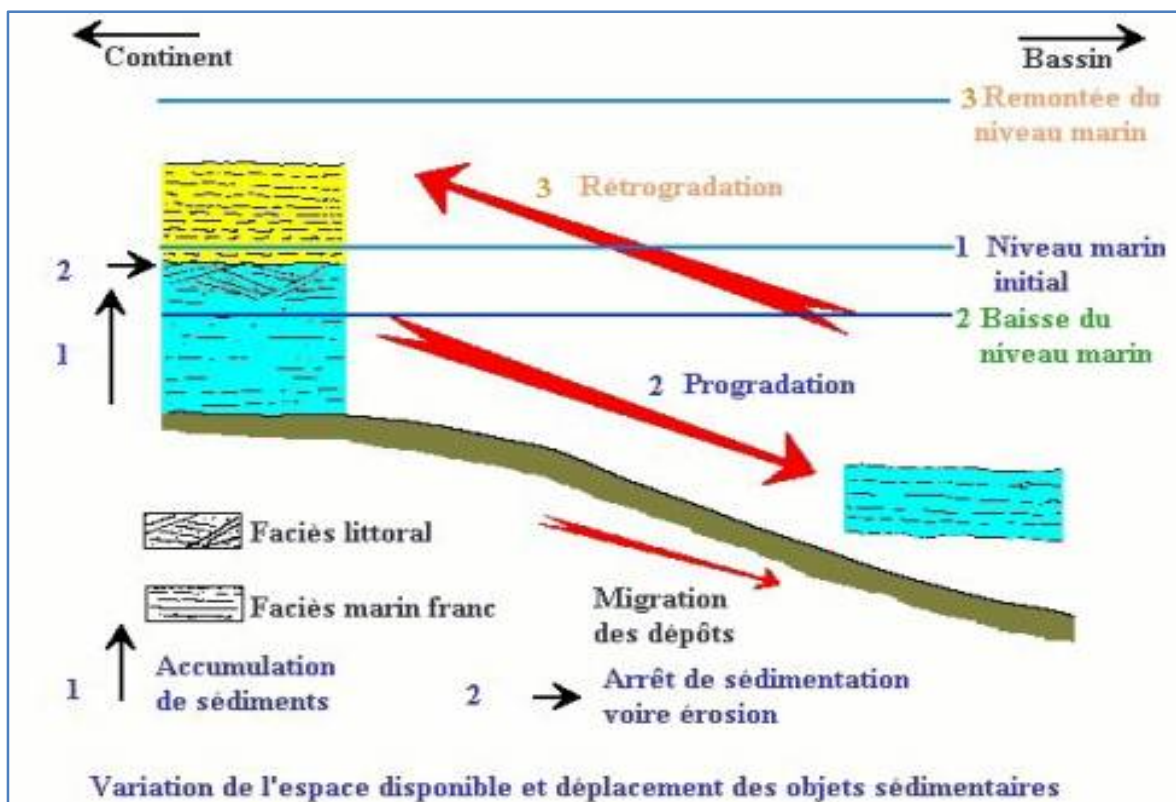


Figure.II.2. Progradation, aggradation et rétrogradation (POMEROL et al. 2000).

Les paraséquences : un ensemble de para séquences constitue un System tract (cortèges de dépôt). La paraséquence est une séquence unitaire de diminution de profondeur d'eau « shallowing up » définie par un faciès argilo-gréseux avec des termes allant du littoral au fluviatile.

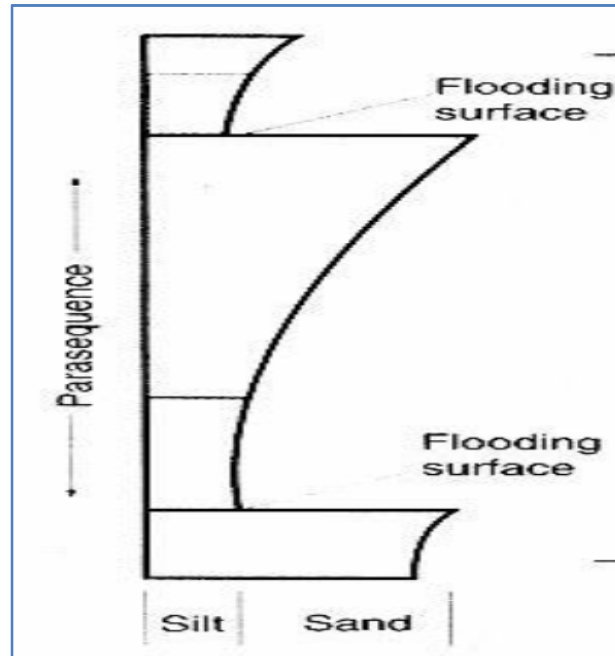


Figure. II.3. Para séquence (EMERY & MYERS, 1996).

II.2.5. Classification morpho-séquentielle :

La classification de la morphologie de la courbe de polarisation du Gamma Ray est la suivante (Figure. II.4) :

- La forme en entonnoir : caractérise un milieu de barres avec un niveau basal graduel.
- La forme en cylindre : caractérise les lits de chenaux en tresses ou le domaine de plage.
- La forme en cloche : relative aux dépôts de chenaux fluviatiles, ou aux dépôts transgressifs, son contact basal est abrupt.
- La forme ovale : caractérise un dépôt tidal.

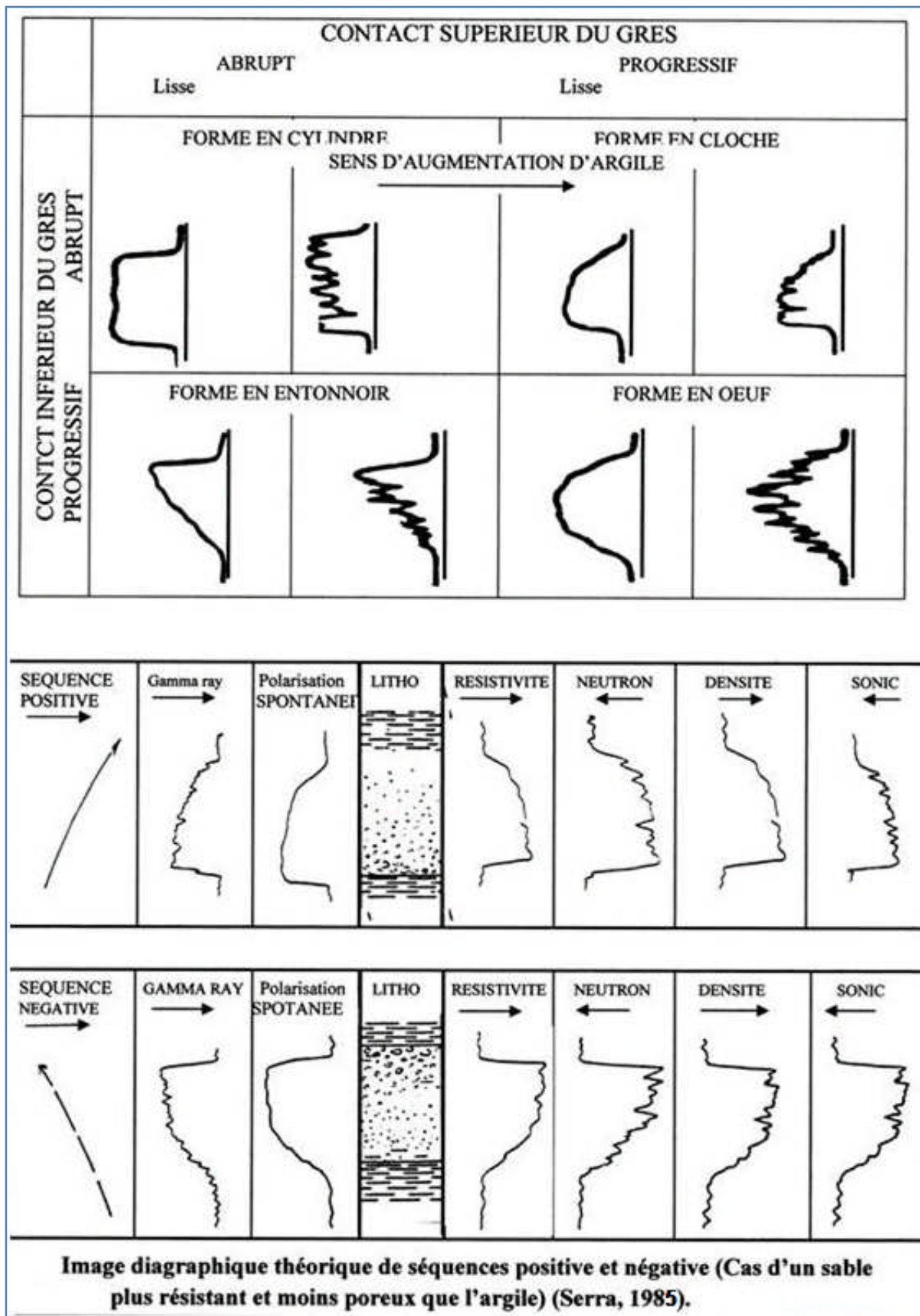


Figure. II.4. Classification morpho-séquentielle (Serra, 1985).

II.2.6. Les cortèges sédimentaires (Les Systems tracts) :

Ils sont considérés comme un ensemble de systèmes de dépôts contemporains ; chaque system tract est composé de paraséquences limitées par des surfaces d'inondation marine.

On considère généralement trois Systems tracts (selon l'école d'Exxon).

- **Prisme de bas niveau marin (LST) :** limité à la base par une discordance SB et au sommet par une surface de transgression ou première surface d'inondation.
- **Un intervalle transgressif (TST) :** limité à la base par la première surface d'inondation et au sommet par une surface d'inondation maximum (MFS).
- **Prisme de haut niveau marin (HST) :** limité à la base par une MFS et au sommet par une discordance.

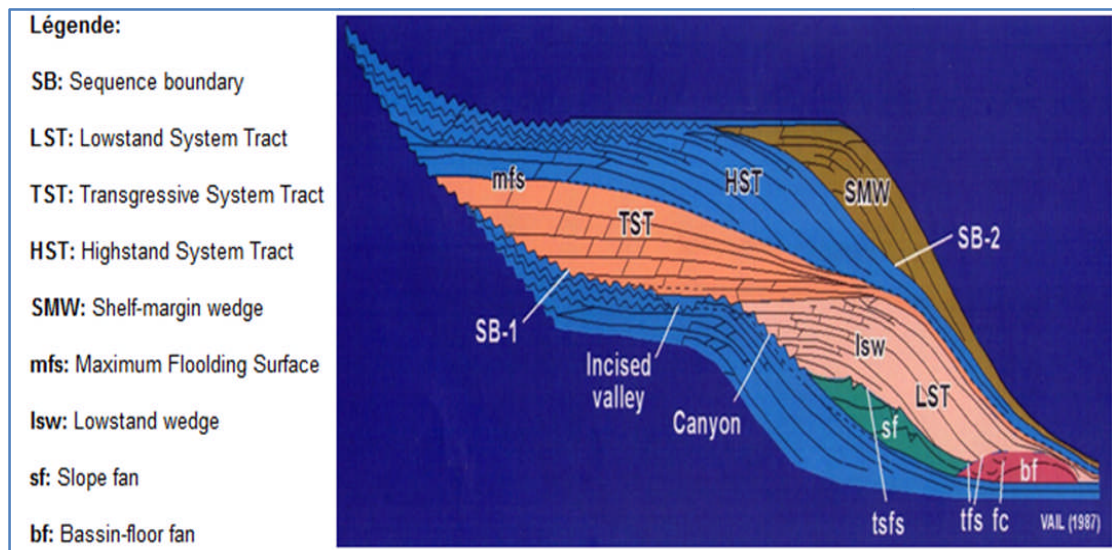


Figure. II.5. modèle des différents cortèges sédimentaires (VAIL. 1987 in ADIAS, A. 2013)

Un modèle de base a été développé au cours des années 1980 et 1990 par l'école d'EXXON (Posamentier et Al.,1988 et van Wagoner et Al.,1990) ; il distingue, dans un cycle de baisse puis de montée du niveau relatif dont la durée est de l'ordre du million d'années «cycle de 3^{ème} ordre» qu'on adoptera dans nos modèles d'interprétation, la succession de trois prismes de dépôts appelés : « cortèges sédimentaires ».

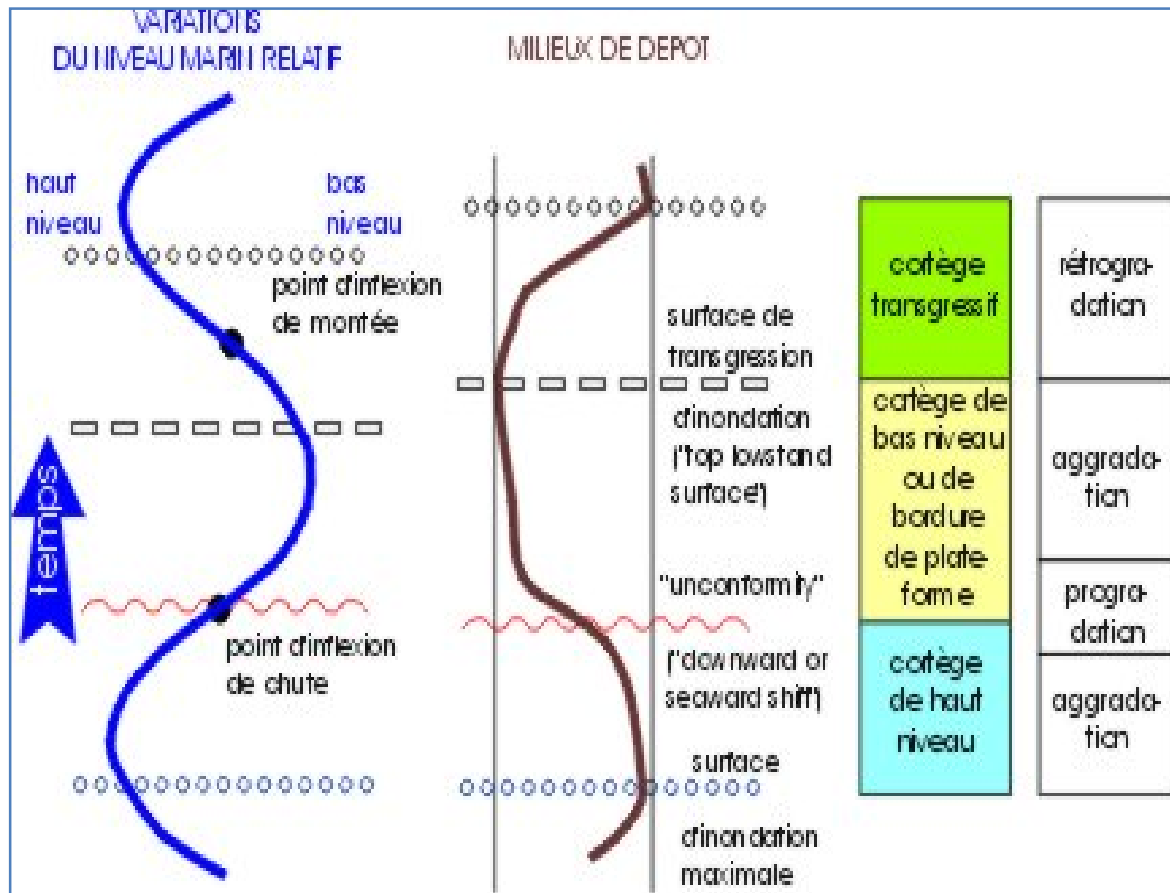


Figure. II.6. variations du niveau marin, surfaces remarquables et cortèges de dépôt dans le modèle d'Exxon (CATUNEANU O, 2006).

II.2.7. Les limites des cortèges sédimentaires :

- **La surface transgressive (TS):** elle couvre les zones profondes du bas niveau et passent latéralement dans la plate forme à la surface d'érosion. Elle traduit une migration rapide de la ligne de rivage vers le continent et indique un net approfondissement marquant généralement le passage d'une série régressive progradante vers une série transgressive rétrogradante ou aggradante.
- **La surface d'inondation maximale (MFS) :** elle correspond à une forte radioactivité en GR qui traduit donc la période de sédimentation minimale de tout le système. C'est une surface stratigraphique qui marque un important changement dans le mode d'empilement des strates à partir d'une transgression vers une régression.
- **La séquence Boundary (SB):** elles se reconnaissent par le déplacement brusque de la sédimentation en direction du bassin. Elles peuvent s'identifier par le passage d'une série rétrogradante du haut niveau marin vers une série aggradante du bas niveau marin.

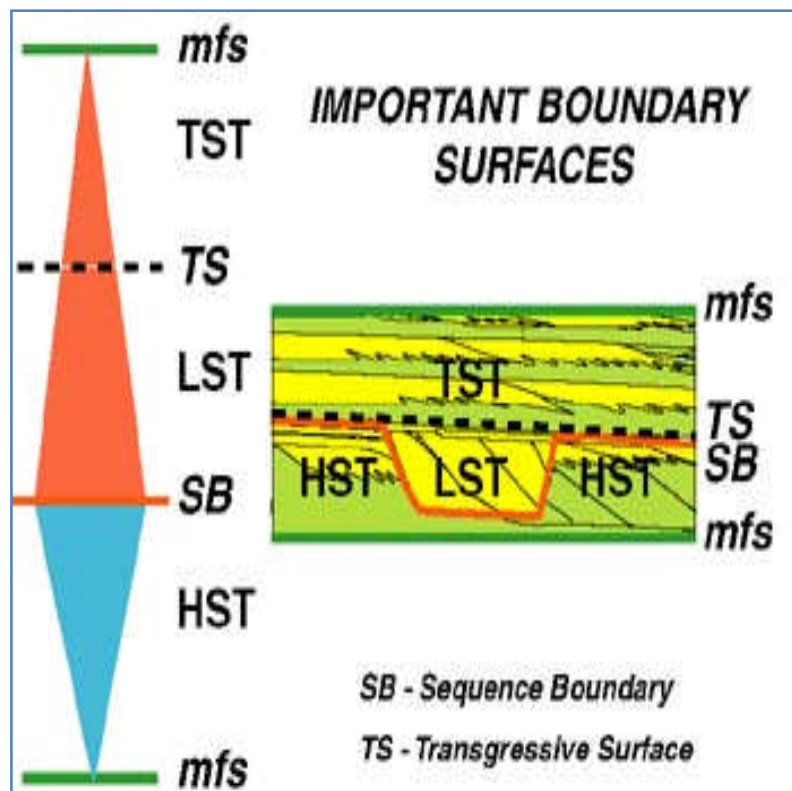


Figure. II.7. Les limites des séquences (CATUNEAUNU, 2006, in SEPMSTRATA)

II.2.8. Notion de surfaces clés de base matérielles :

- **La surface d'inondation maximale (MFS)** : elle correspond à une forte radioactivité en GR qui traduit donc la période de sédimentation minimale de tout le système. C'est une surface stratigraphique qui marque un important changement dans le mode d'empilement des strates à partir d'une transgression vers une régression.
- **La surface unitaire (SU)** : c'est une surface très importante en stratigraphie séquentielle. Elle se forme sous des conditions subaériennes (altérations, paléosols, karsts) ; c'est aussi le résultat d'érosions fluviales ou de phénomène de dégradation par le vent, et de dissolution. Elle est recouverte par des sédiments non marins ou marins saumâtres.
- **La surface régressive d'érosion marine (RSME)** : cette surface a été décrite et nommée par Plint (1988) en premier ; c'est un **contact érosif et tranchant**, avec au-dessus des dépôts marins granocroissants et peu profonds. Elle se développe pendant la chute du niveau marin, elle est progressivement recouverte par les dépôts progradants du shoreface. Cette surface n'est pas répandue sur une aire importante, elle est aussi fortement diachrone car elle migre vers le bassin et se forme aussi sous l'action des vagues pendant toute la durée de la chute du niveau marin dans un environnement peu profond. Elle est plus jeune en direction du bassin. Cependant, elle peut aussi se former pendant une régression normale où la trajectoire de la ligne de rivage est horizontale (progradation pendant la stabilité du niveau marin). Autres termes utilisés par les auteurs pour qualifier cette surface : « régressive ravinement surface ».
- **Surface de régression maximum (MRS)** : c'est une surface conforme qui marque une variation de tendance de la granocroissance vers la granodécroissance (tendance du peu profond vers le plus profond). Elle marque un changement du Lowstand pendant la régression normale vers la transgression. Elle marque le paléo fond marin à la fin de la régression normale du Lowstand.

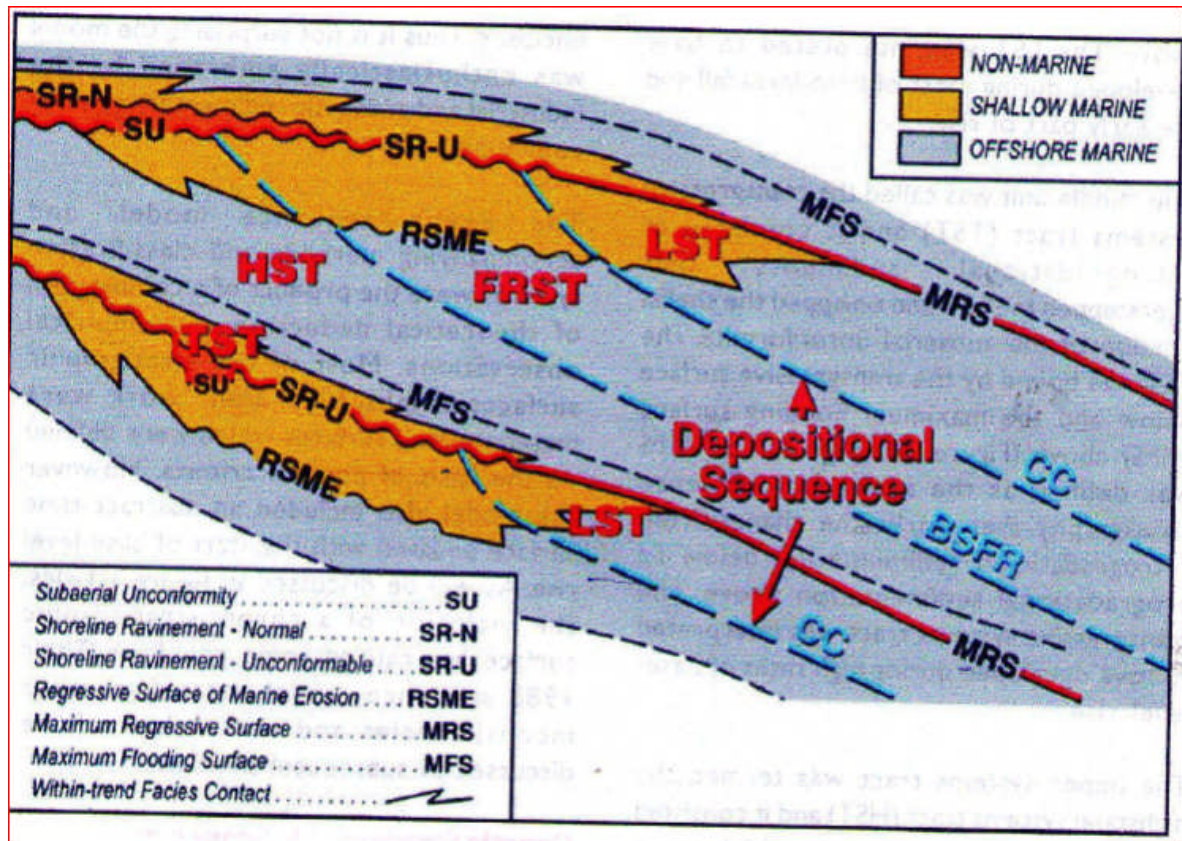


Figure. II.8. séquence de dépôt et les systèmes tracts (Hunt D et Tucker M, 1992)

II.2-.9. Conclusion concernant les surfaces matérielles :

Les surfaces matérielles sont les piliers de la stratigraphie séquentielle. Elles sont très utiles pour établir des corrélations assez fiables à petites et longues distances. C'est pour cette raison que l'ensemble de la communauté scientifique s'accorde pour généraliser leur emploi dans les projets et études de corrélations géologiques de détails.

II.3. Identification des cortèges sédimentaires du silurien argilo-gréseux de la région d'étude :**II.3.1. Le découpage séquentiel des puits :**

Les sondages « well1, well2 et well7 » de direction Nord Ouest- Sud Est ont été choisis comme puits de référence en raison de la qualité de la réponse diagraphique disponible.

Puits well1 :

Séquence (01) : d'une épaisseur de 265 m incomplète à la base, caractérisée par la succession de trois (03) cortèges sédimentaires. (Figure. II.8).

Deux prismes de haut niveau marin (HST) :

Le premier déduit par l'allure de la courbe Gamma-Ray (GR) et par la présence d'une limite MFS à la base. Son épaisseur est de l'ordre de 55m depuis la MFS. La courbe de Gamma-Ray montre une allure en entonnoir à évolution grano-croissante vers des niveaux gréseux. Les faciès lithologiques sont caractérisés par des dépôts argileux à la base évoluant vers des dépôts gréseux au sommet

Le deuxième est d'une épaisseur de 75m, déduit par l'allure de la courbe Gamma-Ray et par la présence d'une limite MFS à la base. La courbe de Gamma-Ray montre une allure en entonnoir à évolution grano-croissante vers des niveaux gréseux. Les faciès lithologiques sont caractérisés par des dépôts argileux à la base évoluant vers des dépôts gréseux au sommet

Un intervalle transgressif (TST) :

Il est constitué de dépôts rétrogradant, représentés par des argiles parfois silteuses. Son épaisseur est de l'ordre de 70m, limité à la base par une TS se trouvant à une profondeur de 4670m et au sommet par une MFS.

Le signal diagraphique du Gamma-Ray montre une allure en cloche avec une évolution grano-décroissante vers le haut

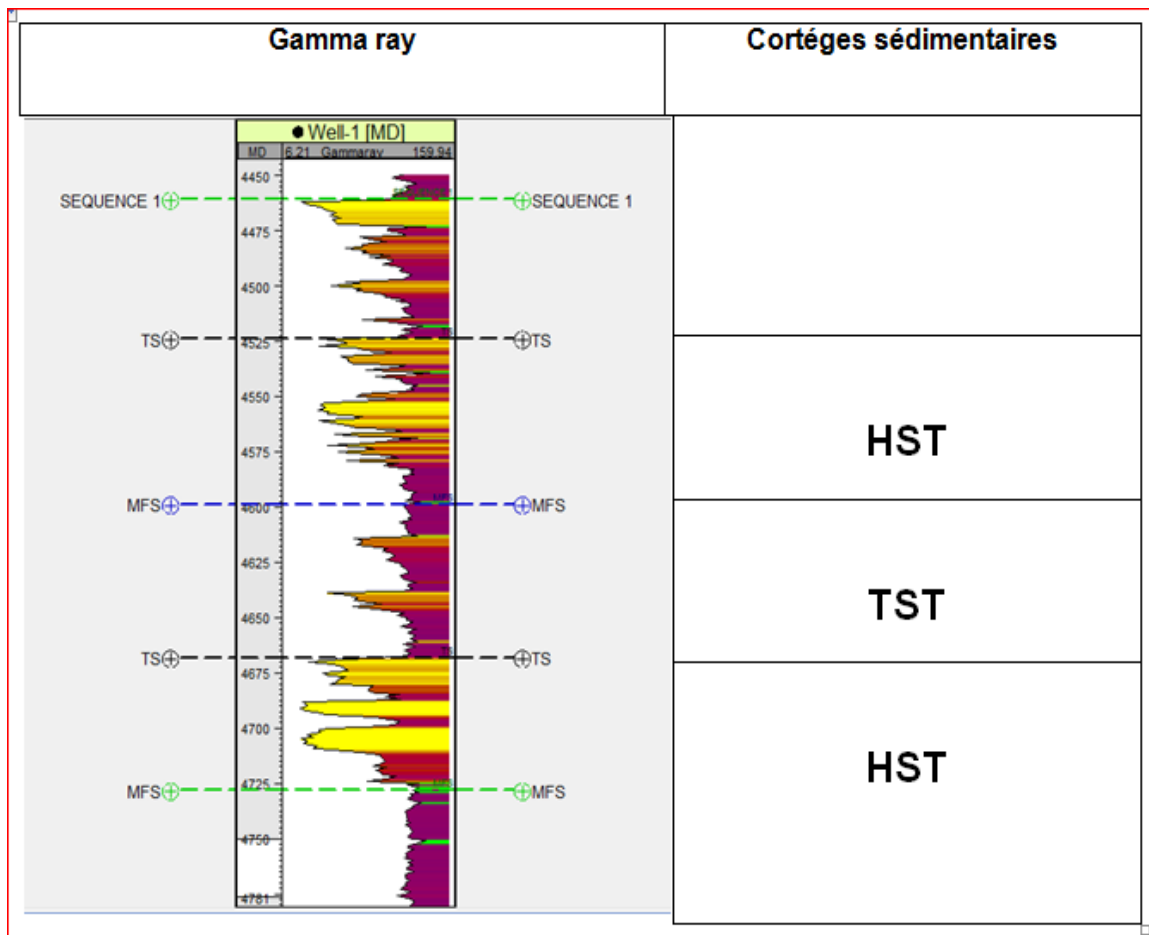


Figure. II.9. cortèges sédimentaires de la séquence 01 du puits well1

Séquence(02) : d’une épaisseur de 280m caractérisée par la succession de deux (02) cortèges sédimentaires. (Figure. II.9).

Un prisme de haut niveau marin (HST) :

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme de cylindre, son épaisseur est comprise entre 4260m et 4415m, il est limité par une MFS à la base et TS au sommet. Avec un type de séquence grano-croissante à évolution progradante de silts à passés argileuses surmontés par des grés.

Un intervalle transgressif (TST) :

Son épaisseur est de l’ordre de 50m, limité à la base par une TS, et au sommet par une MFS. Il s’agit des silts à la base et des grés au sommet.

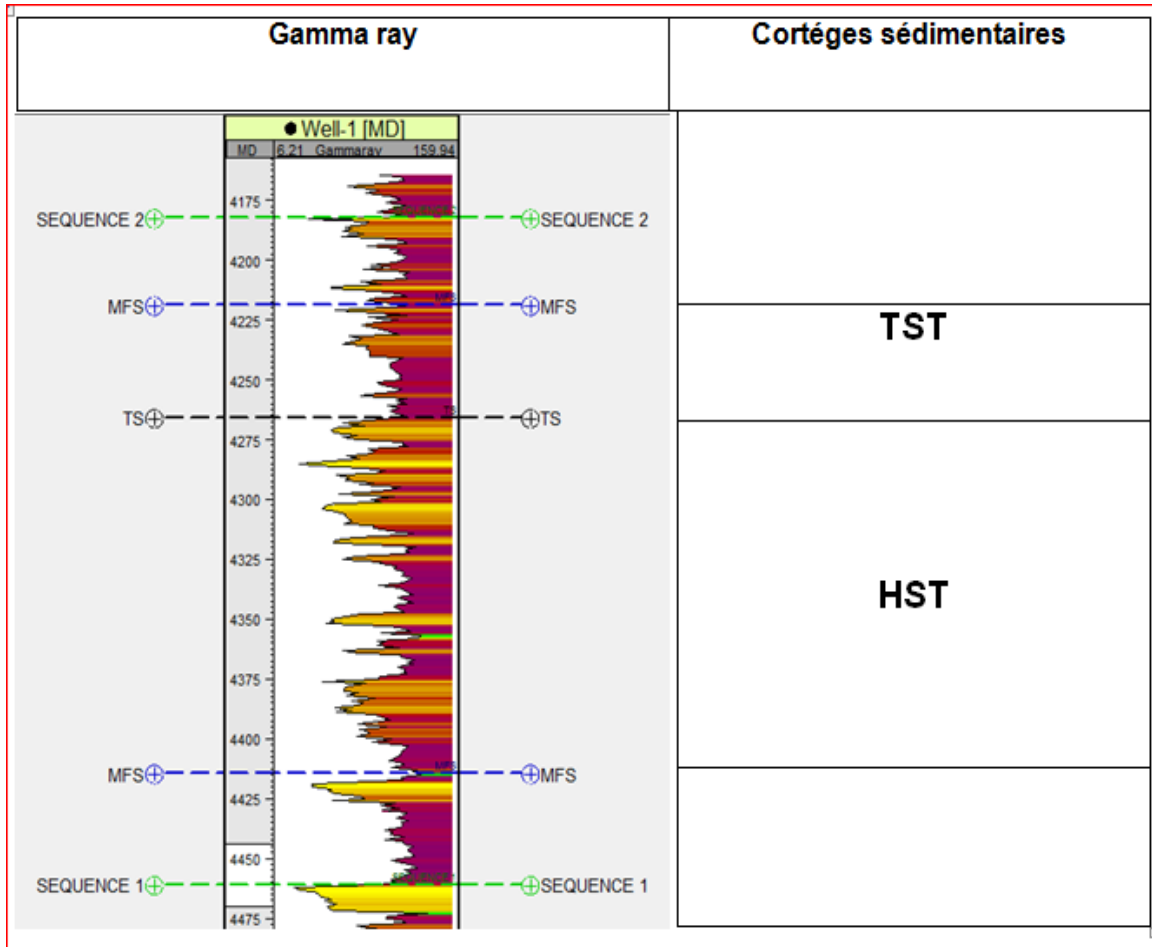


Figure. II.10. cortèges sédimentaires de la séquence 02 du puits well1

Séquence (03) : d'une épaisseur de 152m, caractérisée par la succession de deux (02) cortèges sédimentaires. (Figure. II.10).

Un prisme de haut niveau (HST) :

Il est compris entre 4105m 4155m, limité à la base par une MFS et au sommet par TS.

Il s'agit d'une alternance silts, argile à la base, surmontés par des grès au sommet. Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en entonnoir, avec un type de para-séquence grano-croissante.

Un intervalle transgressif (TST):

Son épaisseur est de l'ordre de 50m, caractériser par des silts a la base est des grès au sommet, limité à la base par une TS et au sommet par une MFS.

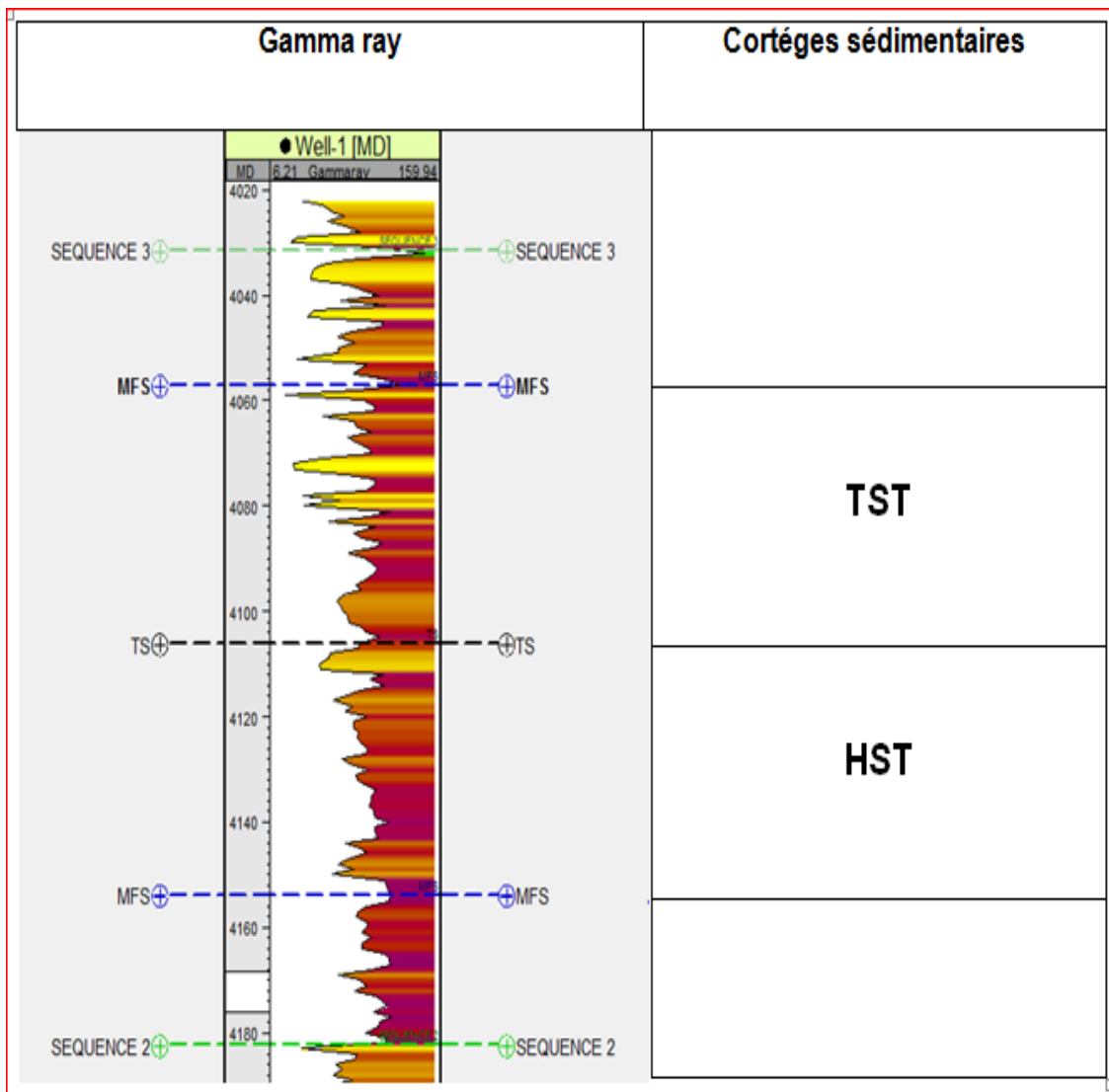


Figure. II.11. cortèges sédimentaires de la séquence 03 du puits well1

Puits well2 :

Séquence 01 : d'une épaisseur de 230 m incomplète à la base, caractérisée par la succession de trois (03) cortèges sédimentaires. (Figure. II.11).

Deux prismes de haut niveau marin (HST) :

Le premier est compris entre 4775m et 4710m, il est limité par une MFS à la base et TS au sommet.

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme d'entonnoir, avec un type de séquence grano-croissante à évolution progradante avec des argiles à la base surmontés par des grés.

Le deuxième est compris entre 4575m et 4625m, il est limité par une MFS à la base et TS au sommet. Il s'agit d'une évolution régressive représentée par des argiles à la base et des grés au sommet.

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme de cylindre, avec un type de séquence grano-croissante.

Un intervalle transgressif (TST) :

Représentés par une alternance d'argiles et grés à dominance argileuse. Son épaisseur est de l'ordre de 80m, limité à la base par une TS se trouvant à une profondeur de 4710m, et au sommet par une MFS se trouvant à une profondeur de 4630m.

Le signal diagraphique du Gamma-Ray montre une allure en entonnoir avec une évolution grano-croissante vers le haut.

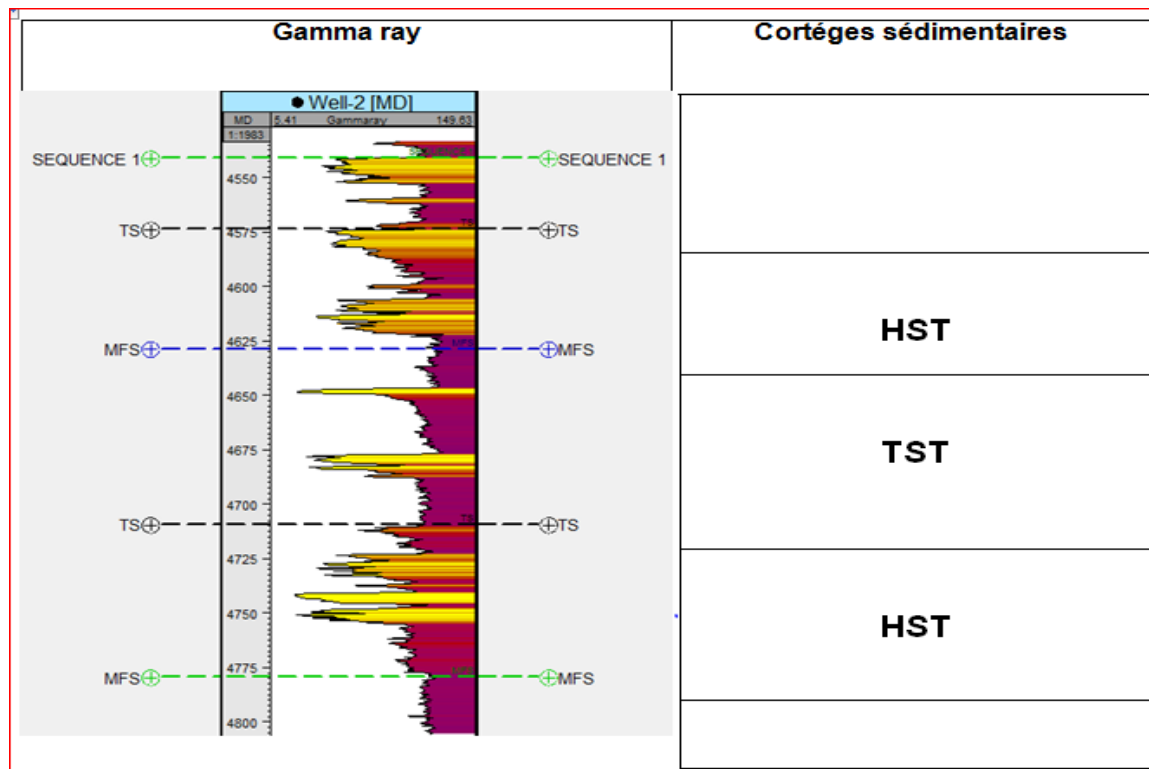


Figure. II.12. cortèges sédimentaires de la séquence 01 du puits well2

Séquence 02 : d'une épaisseur de 290 m, caractérisée par la Succession de deux (02) cortèges sédimentaires. (Figure. II.12).

Un prisme de haut niveau marin (HST) :

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme de cylindre, avec un type de séquence grano-croissante à évolution progradante, représenté par des argiles à la base surmontés par des grès. Son épaisseur est de l'ordre de 150m. Il est limité par une MFS à la base et TS au sommet.

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme de cylindre, avec un type de séquence grano-croissante.

Un intervalle transgressif (TST) :

Le signal diagraphique du Gamma-Ray montre une allure en cylindre avec une évolution grano-croissante vers le haut. Son épaisseur est de l'ordre de 40m, limité à la base par une TS et au sommet par une MFS. Cet intervalle est représenté par des argiles à la base et des silts au sommet.

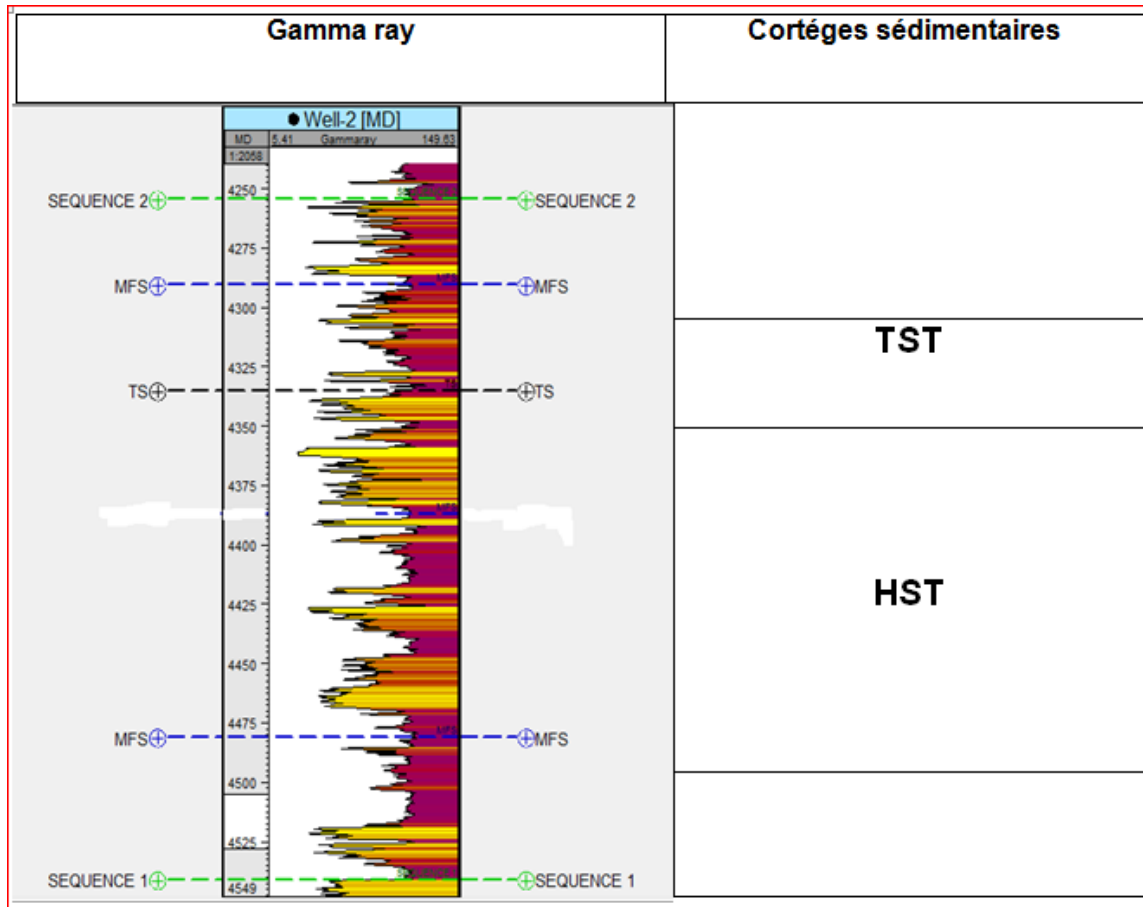


Figure. II.13. cortèges sédimentaires de la séquence 02 du puits well2

Séquence 03 :d'une épaisseur de 150 m, caractérisée par la succession de deux (02) cortèges sédimentaires. (Figure. II.13).

Un prisme de haut niveau marin (HST) :

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme de cylindre, avec un type de séquence grano-croissante à évolution progradante, des argiles à la base surmontés par des grés. Son épaisseur est de l'ordre de 40m. Il est limité par une MFS à la base et TS au sommet.

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme de cylindre, avec un type de séquence grano-croissante.

Un intervalle transgressif (TST) :

Le signal diagraphique du Gamma-Ray montre une allure en cylindre avec une évolution grano-croissante vers le haut. Son épaisseur est de l'ordre de 50m, limité à la base par une

TS et au sommet par une MFS. Cet intervalle est représenté par des argiles à la base et des grés au sommet.

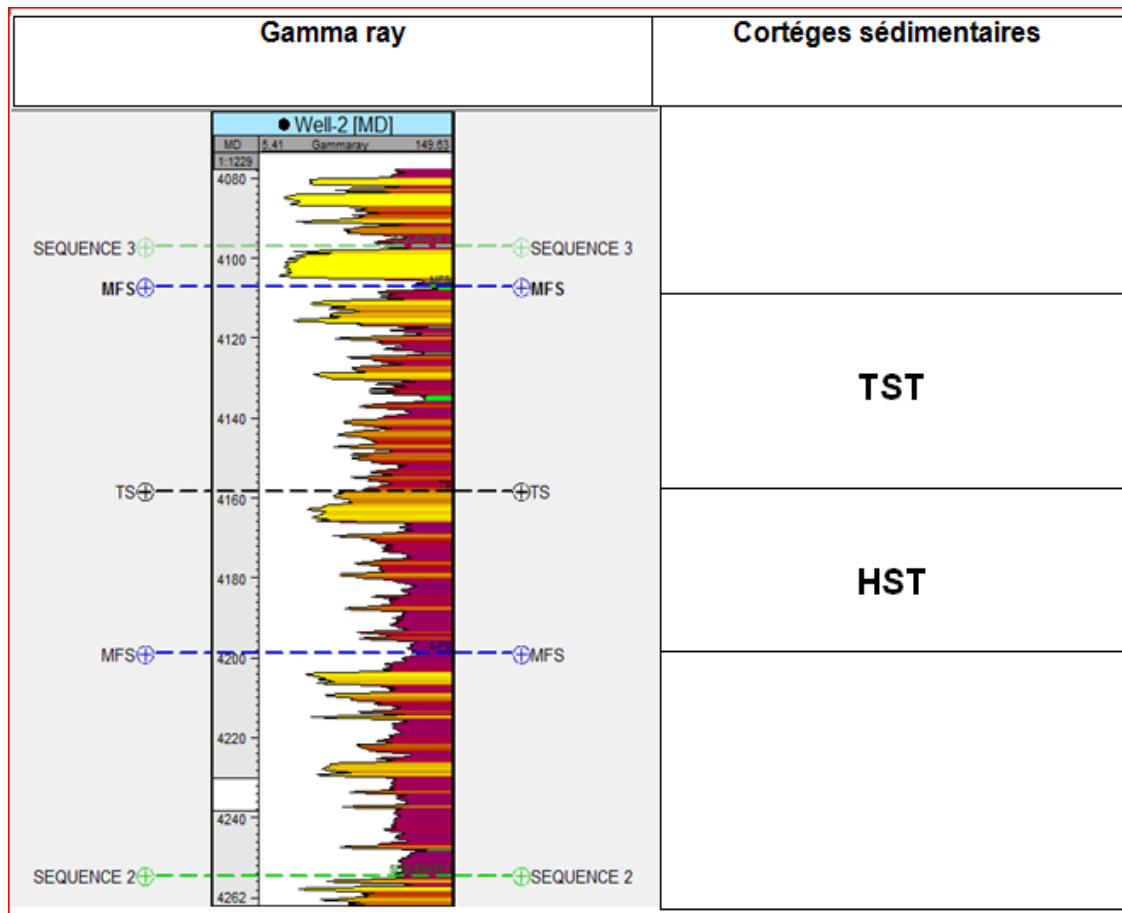


Figure. II.14. cortèges sédimentaires de la séquence 03 du puits well2

Puis well7 :

Séquence 01 : d'une épaisseur de 225 m, caractérisée par la succession de trois (03) cortèges sédimentaires. (Figure. II.14).

Deux prismes de haut niveau marin (HST) :

Le premier est compris entre 4980m et 4895m, il est limité par une MFS à la base et TS au sommet.

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme d'entonnoir, avec un type de séquence grano-croissante à évolution progradante, avec des argiles à la base surmontés par des grés.

Le deuxième est compris entre 4835m et 4790m, il est limité par une MFS à la base et TS au sommet. Il s'agit d'une évolution régressive représentée par des argiles à la base et des grés au sommet.

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme de cylindre, avec un type de séquence grano-croissante.

Un intervalle transgressif (TST) :

Le signal diagraphique du Gamma-Ray montre une allure en cylindre, avec une évolution grano-croissante vers le haut. Son épaisseur est de l'ordre de 80m, limité à la base par une TS et au sommet par une MFS. Cet intervalle est représenté par des argiles à la base et des grés au sommet.

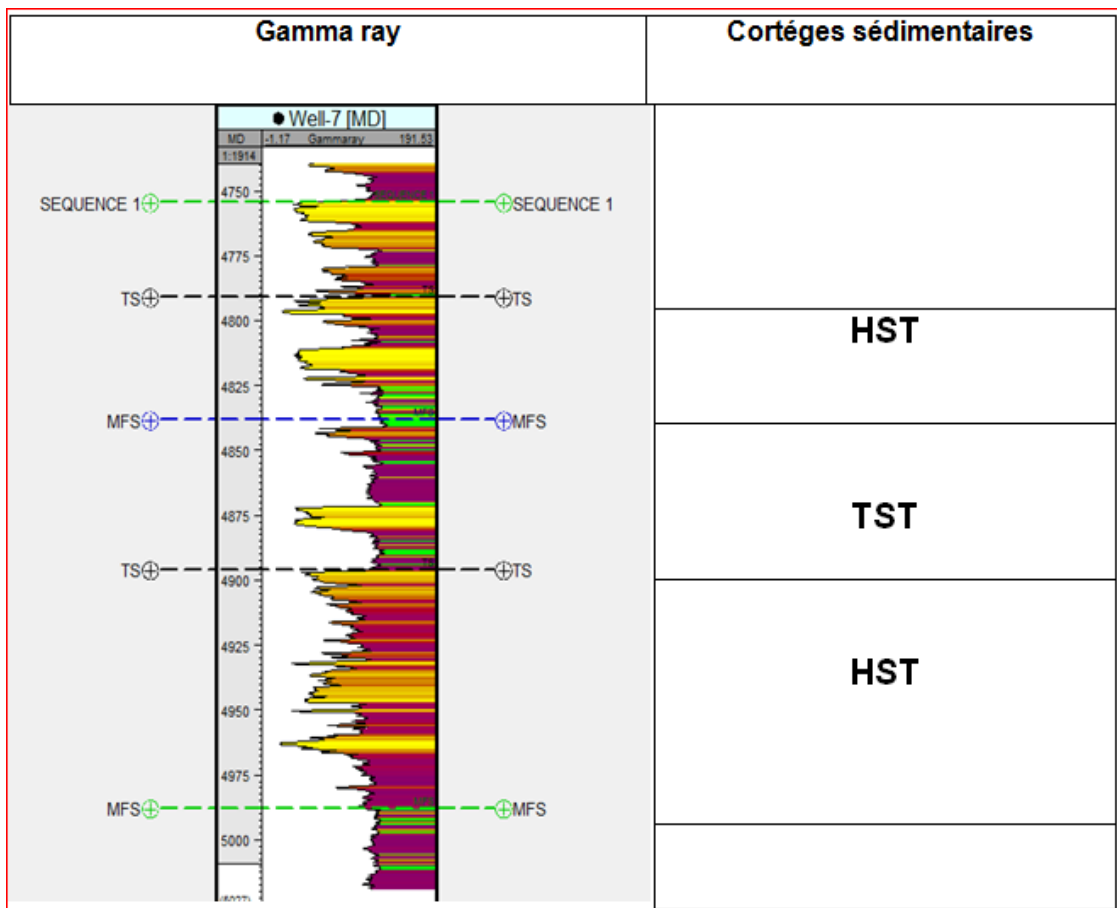


Figure. II.15. cortèges sédimentaires de la séquence 01 du puits well7

Séquence 02 : d'une épaisseur de 300 m, caractérisée par la succession de deux (02) cortèges sédimentaires. (Figure. II.15).

Un prisme de haut niveau marin (HST) :

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme de cylindre, avec un type de séquence grano-croissante à évolution progradante, des argiles à la base surmontés par des grés. Son épaisseur est de l'ordre de 140m. Il est limité par une MFS à la base et TS au sommet.

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme de cylindre, avec un type de séquence grano-croissante.

Un intervalle transgressif (TST) :

Le signal diagraphique du Gamma-Ray montre une allure en cylindre avec une évolution grano-croissante vers le haut. Son épaisseur est de l'ordre de 40m, limité à la base par une TS et au sommet par une MFS. Cet intervalle est représenté par des argiles à la base et des grés au sommet.

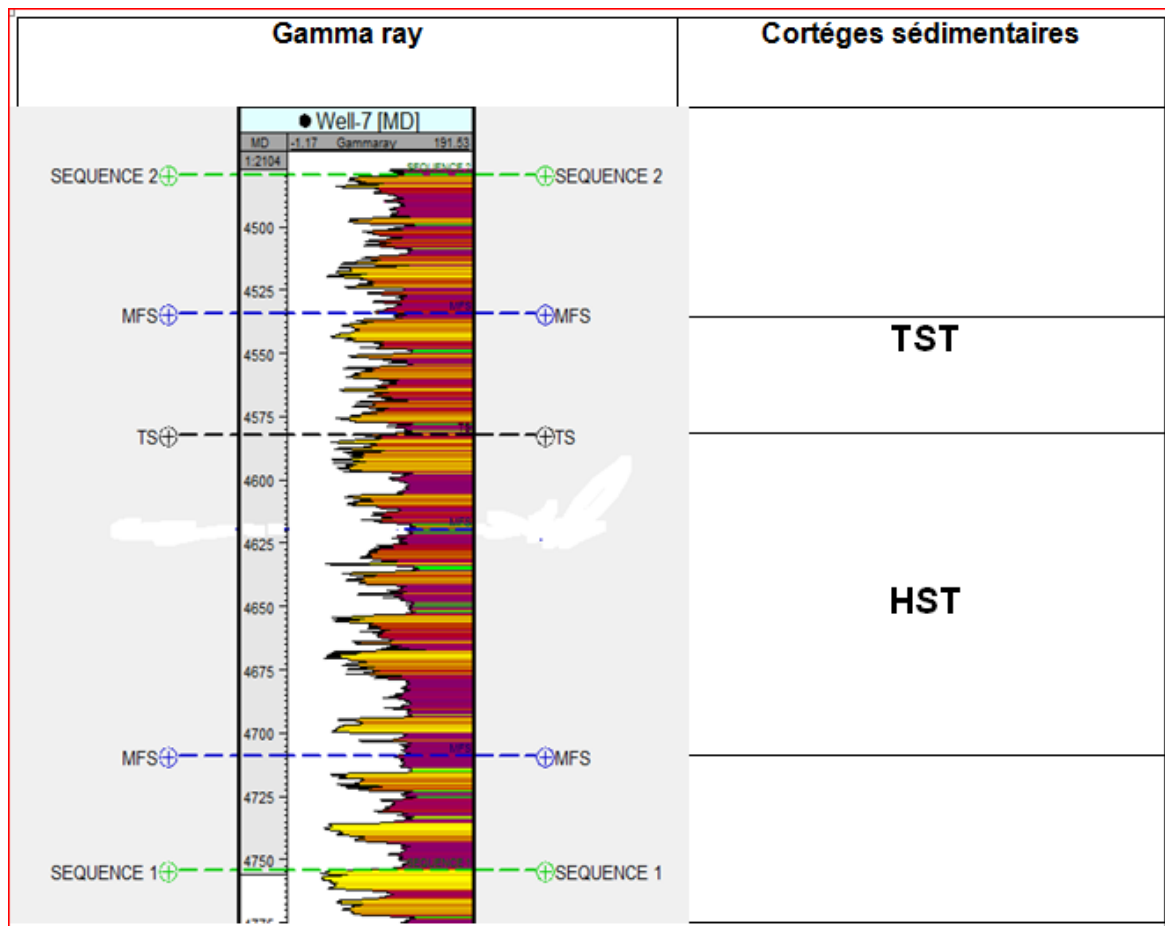


Figure. II.16. cortèges sédimentaires de la séquence 02 du puits well7

Séquence 03 : d'une épaisseur de 145 m, caractérisée par la succession de deux (02) cortèges sédimentaires. (Figure. II.16).

Un prisme de haut niveau marin (HST) :

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme de cylindre, avec un type de séquence grano-croissante à évolution progradante, des argiles à la base surmontés par des grés. Son épaisseur est de l'ordre de 40m. Il est limité par une MFS à la base et TS au sommet.

Ce prisme présente une courbe Gamma-Ray en forme de cylindre, avec un type de séquence grano-croissante.

Un intervalle transgressif (TST) :

Le signal diagraphique du Gamma-Ray montre une allure en cylindre avec une évolution grano-croissante vers le haut. Son épaisseur est de l'ordre de 30m, limité à la base par une TS et au sommet par une MFS. Cet intervalle est représenté par une alternance de grés et argiles.

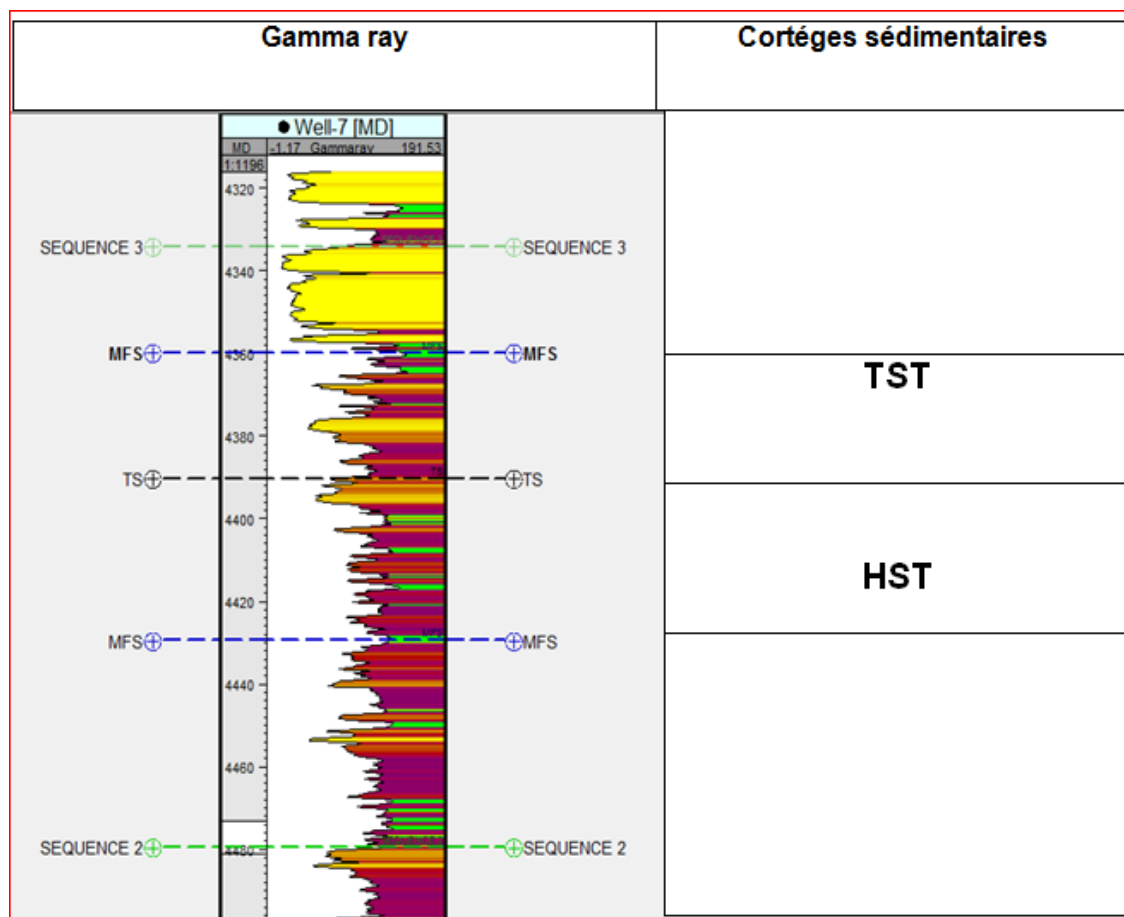


Figure. II.17. cortèges sédimentaires de la séquence 03 du puits well7

De la corrélation (figure. II.17) présentée ci-dessous ; il en ressort que le faciès se dégrade du puits 1 vers le puits 7 selon la direction sud-ouest/nord-est, et cela est visible sur les 3 séquences décrites auparavant. Ce changement est surtout marqué par l'amincissement des bancs gréseux et par la dégradation du faciès qui devient plus argileux et plus silteux".

Cette tendance de dégradation du faciès des trois séquences, peut déduire le passage d'un milieu proximal vers un milieu distal. Néanmoins, cette affirmation sur ces trois puits n'est pas suffisante, nous recommandons donc de faire une corrélation de même direction mais avec des puits plus éloignés pour mieux apprécier les variations.

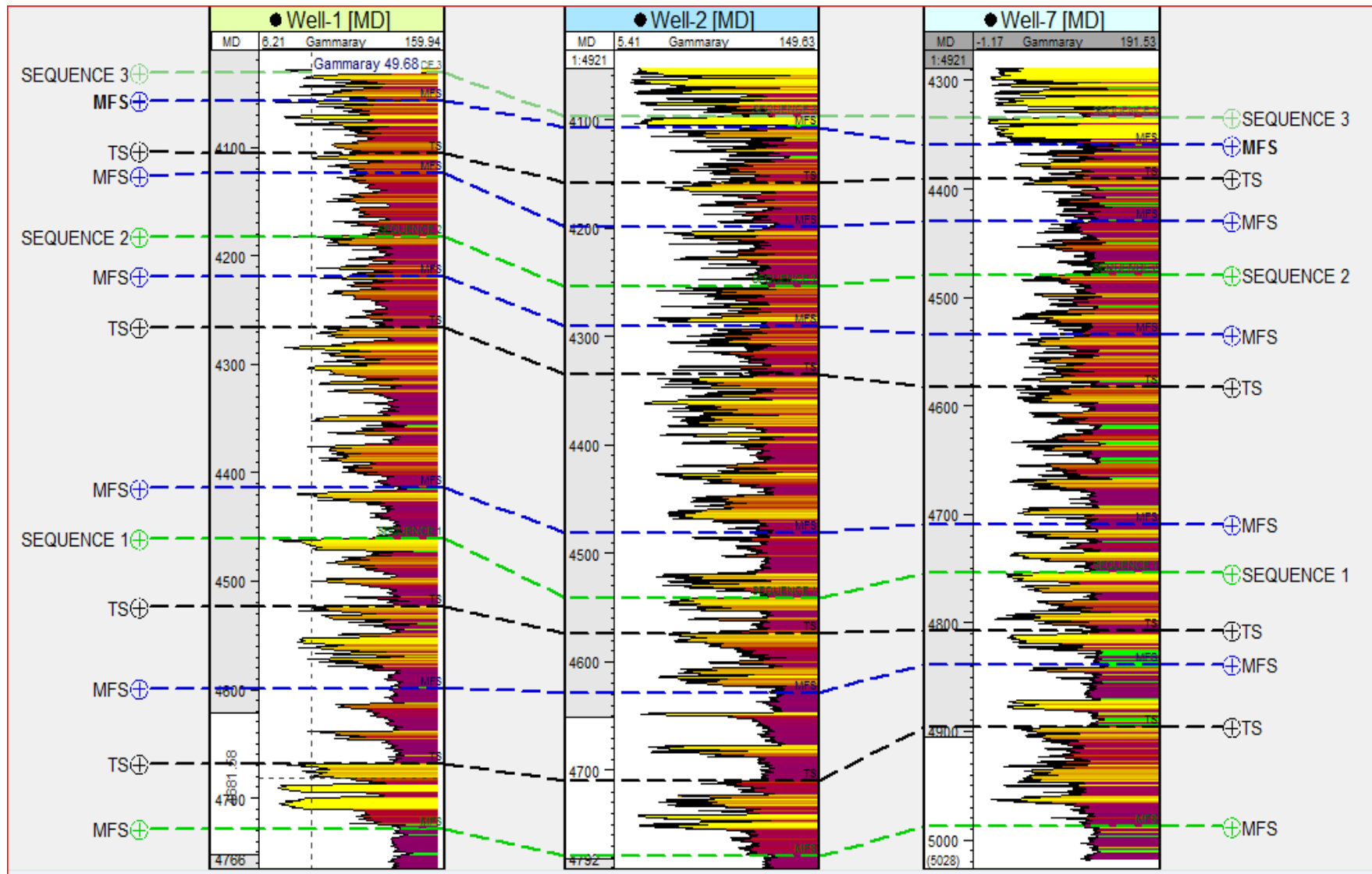


Figure .II.18. Corrélation diagaphique à travers les sondages well1, well2 et well7.

II.4. Notions fondamentales sur les diagraphies**II.4.1. Définition de la diagraphie :**

La diagraphie est une technique géophysique utilisée à l'intérieur d'un forage pour mesurer en place un paramètre physique donné. On note plusieurs méthodes utilisées dans le domaine des sciences de la terre (à l'exemple du domaine pétrolier, minier ou encore le domaine de l'eau).

II.4.2. Méthodes diagraphiques :

Hormis la méthode du Gamma-Ray (GR) qui sera développée en détail, nous nous contenterons d'énumérer les méthodes de diagraphies les plus utilisées et les plus courantes utilisées dans le domaine pétrolier.

II.4.3. Méthode de la résistivité (ρ)

Par définition, elle permet de mesurer et quantifier la propriété des roches à conduire le courant électrique. Elle est utilisée pour la détermination de la lithologie, le calcul de la porosité, l'étude des réservoirs, le pendagemétrie et enfin principalement pour la détermination de la saturation en eau. L'unité de mesure de la résistivité est l'Ohm.mètre($\Omega.m$).

II.4.4. Méthode du Potentiel Spontané = Polarisation spontanée (PS)

Il s'agit de la mesure passive de la distribution du potentiel électrique qui apparaît d'une manière spontanée dans un trou de forage. Cette méthode est utilisée surtout pour détecter les couches poreuses et perméables. Elle est mesurée en millivolts (mv), en Algérie elle est rarement utilisée, et dépend du type de boue de forage.

II.4.5. Méthode du Sonique

Elle permet de mesurer le temps de propagation de l'onde à travers les formations géologiques. Le « Sonic » permet de déterminer plusieurs paramètres tels que la lithologie, le calcul de la porosité et la perméabilité. Son unité de mesure est $\mu s/ft$.

II.4.6. Méthode du Neutron

Cette méthode nucléaire est basée sur l'émission des neutrons à grande vitesse et à haute énergie par une source radioactive. En fonction du nombre de coups/s, elle permet surtout d'évaluer la porosité des roches. L'unité de mesure est m^3/m^3 .

II.4.7.Méthode de densité

Il s'agit de la mesure d'un rayonnement gamma produit par l'émission d'un même rayonnement (gamma-gamma). Cette diagraphie permet de déterminer la nature lithologique et la porosité des roches. Son unité de mesure est g/cm^3 .

II.4.8.Méthode du Gamma-Ray (GR)**II.4.8.1.Définition :**

Cette méthode dite nucléaire est basée sur la mesure de la radioactivité naturelle ou « Gamma Ray » que possèdent les roches. Dans le cas des roches sédimentaires, trois éléments contribuent à cette radioactivité gamma et qui sont :

- Potassium (K) qui émet 0 alpha, 1 béta, 1 gamma
- Thorium (Th) dont la famille émet 11 alpha, 19 béta et de nombreux gamma
- Uranium (U) dans la famille émet 12 alpha, 18 béta et de nombreux gamma

ROCHES	ACTIVITE EN API
Argiles et marnes organiques marines	1000-1500
Argiles, marnes	100-200
Sables, grès	30-80
Carbonates	10-50
Anhydrites, sel, charbon	10

Tableau 01 : Radioactivité de certaines roches sédimentaires

L'enregistrement du Gamma-ray sert essentiellement à :

- Identifier la lithologie d'un forage et la discrimination des argiles ;
- Estimer le pourcentage d'argile (calcul du volume shale) ;
- Déterminer dans la mesure du possible les milieux de dépôts ;
- Corréler entre les forages pour mettre en valeur l'existence des discontinuités.

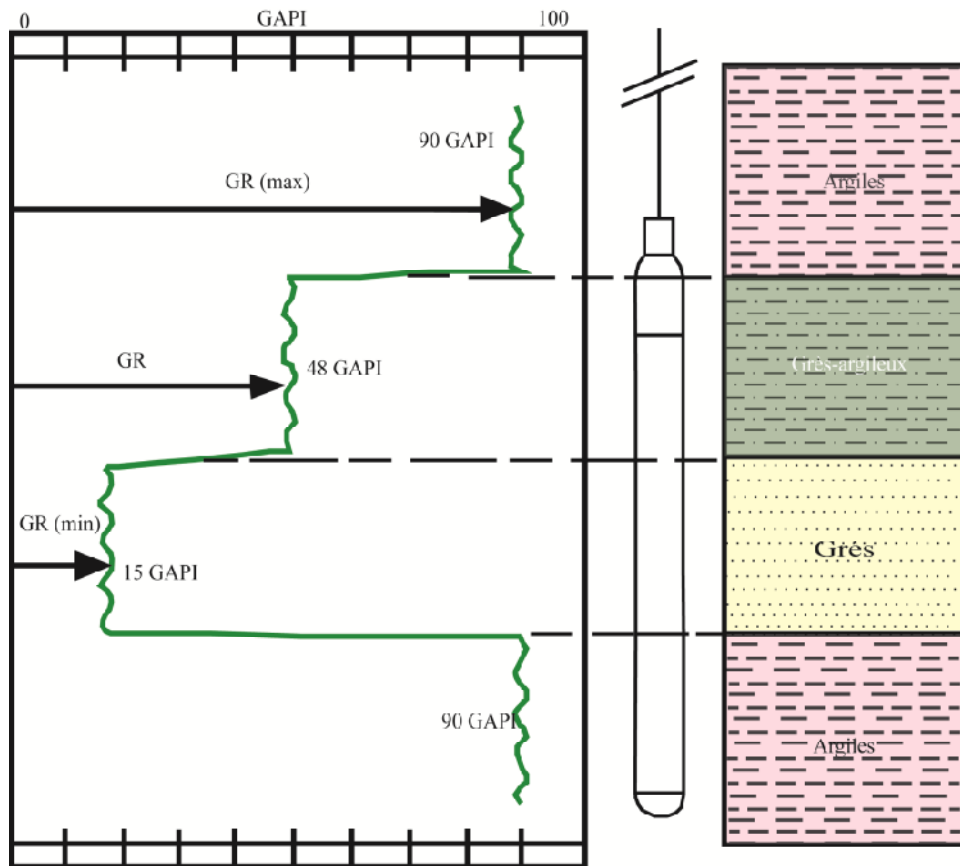


Figure. II.19. Exemple d'identification de la lithologie par le jeu de Gamma-Ray

(D'après ALIOUANE & HACINE, 2010).

II.4.8.2. Objectifs des diagraphies : Elles sont enregistrées pour :

- Etablir des corrélations de puits à puits ;
- Vérifier et corriger les côtes des données relatives à la colonne lithologique établie ;
- Interpréter qualitativement les renseignements obtenus pour en déduire les paramètres de production et l'étude des réservoirs ;
- Interpréter quantitativement ces mêmes données ; des épaisseurs utiles et du contact hydrocarbure/eau, venus de gaz... ;
- Résoudre les problèmes particuliers (état du trou, cavage, gonflement, qualité de cimentation, coincement, pertes).

II.5. Corrélation lithostratigraphique et analyse séquentielle

La corrélation lithostratigraphique consiste à joindre les signatures diagraphiques semblables, c'est-à-dire suivre latéralement les mêmes paquets de grés et d'argiles.

Dans le but de mettre en évidence les variations latérales des épaisseurs comme dans notre cas pour le SAG ; nous avons établi deux profils de corrélations :

Profil N°1, d'orientation sud-ouest/nord-est : il passe par les sondages : well1, well5 et well6. (Figure. II.20).

Profil N°2, d'orientation nord-ouest/sud-est : il passe par les sondages : well1, well2, well4 et well7. (Figure. II.21).

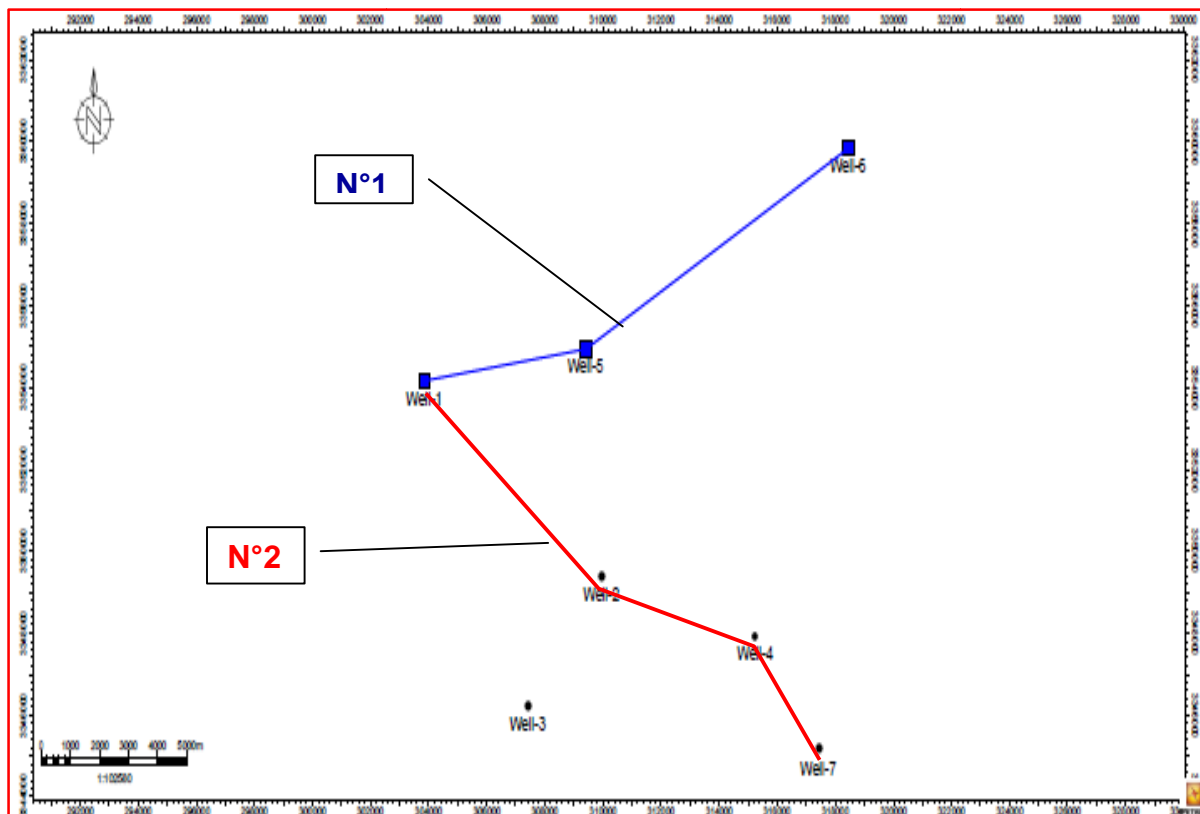


Figure. II.20. Carte de position des profils de corrélation

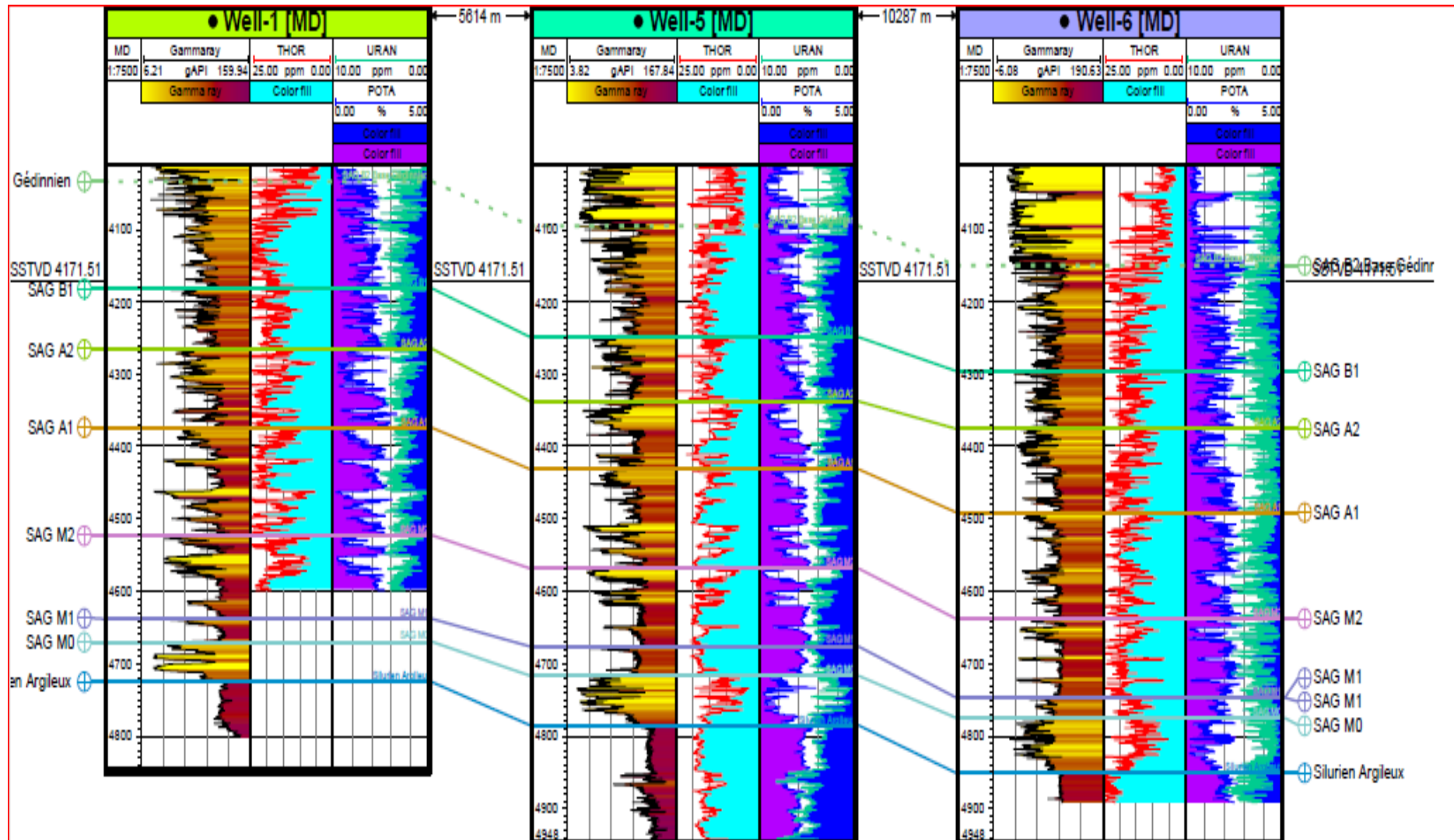


Figure. II.21. corrélation lithostratigraphique à travers les puits ; well1, well5 et well6

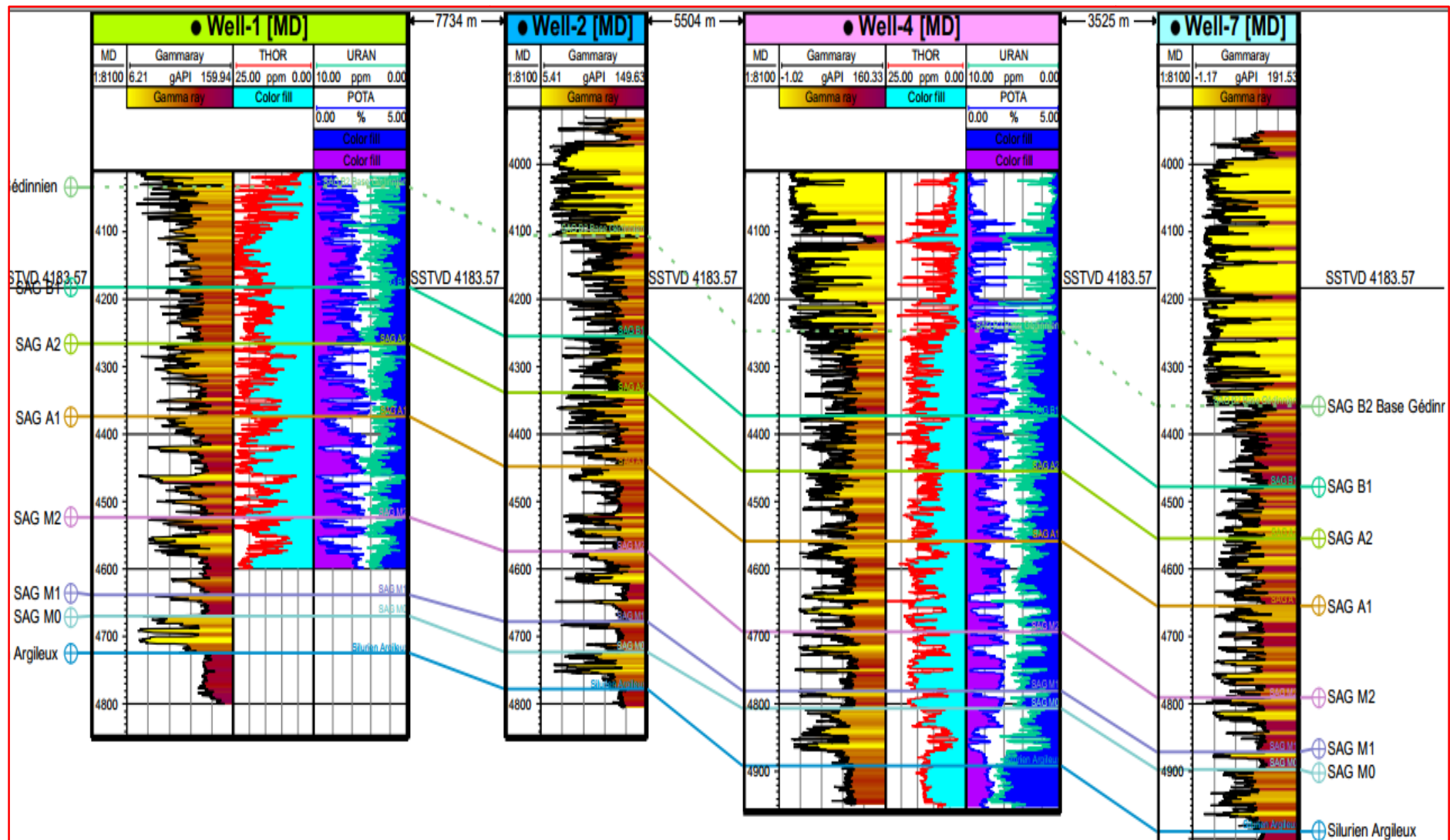


Figure. II.22. corrélation lithostratigraphique à travers les puits ; well1, well2, well4 et well7

II.5.1. Unité M0**Direction sud-ouest/nord-est**

Au niveau des trois puits Well1, Well5 et Well6, cette unité est granocroissante, de caractère régressif avec des argiles à la base évoluant vers des grés au sommet, elle constitue l'unité de base du SAG, son épaisseur varie entre 55m et 92m, dans la direction sud-ouest/nord-est.

On remarque un épaissement en allant du puits well1 vers le puits well6. Le faciès tend à changer légèrement du SW vers le NE devenant de plus en plus silteux.

Les teneurs des principaux éléments radioactifs (T, K et U) tendent à diminuer de la base au sommet au niveau des puits well5 et well6.

Direction nord-ouest/sud-est

Elle est de même type (granocroissante et de caractère régressif avec des silts à la base évoluant vers des grés au sommet), son épaisseur varie entre 55mm et 90m.

On remarque une isopacité en allant du puits well1 vers le puits well12 et un épaissement en allant vers les puits well4 et well7. Le faciès tend à changer légèrement du nord-ouest vers le sud-est, devenant de plus en plus argileux à la base et silteux au sommet.

Les teneurs des principaux éléments radioactifs (T, K et U) tendent à diminuer de la base au sommet.

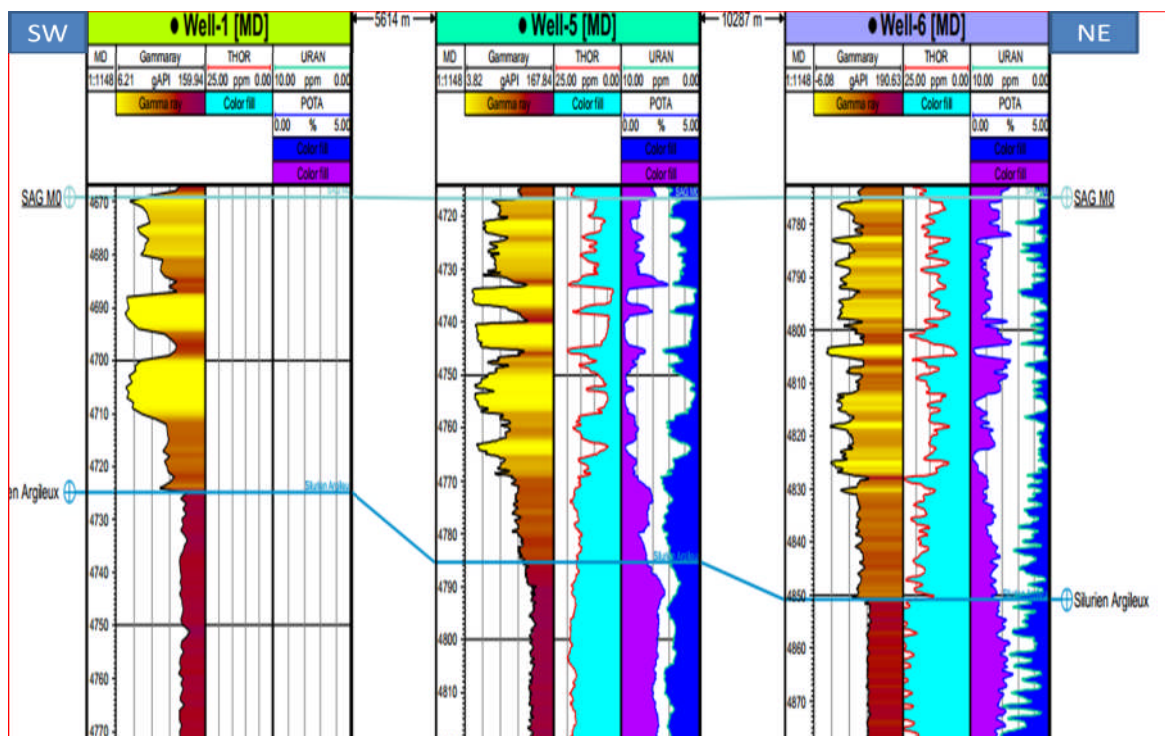


Figure. II.23. corrélation litho stratigraphique de l'unité M0 passant par les puits well1, well5 et well6

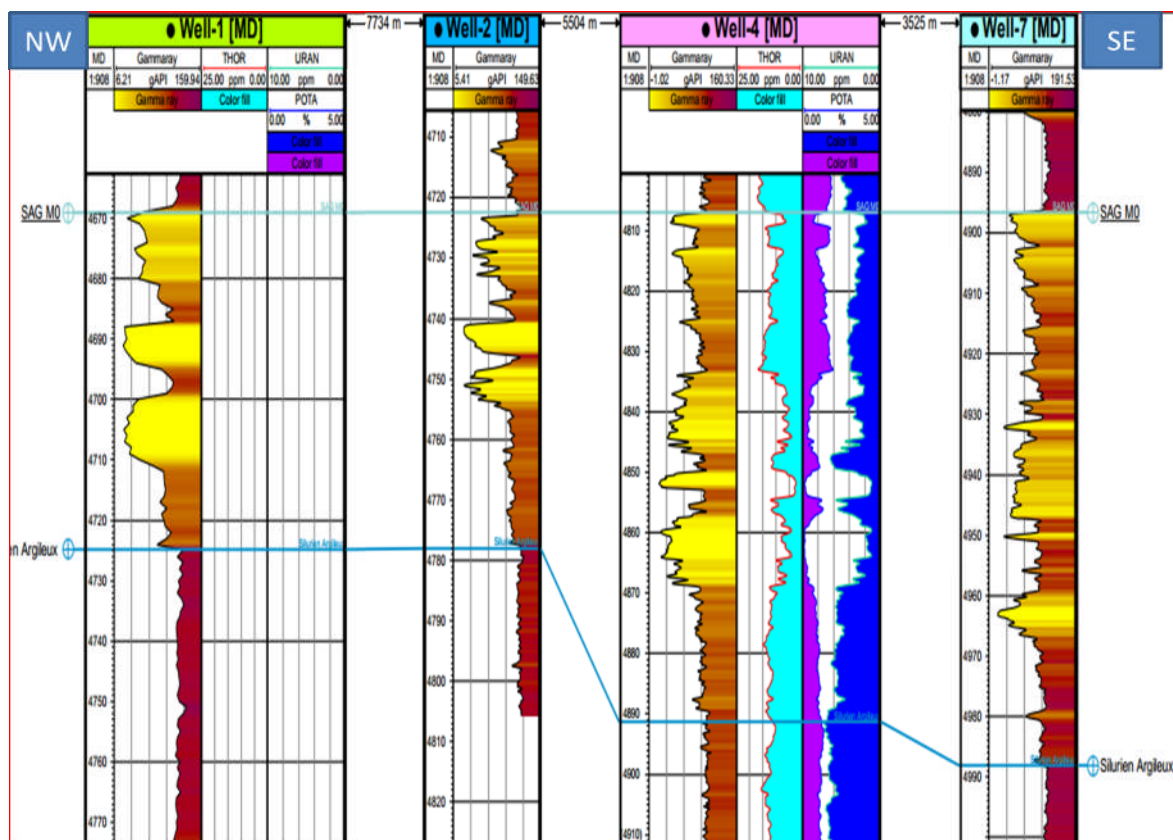


Figure. II.24. corrélation litho stratigraphique de l'unité M0 passant par les puits well1, well2, well4 et well7

II.5.2. Unité M1 :**Direction sud-ouest/nord-est**

Au niveau des trois puits Well1, Well5 et Well6, cette unité est granocroissante, de caractère régressif avec des argiles à la base évoluant vers des grés au sommet. Sa limite inférieure est l'unité M0, son épaisseur varie entre 30m et 40m, dans la direction sud-ouest/nord-est, on remarque l'isopacité de cette unité entre les puits Well1 et Well6, avec un épaissement au niveau du Well5.

Le faciès tend à changer légèrement du sud-ouest vers le nord-est devenant de plus en plus silteux.

Les teneurs des principaux éléments radioactifs (T, K et U) tendent à diminuer de la base au sommet au niveau des puits well5 et well6.

Direction nord-ouest/sud-est

Elle est granocroissante, de caractère régressif avec soit des argiles, ou des silts à la base évoluant vers des grés au sommet, son épaisseur varie entre 25m et 45m.

On remarque un épaissement en allant du puits well1 vers le puits well2 suivi d'un amincissement en allant de ces deux puits vers les puits well4 et well7.

Le faciès tend à changer légèrement du nord-ouest vers le sud-est devenant de plus en plus silteux au niveau des puits well2 et well4 et redevenant argileux au niveau du puits well7.

Les teneurs des principaux éléments radioactifs (T, K et U) tendent à diminuer de la base au sommet.

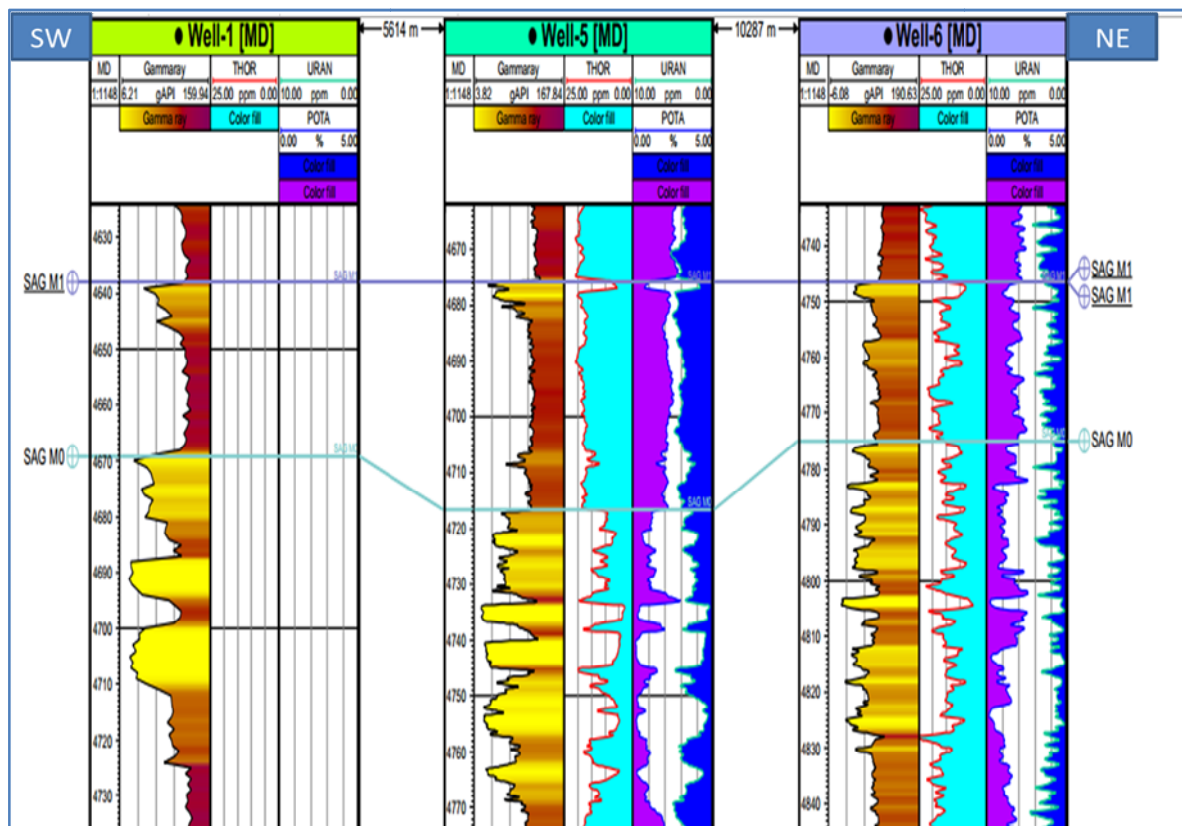


Figure. II.25. corrélation litho stratigraphique de l'unité M1 passant par les puits well1, well5 et well6

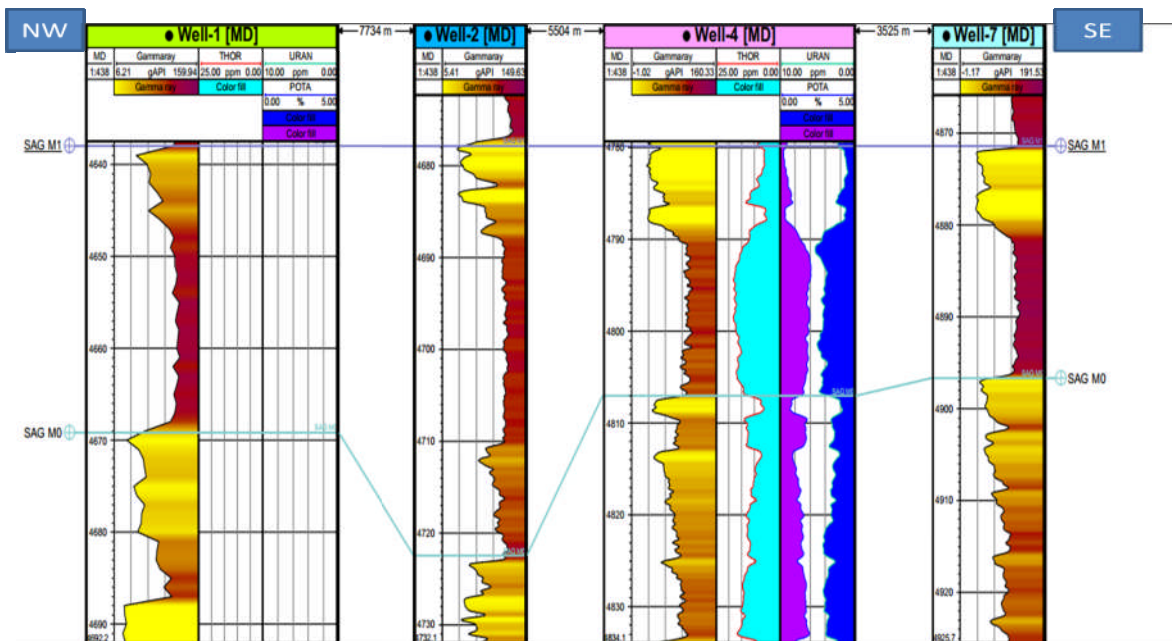


Figure. II.26. corrélation litho stratigraphique de l'unité M1 passant par les puits well1, well2, well4 et well7

II.5.3. Unité M2 :**Direction sud-ouest/nord-est**

Au niveau des trois puits Well1, Well5 et Well6 cette unité est granocroissante, de caractère régressif avec des argiles à la base évoluant vers des grés au sommet. Sa limite inférieure est l'unité M1.

Son épaisseur varie entre 105m et 120m, on remarque un amincissement en allant du puits well1 vers les puits well5 et well6. Aucun grand changement de faciès n'est observé.

Direction nord-ouest/sud-est

Elle est granocroissante, de caractère régressif avec soit des argiles, ou des silts à la base évoluant vers des grés au sommet, son épaisseur varie entre 80m et 120m.

On remarque un amincissement progressif en allant du puits well1 vers le puits well7 et un léger changement de faciès en allant du nord-ouest vers le sud-est.

Les teneurs des principaux éléments radioactifs (T, K et U) augmentent avec la présence des argiles et diminuent en présence des grés.

L'unité M2 est subdivisée en deux sous unités M2-1 et M2-2 pour faciliter les corrélations entre les niveaux.

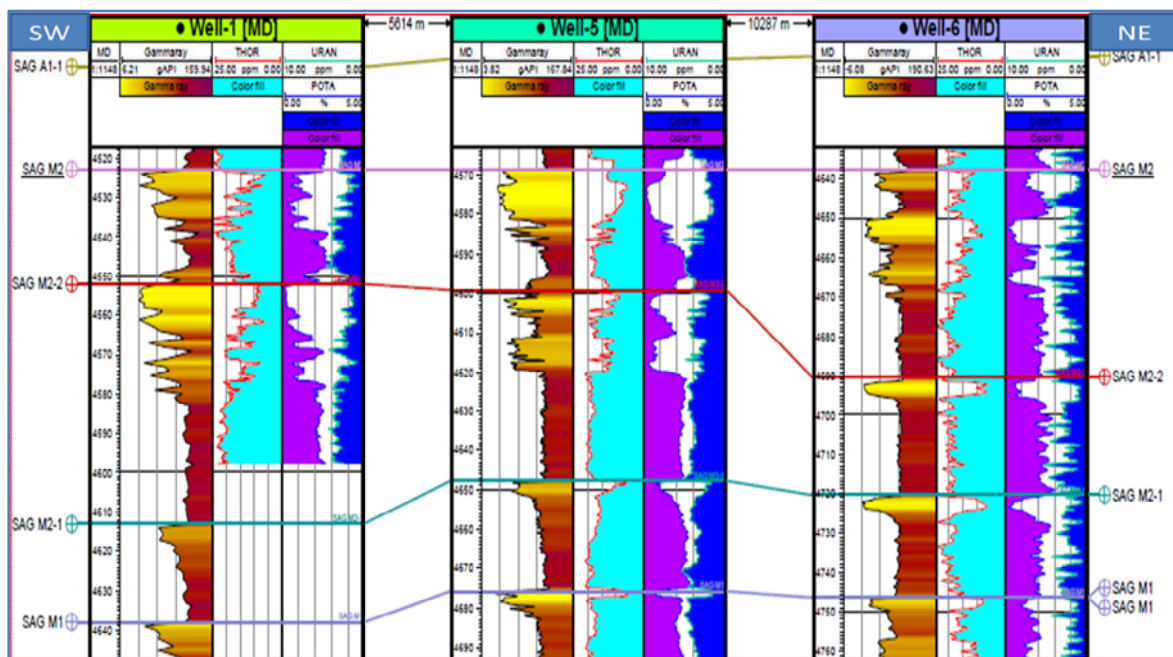


Figure. II.27. corrélation lithostratigraphique de l'unité M2 passant par les puits well1, well5 et well6

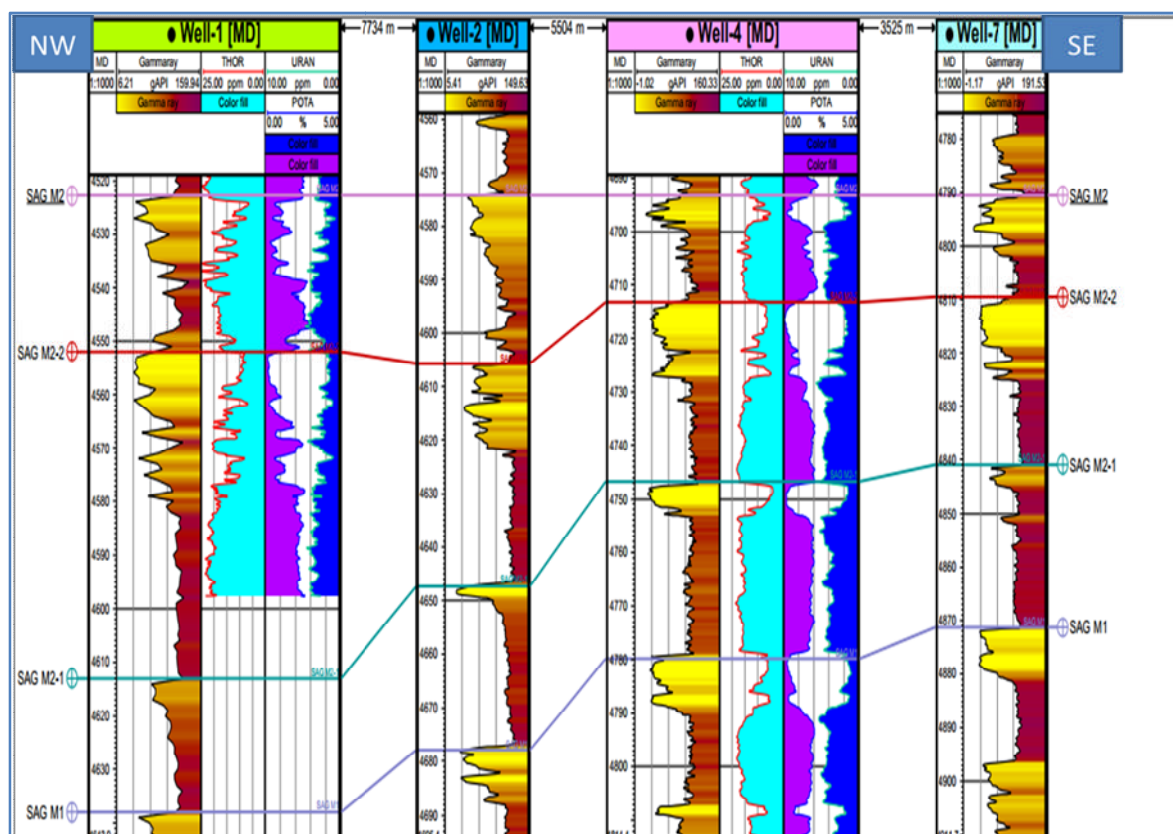


Figure. II.28. corrélation lithostratigraphique de l'unité M2 passant par les puits well1, well2, well4 et well7

II.5.4. Unité A1 :**Direction sud-ouest/nord-est**

Au niveau des trois puits Well1, Well5 et Well6 cette unité est granocroissante, de caractère régressif avec des argiles à la base évoluant vers des grés au sommet. Sa limite inférieure est l'unité M2. Son épaisseur varie entre 120m et 140m. On remarque l'isopacité de cette unité entre les puits Well1 et Well6 avec un amincissement au niveau du puits Well5. On ne remarque pas un changement de faciès au niveau de cette unité.

Les teneurs des principaux éléments radioactifs (T, K et U) augmentent avec la présence des argiles et diminuent en présence des grés.

Direction nord-ouest/sud-est

Elle est granocroissante, de caractère régressif avec soit des argiles, ou des silts à la base évoluant vers des grés au sommet, son épaisseur varie entre 100m et 145m.

On remarque un amincissement en allant du nord-ouest vers le sud-est. Le faciès est silteux au niveau des puits well2 et well4 et argilo-gréseux au niveau des puits well1 et well7.

Les teneurs des principaux éléments radioactifs (T, K et U) augmentent avec la présence des argiles et diminuent en présence des grés.

L'unité A1 est subdivisée en trois sous unités A1-1, A1-2, A1-3 pour faciliter les corrélations.

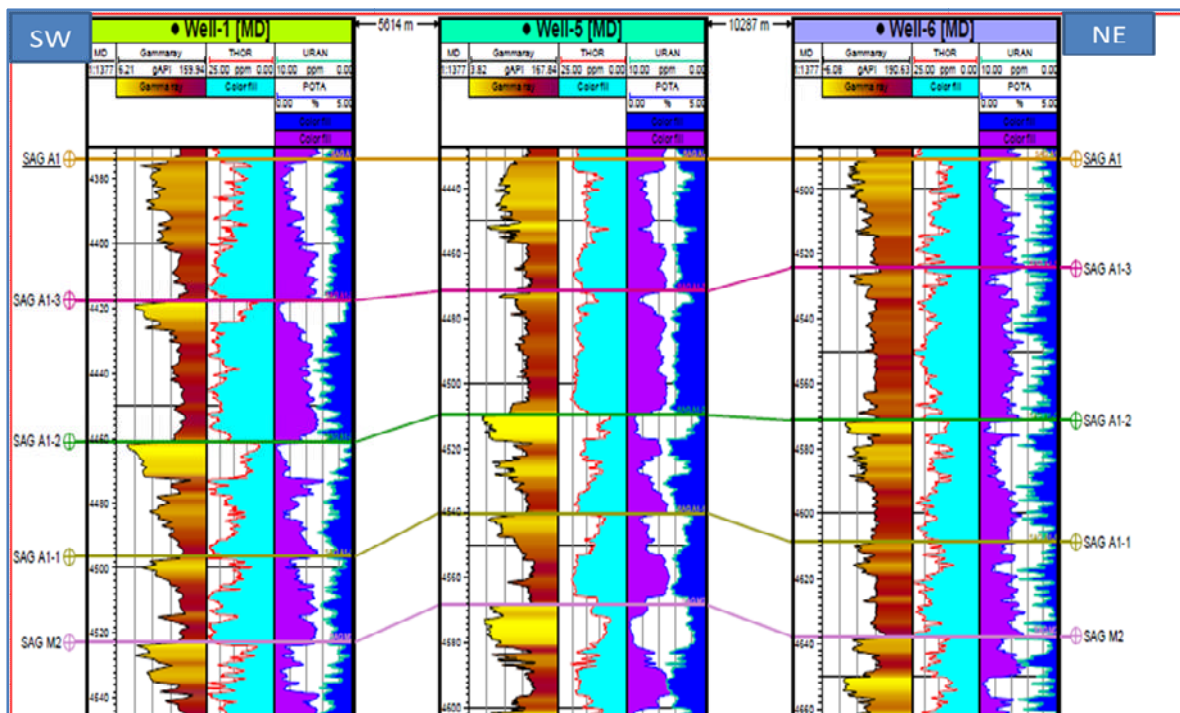


Figure. II.29. corrélation lithostratigraphique de l'unité A1 passant par les puits well1, well5 et well6

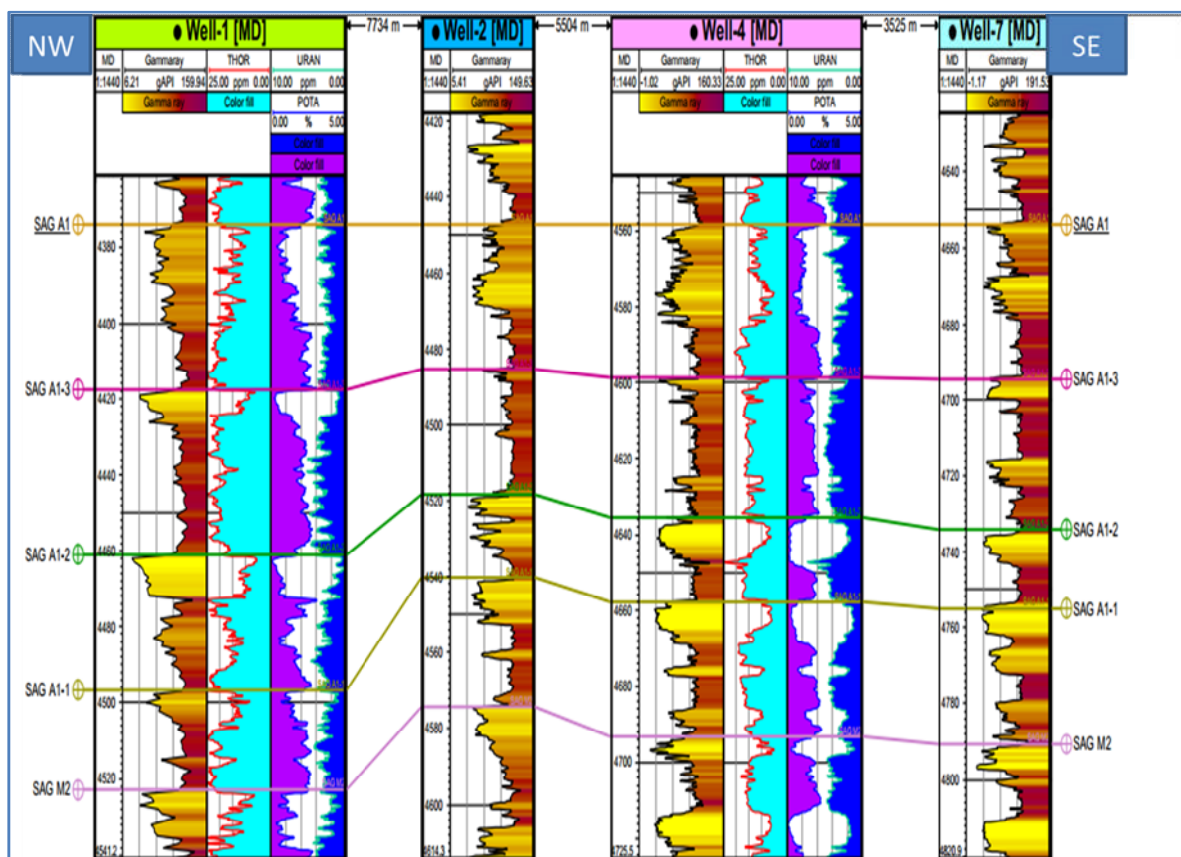


Figure. II.30. corrélation lithostratigraphique de l'unité A1 passant par les puits well1, well2, well4 et well7

II.5.5. Unité A2 :**Direction sud-ouest/nord-est :**

Au niveau des trois puits Well1, Well5 et Well6 cette unité est granocroissante, de caractère régressif avec des argiles à la base évoluant vers des grés au sommet. Sa limite inférieure est l'unité A1, son épaisseur varie entre 90m et 115m.

On remarque l'isopacité entre les puits well1 et well6 et un amincissement au niveau du puits well5.

Direction nord-est/sud-ouest :

Elle est granocroissante, de caractère régressif avec des argiles à la base évoluant vers des grés au sommet, son épaisseur varie entre 90m et 100m. On remarque un amincissement progressif en allant du nord-ouest vers le sud-est. Le faciès est silteux à gréseux au niveau des puits well2 et well4 et argilo-gréseux au niveau des puits well1 et well7.

Les teneurs des principaux éléments radioactifs (T, K et U) tendent à diminuer de la base au sommet au niveau des trois puits well1, well5 et well6.

L'unité A2 est subdivisée en deux sous unités A2-1, A2-2, pour faciliter les corrélations.

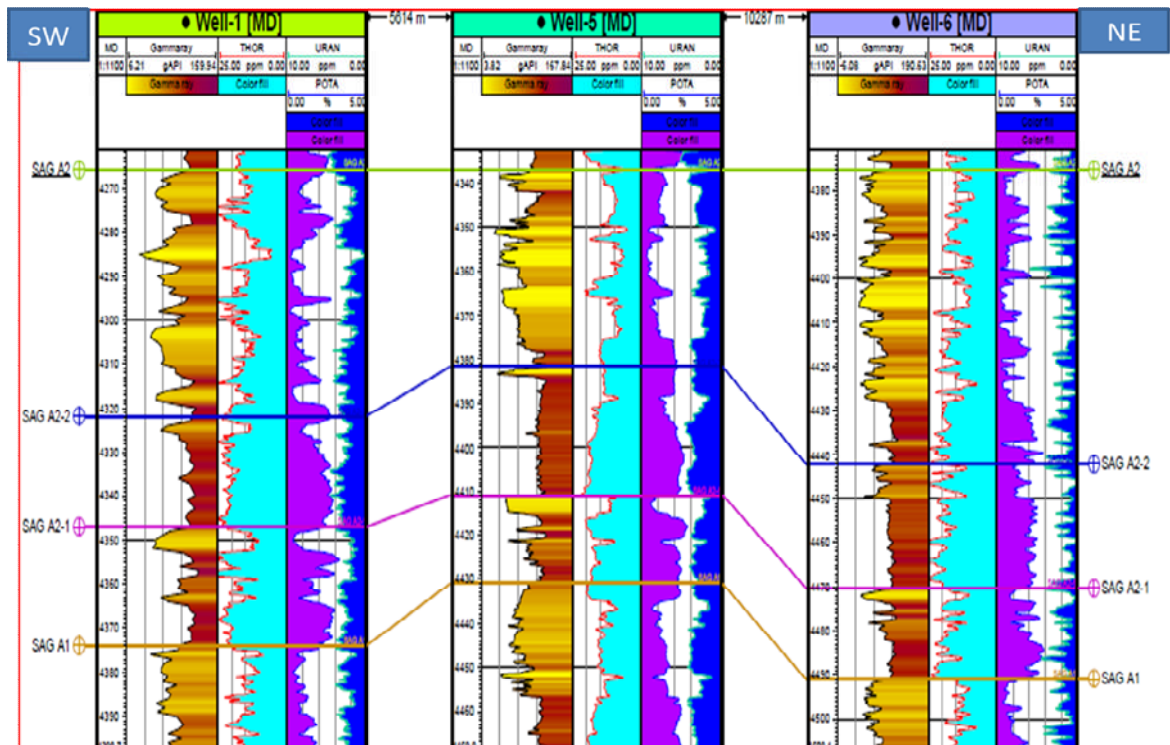


Figure. II.31. corrélation lithostratigraphique de l'unité A2 passant par les puits well1, well5 et well6

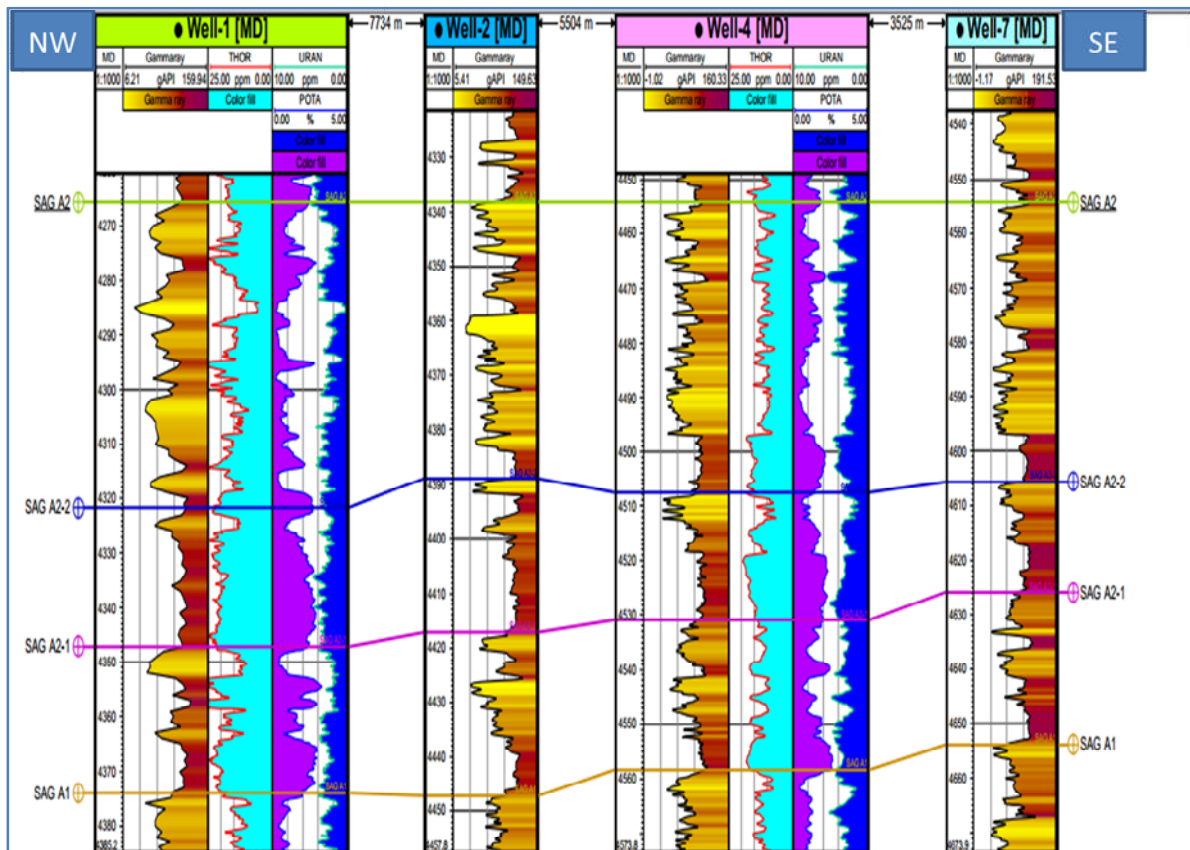


Figure. II.32. corrélation lithostratigraphique de l'unité A2 passant par les puits well1, well2, well4 et well7

II.5.6. Unité B1 :**Direction sud-ouest/nord-est**

Au niveau des trois puits Well1, Well5 et Well6, cette unité est granocroissante et de caractère régressif avec des argiles à la base évoluant vers des grés au sommet. Sa limite inférieure est l'unité A2, son épaisseur varie entre 80m et 90m.

On remarque l'isopacité de cette unité entre les puits Well1 et Well6 avec un épaissement au niveau du puits Well5. Le faciès tend à changer légèrement du sud-ouest vers le nord-est devenant de plus en plus silteux.

Direction nord-ouest/sud-est :

Elle est de même type que la direction précédente avec des argiles et des silts à la base évoluant vers des grés au sommet, son épaisseur varie entre 75m et 85m.

On remarque une isopacité au niveau des puits well1, well2 et well4, et un amincissement au niveau du puits well7. Le faciès est silteux à gréseux au niveau des puits well2 et well4 et argilo-gréseux au niveau des puits well1 et well7.

Les teneurs des principaux éléments radioactifs (T, K et U) tendent à diminuer de la base au sommet au niveau des trois puits well1, well5 et well6.

L'unité B1 est subdivisée en une seule sous-unités B1-1, pour faciliter les corrélations entre les bancs.

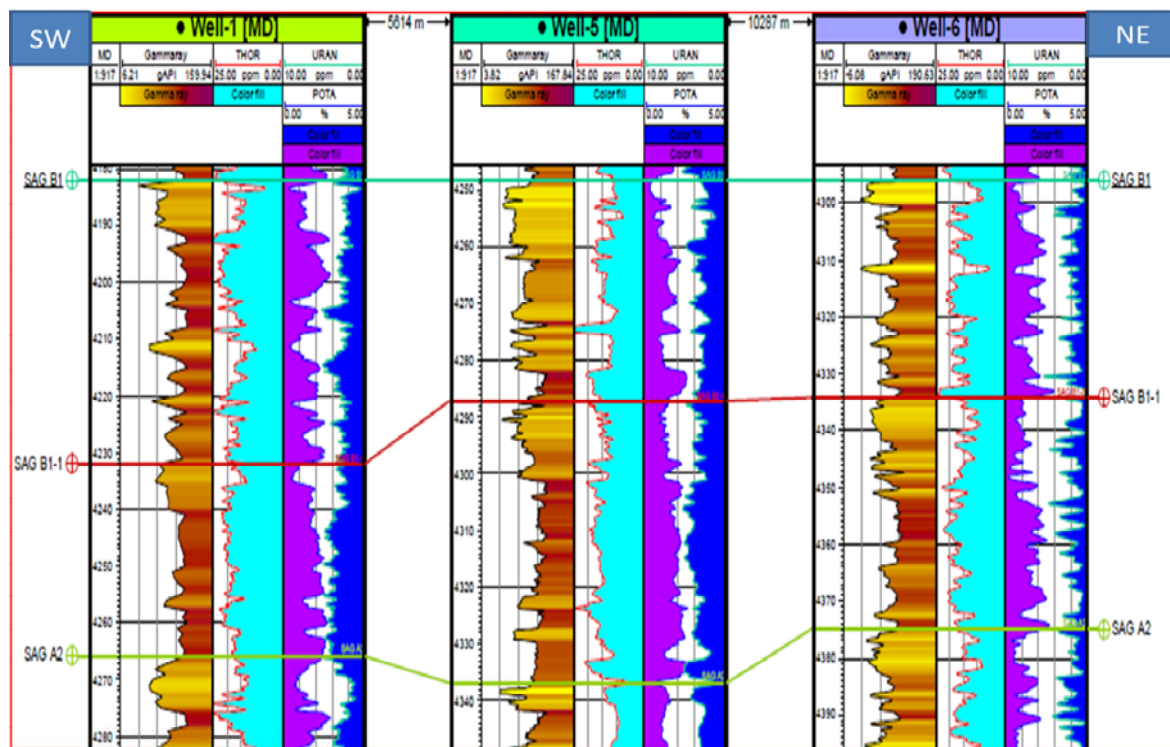


Figure. II.33. corrélation lithostratigraphique de l'unité B1 passant par les puits well1, well5 et well6

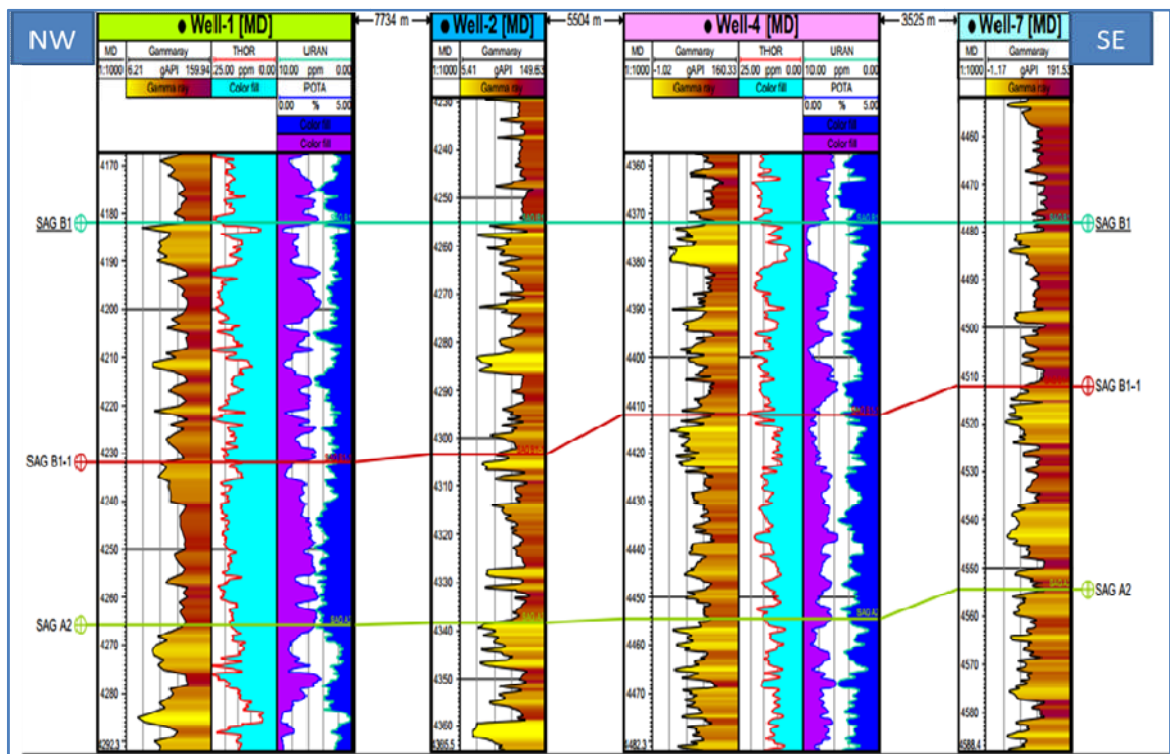


Figure. II.34. corrélation lithostratigraphique de l'unité B1 passant par les puits well1, well2, well4 et well7

II.5.7. Unité B2 :**Direction sud-ouest/nord-est**

Au niveau des trois puits Well1, Well5 et Well6 cette unité est granocroissante et de caractère régressif avec des silts à la base évoluant vers des grés au sommet. Sa limite inférieure est l'unité B1 et sa limite supérieure est la Base Gédinnien, son épaisseur varie entre 140m et 160m.

On remarque l'isopacité de cette unité entre les puits Well1 et Well6 avec un léger épaissement au niveau du puits Well5. Le faciès tend à changer légèrement du sud-ouest vers le nord-est devenant de plus en plus argileux dans cette direction.

Direction nord-ouest/sud-est :

Elle est granocroissante, de caractère régressif avec des argiles et des silts à la base évoluant vers des grés au sommet, son épaisseur varie entre 120m et 140m. On remarque un amincissement progressif en allant dans cette direction.

Le faciès est silteux à gréseux au niveau des puits well2 et well4 et argilo-gréseux au niveau des puits well1 et well7.

Les teneurs des principaux éléments radioactifs (T, K et U) tendent à diminuer de la base au sommet au niveau des trois puits well1, well5 et well6.

L'unité B2 est subdivisée en deux sous unités B2-1, B2-2 pour faciliter les corrélations entre les bancs.

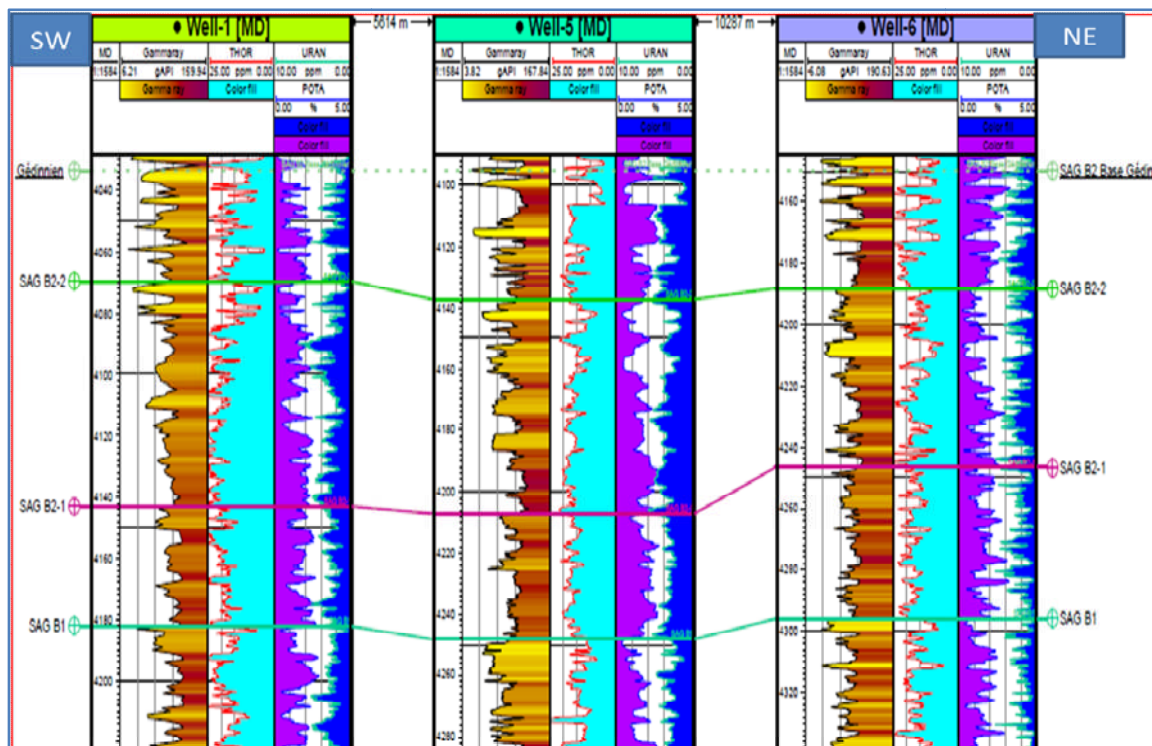


Figure. II.35. corrélation lithostratigraphique de l'unité B2 passant par les puits well1, well5 et well6

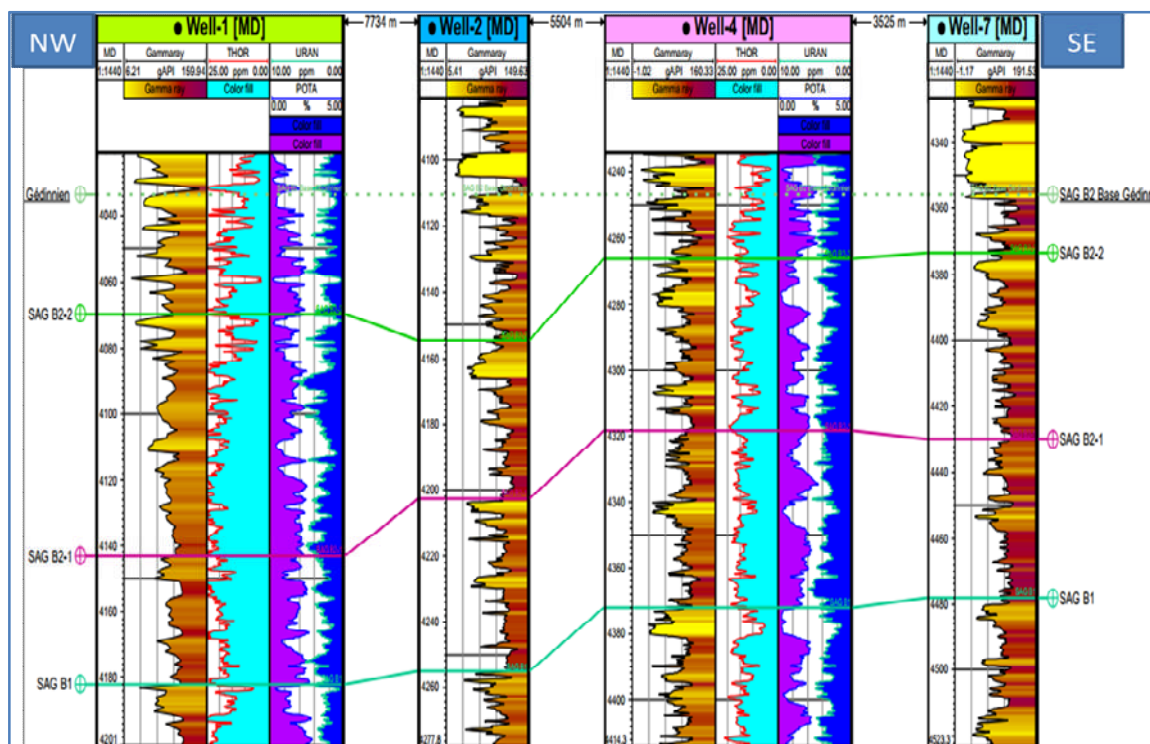


Figure. II.36. corrélation lithostratigraphique de l'unité B2 passant par les puits well1, well2, well4 et well7

II.6. Interprétation des cartes en isopaques des unités du Silurien Argilo-Gréseux de notre région d'étude :

II.6.1. Interprétation de la carte de l'unité M0

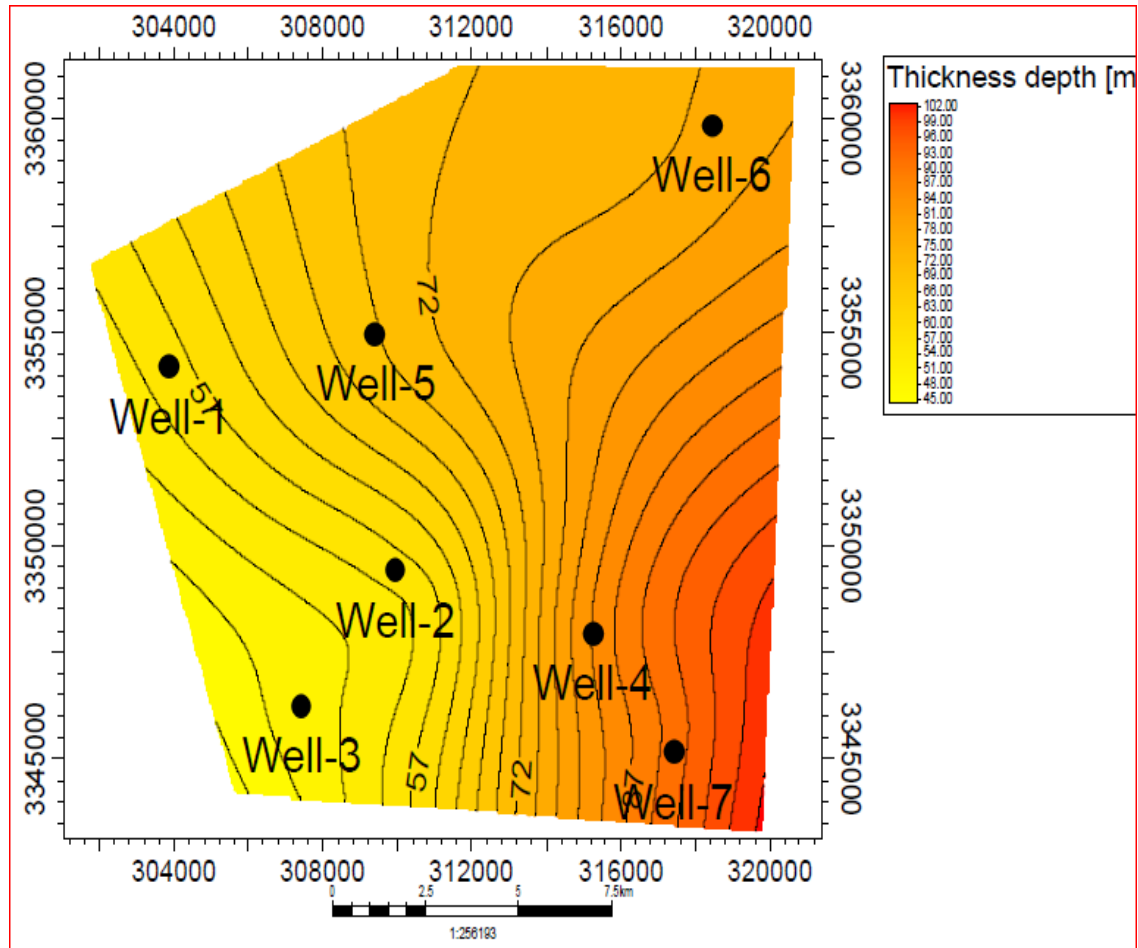


Figure. II.37. carte en isopaque de l'unité M0

Le maximum d'épaisseur est enregistré dans la partie sud-est de la zone d'étude à proximité du well7 d'une valeur de 93m, cette épaisseur diminue, et le minimum est de 50m enregistré au Sud Ouest de la région, autour du well3 (figure. II.36).

Cette carte montre une grande variabilité d'épaisseur à travers la région d'étude.

II.6.2. Interprétation de la carte de l'unité M1

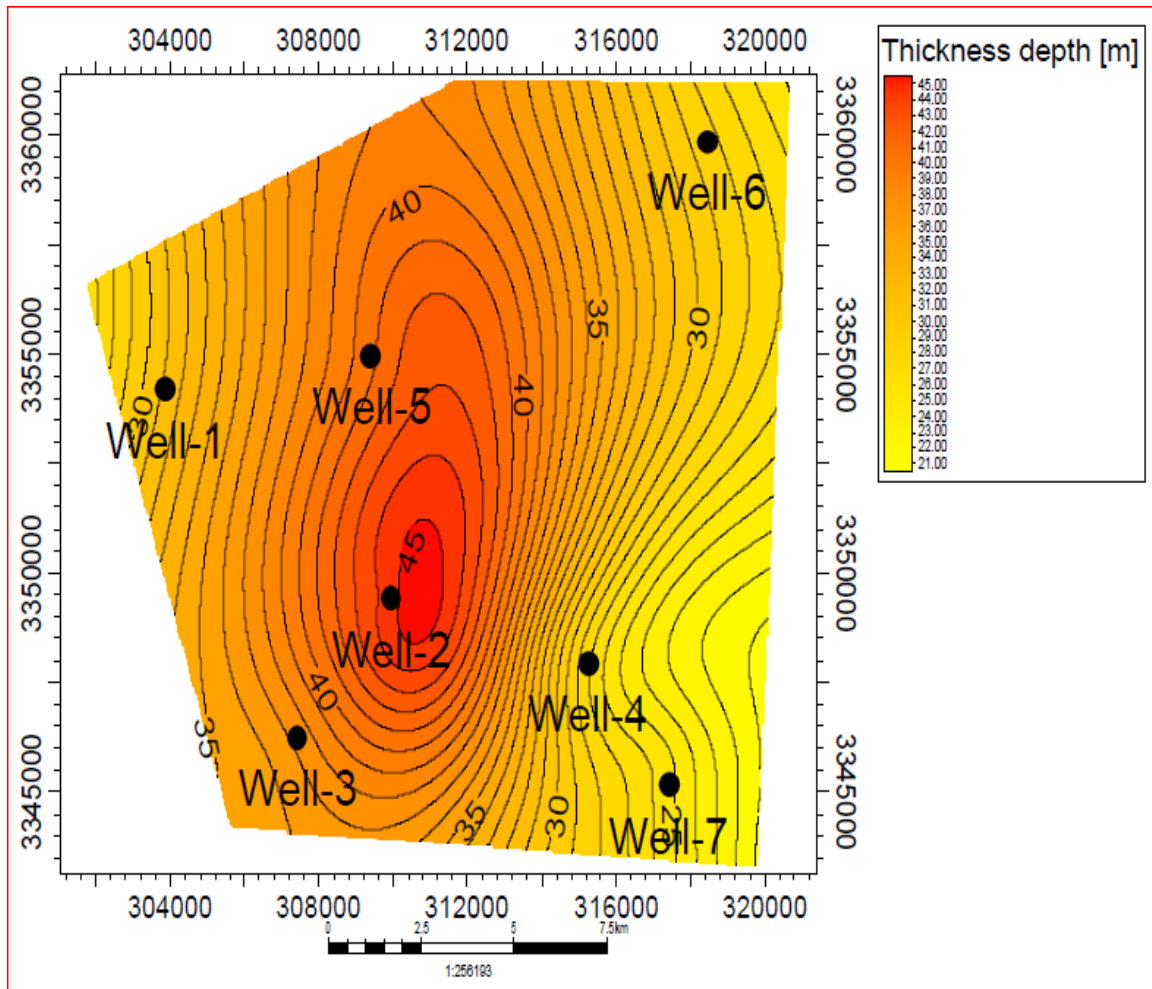


Figure. II.38. carte en isopaque de l'unité M1

Le maximum d'épaisseur est enregistré dans la partie Centrale de la région d'étude aux alentours du well2 d'une valeur de 45m. En s'éloignant de cette zone l'épaisseur diminue progressivement jusqu'à atteindre son minimum de 25m enregistré au well7 (figure .II.37).

Cette carte montre un épaissement au centre de la région d'étude, et une diminution dans les autres directions.

II.6.3. Interprétation de la carte de l'unité M2

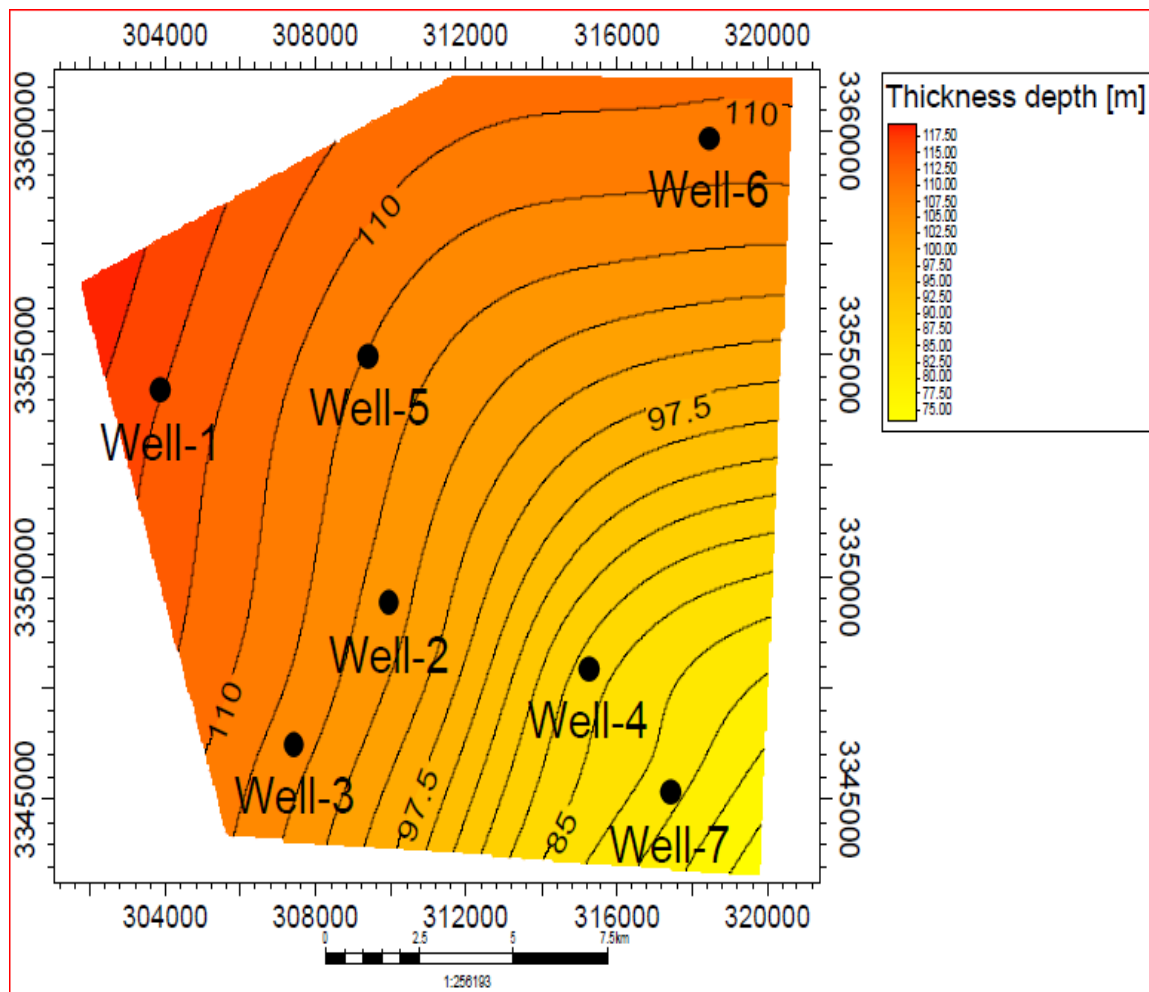


Figure .II.39. Carte en isopaque de l'unité M2

Le maximum d'épaisseur est enregistré dans la partie nord-ouest de la région d'étude aux alentours des well1 d'une valeur de 115m. En allant vers le sud-est de la zone d'étude l'épaisseur diminue progressivement jusqu'à atteindre son minimum de 80m enregistré au well7 (figure .II.38).

Cette carte montre un épaissement au Nord Ouest de la région d'étude, et une diminution dans la partie Sud Est de la région d'étude.

II.6.4. Interprétation de la carte de l'unité A1

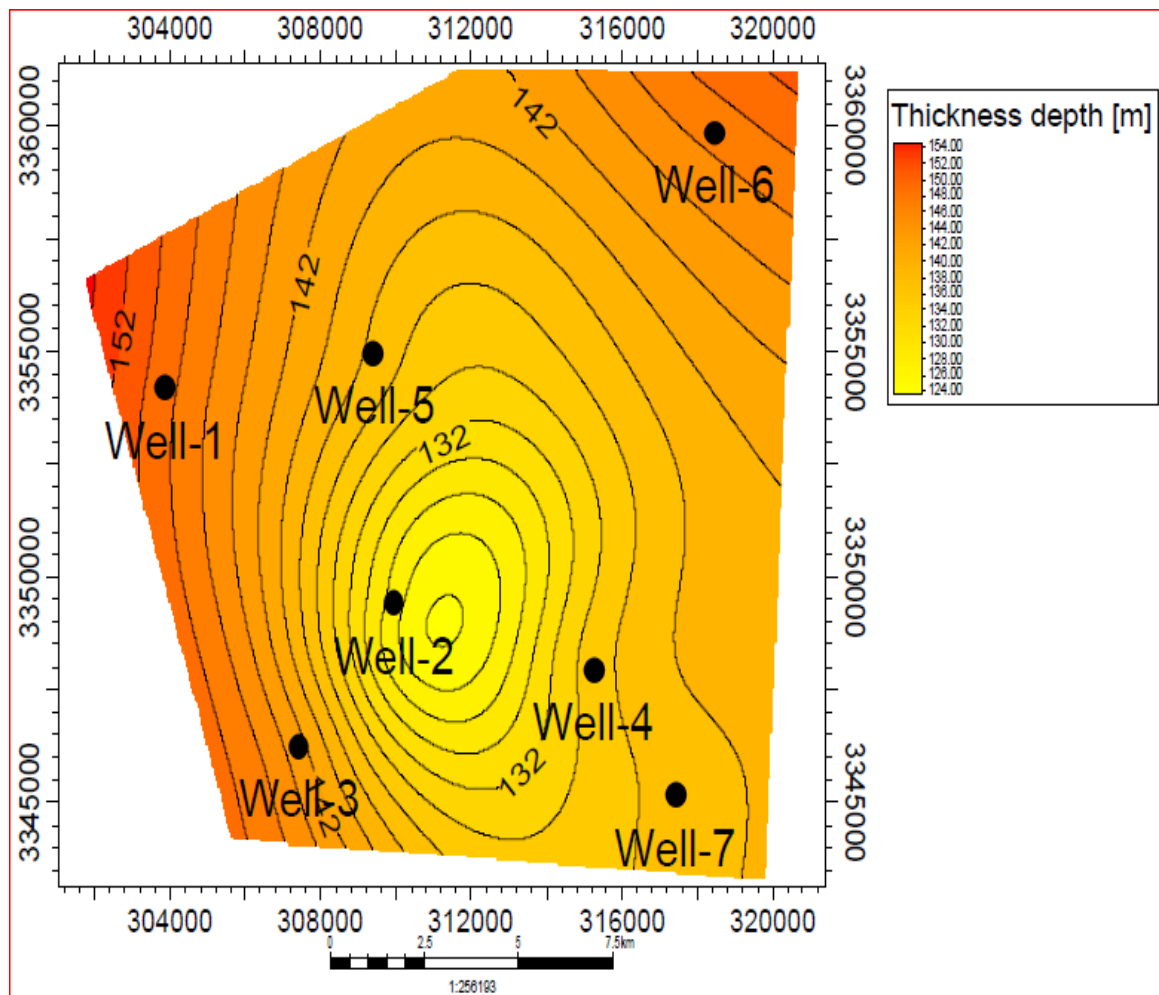


Figure .II.40. Carte en isopaque de l'unité A1

Le maximum d'épaisseur est enregistré dans la partie nord-ouest de la région d'étude aux alentours du well1 d'une valeur de 149m.

En allant vers le centre de la zone d'étude l'épaisseur diminue progressivement jusqu'à atteindre son minimum qui est de 125m enregistré au well2(figure .II.39).

Cette carte montre un épaissement à la périphérie de la région d'étude, et une diminution dans la partie centrale de la région d'étude. Cependant elle ne montre pas une grande variabilité d'épaisseur.

II.6.5. Interprétation de la carte de l'unité A2

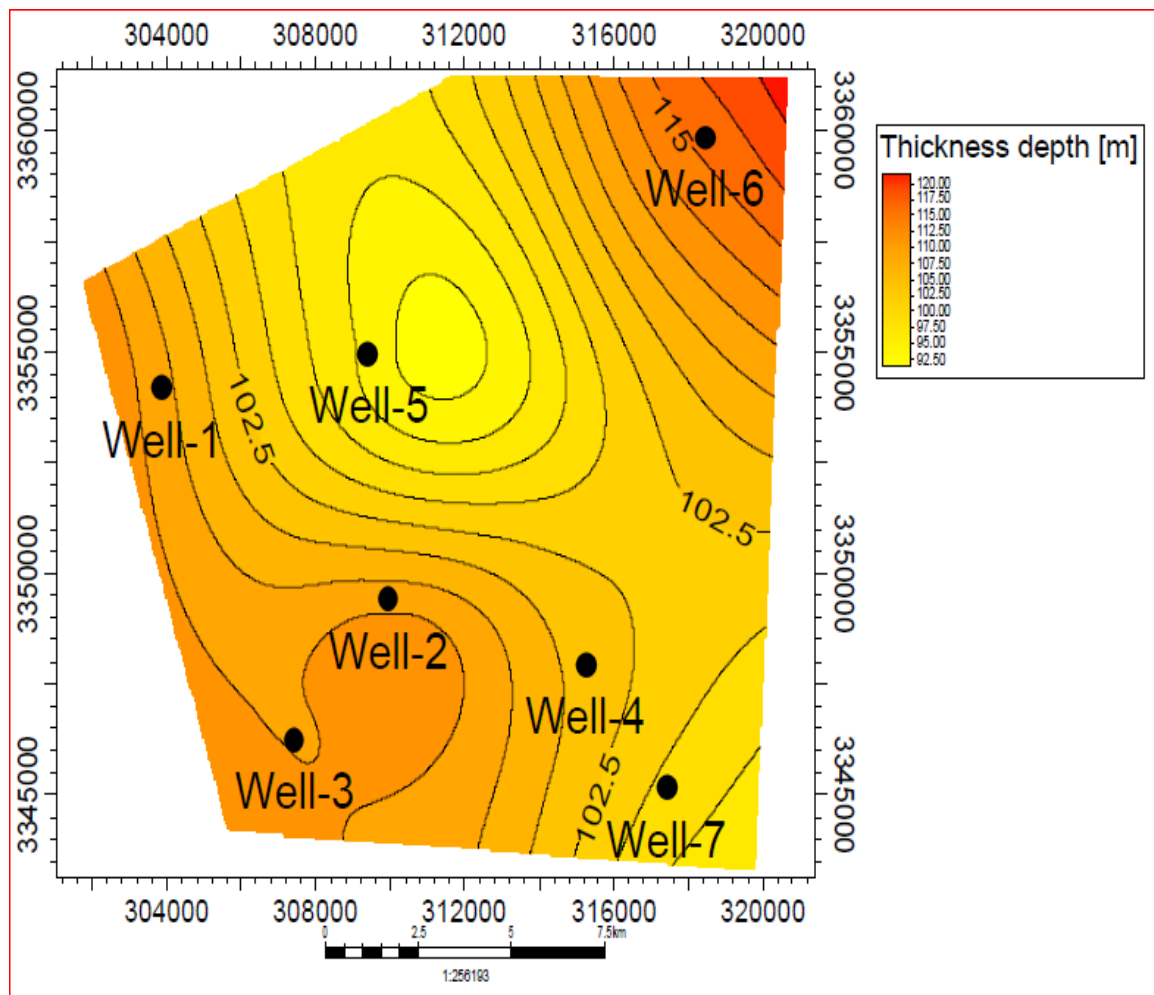


Figure .II.41. Carte en isopaque de l'unité A2

Le maximum d'épaisseur est enregistré dans la partie nord-est de la région d'étude aux alentours du well6 d'une valeur de 115m.

En allant vers le centre de la zone d'étude l'épaisseur diminue progressivement pour atteindre son minimum de 95m enregistré au well5 (figure .II.40).

Cette carte montre une certaine constance d'épaisseur (de 95 à 115m).

II.6.6. Interprétation de la carte de l'unité B1

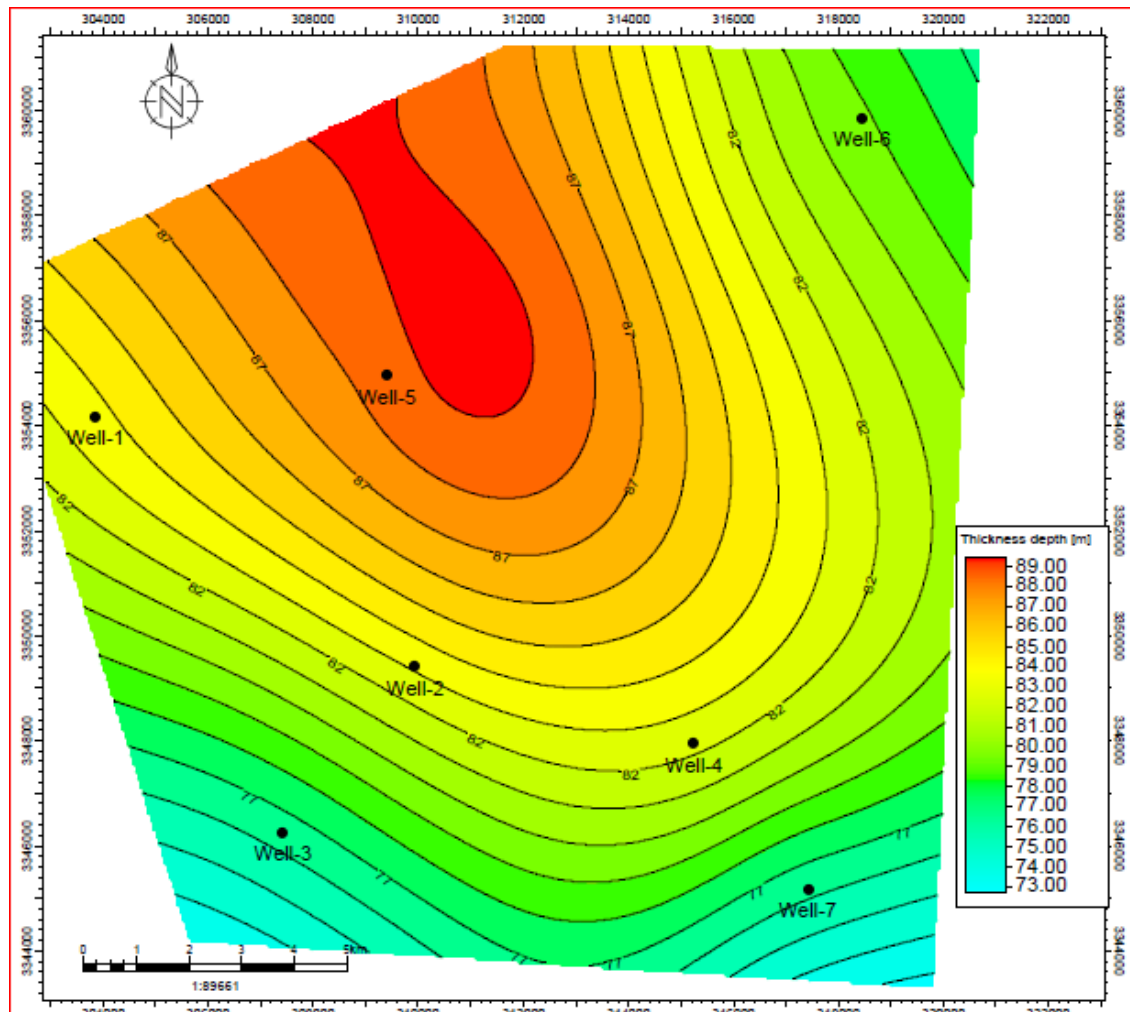


Figure .II.42. Carte en isopaque de l'unité B1

Le maximum d'épaisseur est enregistré dans la partie Nord de la région d'étude aux alentours du well5, d'une valeur de 89m. En allant vers le Sud de la zone d'étude l'épaisseur diminue progressivement jusqu'à atteindre 72m enregistré au well3 et well7 (figure .II.41).

Cette carte montre que cette formation présente une grande constance d'épaisseur (de 72 à 89m).

II.6.7. Interprétation de la carte de l'unité B2

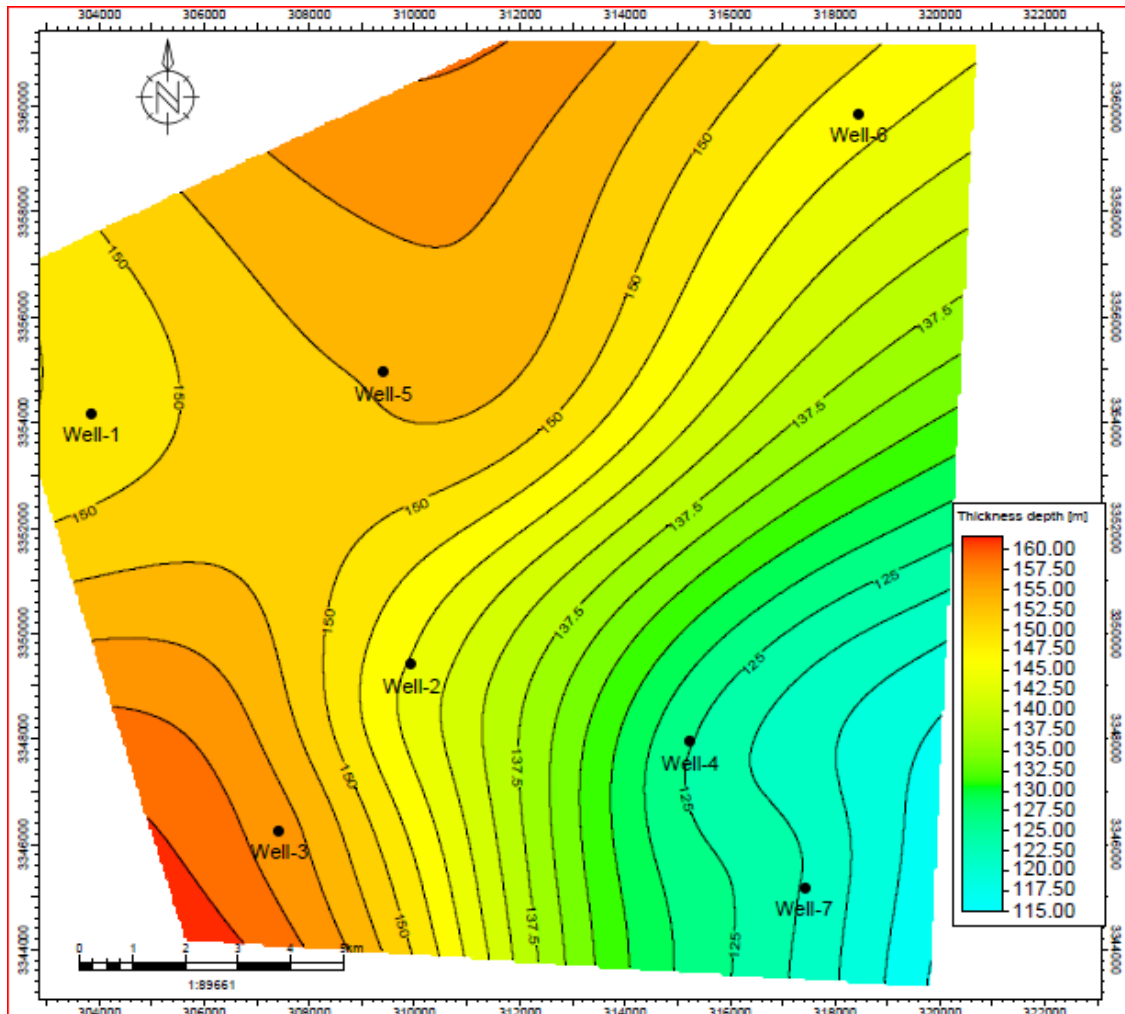


Figure .II.43. Carte en isopaque de l'unité B2

Le maximum d'épaisseur est enregistré dans la partie sud-ouest de la région d'étude aux alentours du well 3, d'une valeur de 155m. En allant vers le sud-est de la zone d'étude l'épaisseur diminue progressivement jusqu'à atteindre 122m enregistré au well4 et well7 (figure .II.42).

Cette carte montre que cette formation est plus au moins isopaque et ne présente pas une grande variabilité d'épaisseur (de 122 à 155m).

II.6.8. Interprétation de la carte de l'unité Gédinnienne:

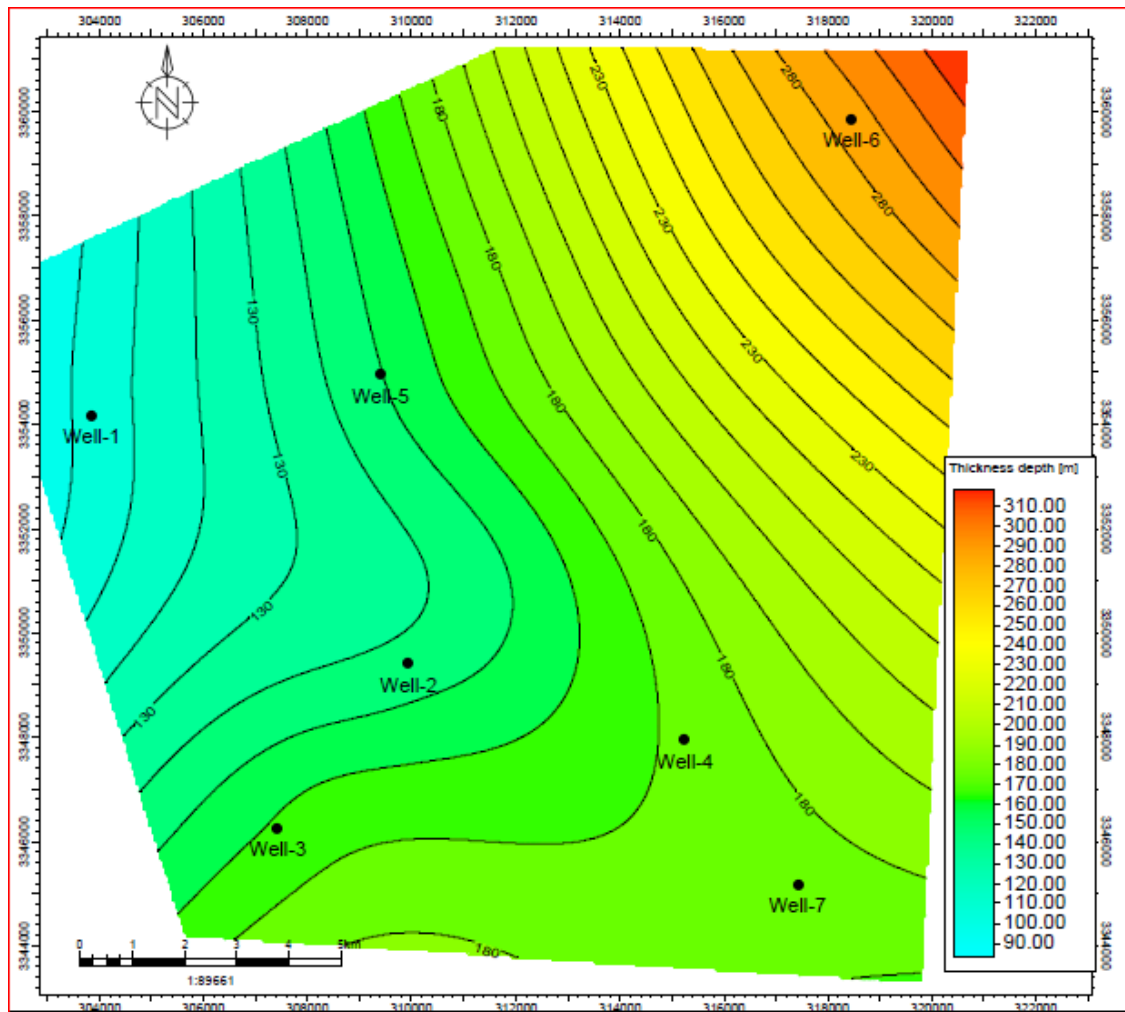


Figure .II.44. Carte en isopache de l'unité Gédinnienne

Le maximum d'épaisseur est enregistré dans la partie nord-est de la région d'étude aux alentours du well6 d'une valeur de 280m. En allant vers le sud-ouest de la zone d'étude l'épaisseur diminue progressivement jusqu'à atteindre 100m enregistré au well1(figure .II.43).

Cette carte montre un épaissement au nord-est de la région d'étude, et une diminution au sud-ouest de la région. Cette grande variabilité témoigne de la forte érosion hercynienne en allant de l'Est (Partie centrale du bassin) à la partie Ouest.

II.6.9. Conclusion :

Les formations du Silurien Argilo Gréseux présentent une grande constance dans la répartition des dépôts, et que seules quelques variabilités ont été remarquées.

L'analyse de ces formations SAG montre une grande continuité latérale et verticale des dépôts, ces derniers sont de type marin peu profond (faible tranche d'eau), avec une forte influence tidale (marée).

Le suivi des signaux diagraphiques, lithologiques et l'interprétation séquentielle montre que ces formations SAG présentent une constance avérée, on arrive facilement à suivre les séquences et à les corrélérer d'un puits à un autre. Elles sont de type régressifgranocroissante.

La formation du Gédinnien, se trouvant directement sous les formations triasiques (érosion partielle du Dévonien Supérieur, et totale du Carbonifère et Permien), présente une grande différence dans la répartition de ses épaisseurs, ceci est dû à l'érosion hercynienne, qui coiffe ses dépôts. On remarque entre autre que son maximum de dépôt est localisé sur la partie Est de la zone d'étude et que le minimum est quant à lui est dans la partie Ouest.

II.7. Apport de l'étude biostratigraphique :**II.7.1. Introduction :**

La biostratigraphie est l'étude de la répartition des espèces (souvent fossiles) dans les strates sédimentaires et donc dans les temps géologiques. Par des études paléontologiques ou micropaléontologiques, elle se donne pour objectif l'établissement d'une chronologie relative. Elle intervient par ailleurs comme support de corrélation pour la plupart des autres disciplines des sciences de la terre.

Les carottes qui ont servi de point de départ pour ce travail, sont datées d'âge Siluro-Dévonien (Silurien supérieur à Dévonien inférieur).

À travers ce paragraphe nous tenterons d'apporter quelques informations sur les caractéristiques biostratigraphiques de ces formations SAG et d'estimer l'étage.

Cette partie ne s'est faite que sur les données carottes disponibles, et pas sur toutes les sections des puits concernés par cette étude.

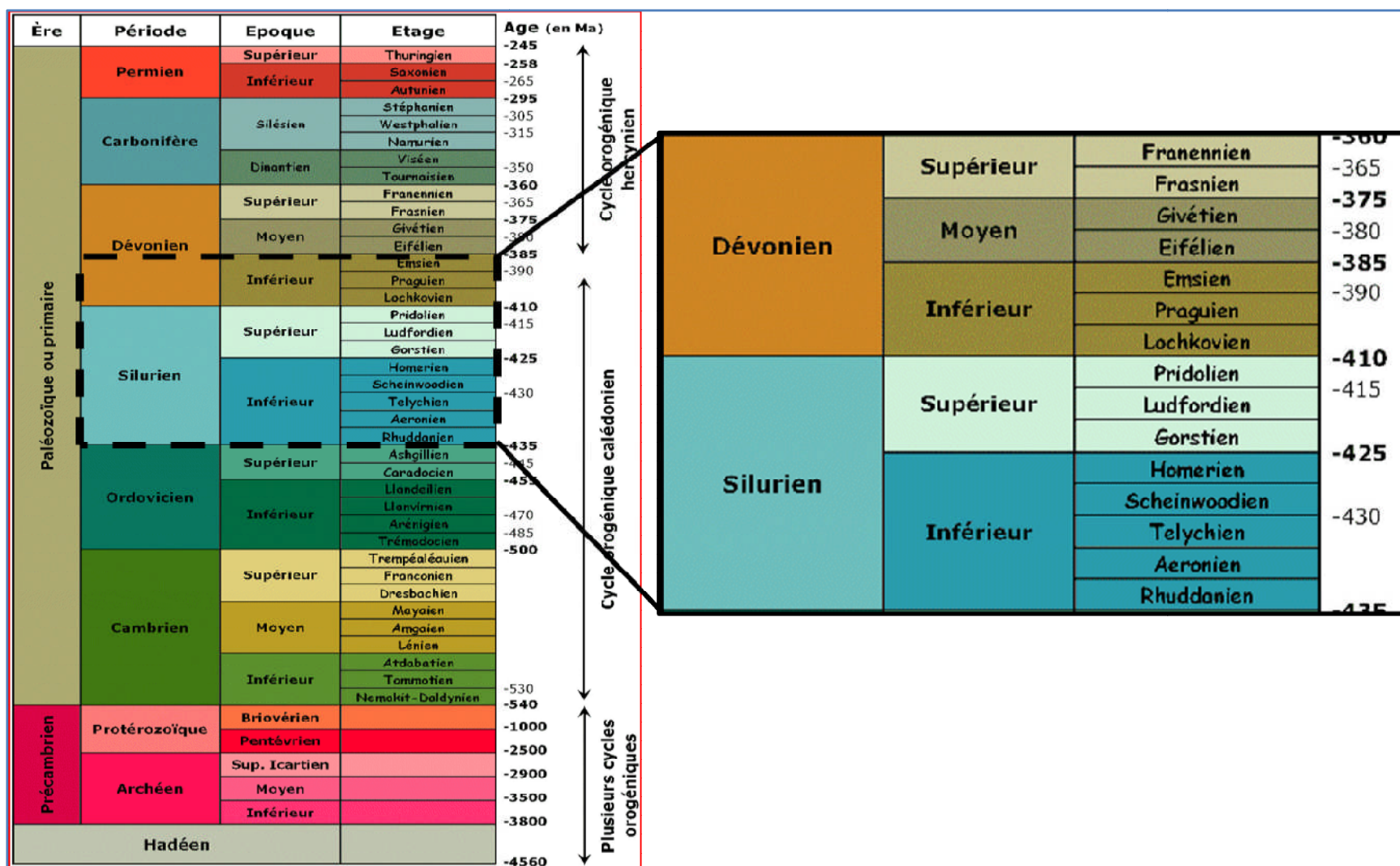
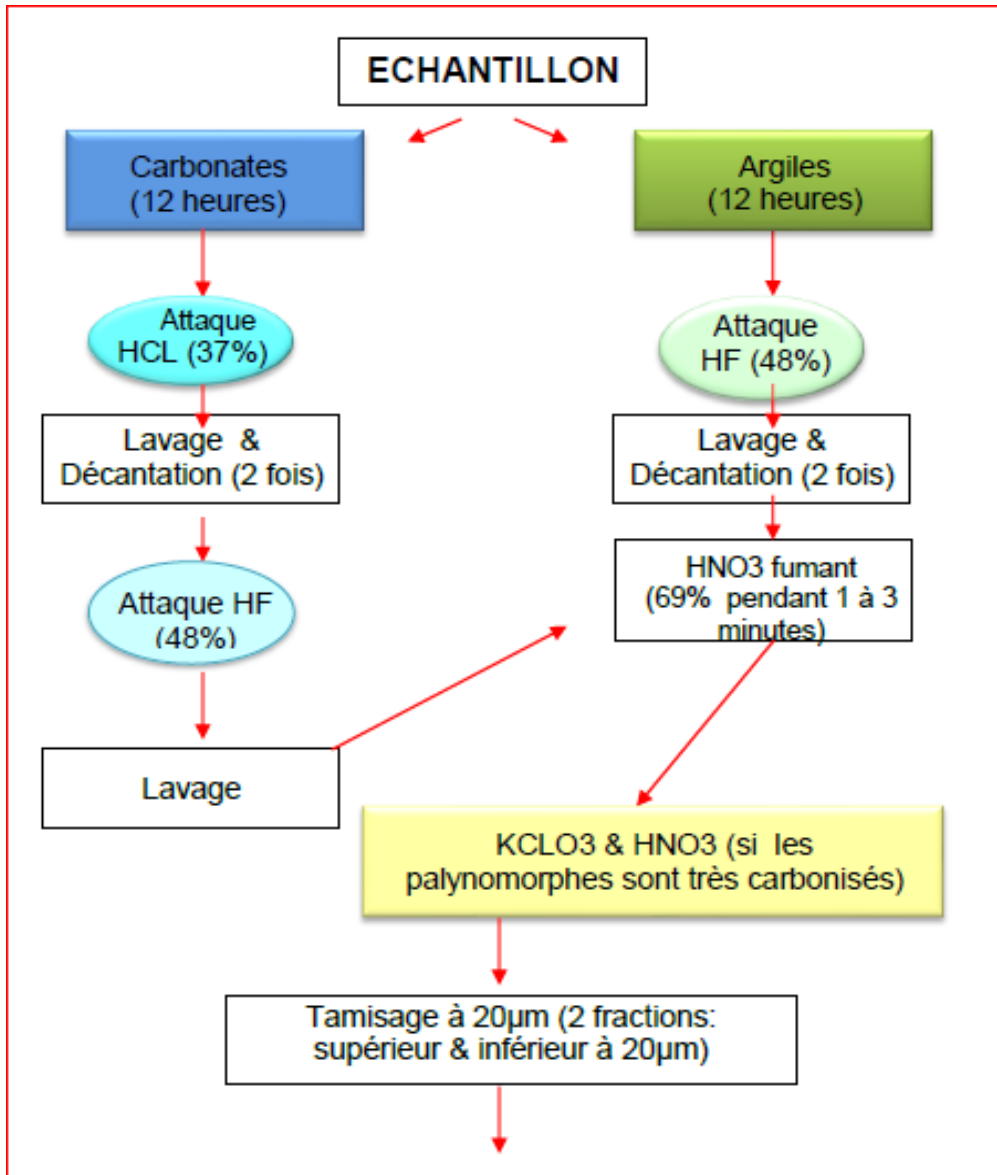


Figure .II.45.Echelle des temps géologiques paléozoïques ainsi que son zoom au Siluro-Dévonien.

II.7.2. Démarches de préparation des échantillons :

Dans ce travail, les échantillons ont été préparés selon la technique de préparation Palynologique standard (voir figure .II.45).



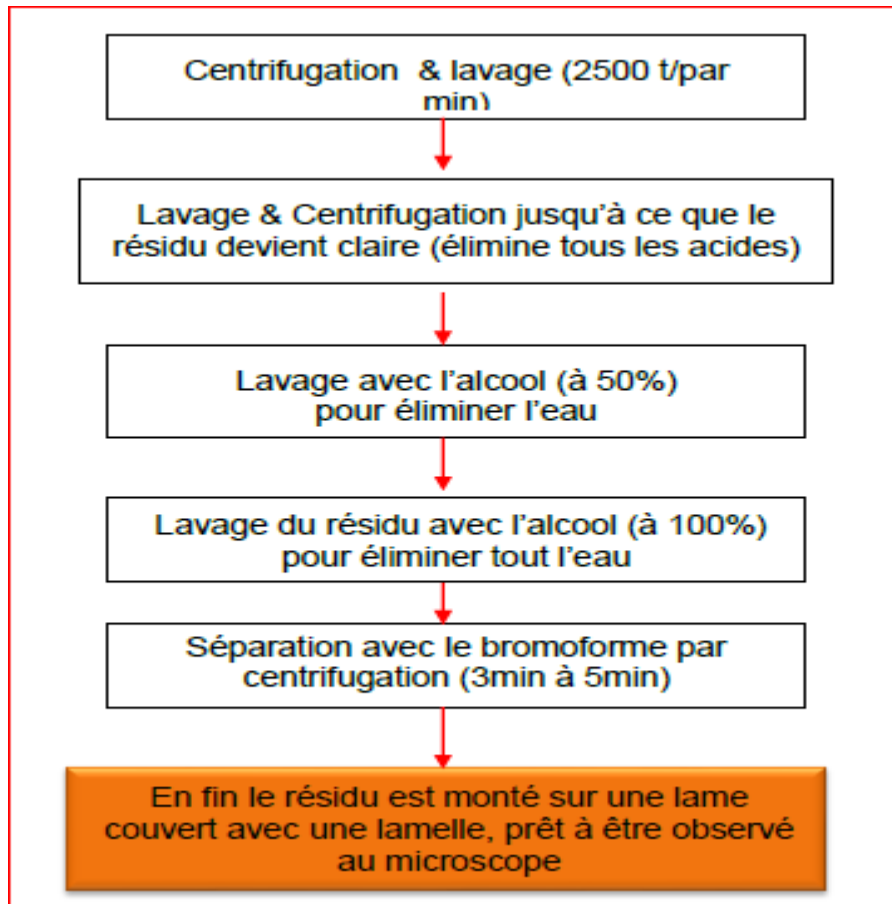


Figure .II.46. Technique standard de préparation palynologique

Remarque: La fraction supérieure à 20 μ m contient les palynomorphes les plus importants tels que les Chitinozoaires, les Spores et les Acritarches.

II.7.3.Carottes utilisées :

La réalisation de cette étude est faite sur deux (02) puits (well1 et well2). Les numéros des carottes et les intervalles sont représentés dans le tableau suivant (Tableau 02).

Sondage well1 :

Elle a concerné treize (13) échantillons de carottes présentant une richesse et une diversité remarquable en palynomorphes (Chitinozoaires et Acritarches) ainsi qu'une bonne conservation de la matière Organique ,ils sont répartis comme suit :

Puits	carottes	Unité	Profondeur	Nombre de carottes
Well 1	Cr-4		4231.27	13
			4233.55	
			4235.76	
			4239.42	
			4243.36	
			4246.27	
	Cr-5	A1	4460.68	
			4461.73	
	Cr-6	M2	4517.69	
			4524.17	
			4525.95	
			4527.10	
			4530.75	

Tableau 02 : Puits well1 carottés au niveau de L'unité A1 et M2

Carotte 6 (4530.75m - 4527.10m)

Age: Azoïque

Ces deux échantillons se sont révélés azoïques, on note la richesse en matière organique amorphe carbonisée et de rares fragments de Scolécodontes.

Carotte 6 (4525.95m) – Carotte 5 (4460.68m)

Age: Ludfordien supérieur – Pridoli inférieur.

Carotte 4 (4246.27m – 4231.27m)

Age: Pridoli moyen

Sondage well2 :

Elle a concerné l'analyse microscopique de quinze (15) échantillons de carottes. Ils sont répartis comme suit.

Puits	carottes	Unité	Profondeur	Nombre de carottes
Well 2	Cr-4	Gédinnien	4020.28	15
			4025.30	
			4028.20	
			4028.70	
			4029.56	
			4030.50	
			4032.30	
	Cr-5		4045.65	
	Cr-7	A1	4518.92	
			4519.60	
			4526.11	
			4528.72	
			4529.47	
			4531.40	
			4533.15	

Tableau 03. Puits well2 carottés au niveau de L'unité A1 et Gédinnien.

Carotte 7 (4533.15m – 4518.92m)

Age: Ludfordien supérieur – Pridoli

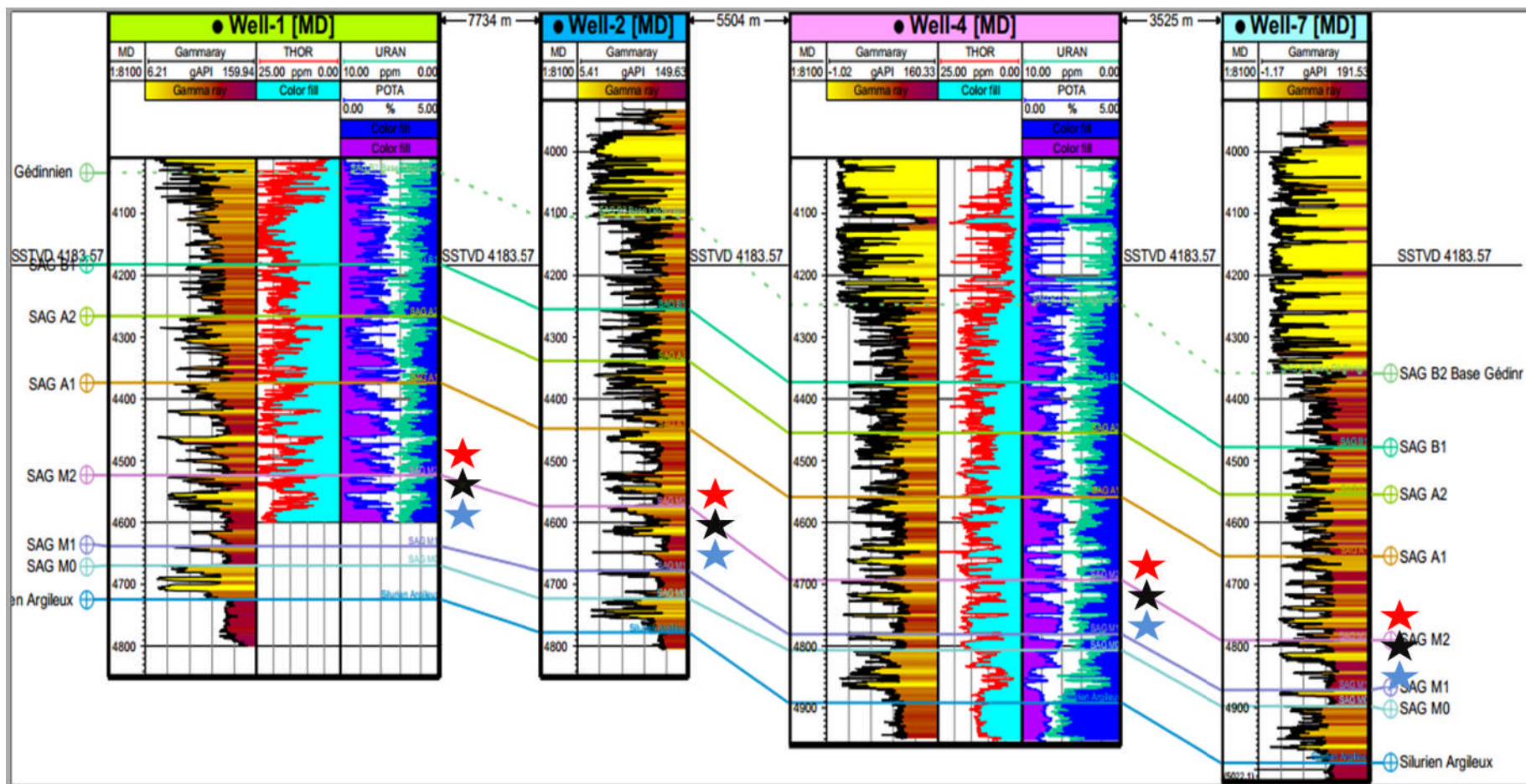
Carotte 5 (4045.65m)

Age: Indatable

Cet échantillon est indatable, un seul individu de *Leiofusafiliferaa* été observé, ainsi que des débris de matière organique.

Carotte 4 (4032.30m – 4020.28m)

Age: Dévonien inférieur (Lochkovien)



II.7.4.Conclusion :

L'analyse biostratigraphique de la région d'étude qui s'est faite sur la base de deux puits seulement nous a permis de déterminer l'âge de quelques formations du SAG notamment celles basales (SAG A et SAG M), là où les données de carottes sont disponibles.

Les âges identifiés sont du Silurien Supérieur à Dévonien inférieur (Ludfordien, Pridolien à Luchkovien). Ceci nous permet de dire que les formations attribuées dans le passé au Silurien Supérieur peuvent être du Dévonien Inférieur ou moyen, ou même du Dévonien Supérieur.

Afin que ces datations soit plus fiables et détaillées, un carottage continu doit être réalisé sur la totalité de la section silurienne, et au moins sur un seul puits de la région d'étude, une fois réalisée ces âges peuvent être extrapolés sur les autres puits de la zone concernée, sur un rayon géographique raisonnable.

III.Introduction :

La région de Taouil / RhourdeHelma, située dans la partie nord-ouest de la province sud-est Triasique, a été le siège de mouvements tectoniques polyphasés ayant généré des trends structuraux de différentes orientations (nord-Est, sud-ouest, est-ouest et nord-sud).

L'image structurale actuelle de la région d'étude est essentiellement héritée de plusieurs mouvements tectoniques régionaux importants connus dans le Bassin de Berkine qui sont comme suit :

- La phase hercynienne, caractérisée par un régime de contraintes de type compressive de direction N40°, pour la phase Viséenne, et N120° pour la phase Post Namurienne, dont les effets se manifestent par l'érosion graduelle des termes supérieurs du Paléozoïque à l'échelle du Bassin de Berkine.
- La phase distensive Trias–Lias, en rapport avec l'ouverture de l'Atlantique Nord, est responsable de la création des failles nord-est/sud-ouest, du basculement des blocs et des variations importantes d'épaisseurs des formations triasiques et liasiques.
- Les mouvements autrichiens, ayant un régime de contraintes compressives de direction est-ouest, sont les mouvements clés dans cette région. Ils sont responsables des piégeages sur les principaux gisements, ainsi que sur la dismigration et la destruction de certains pièges hercyniens et plus ; notamment sur les régions occidentales (Allenda - Ramade).
- Enfin, les mouvements tectoniques alpins / atlasiques d'âge tertiaire, ayant des contraintes orientées selon la direction nord-ouest/sud-est, sont de type transpressifs. Ils ont essentiellement contribué au remodelage des grandes structures existantes, d'âges anciens, de certaines régions, à l'image des structures de Brides et de Taouil.

III.1.Méthodologie**III.1.1.Données et logiciels sismiques utilisés**

L'analyse structurale de la région d'étude s'est faite sur la base de l'interprétation du cube sismique 3D de REH 2011 d'une superficie totale de 927 Km². Ce programme sismique nous a permis de générer plusieurs cartes en temps des différents objectifs paléozoïques assignés à cette campagne sismique (Silurien et Ordovicien), et ce à l'aide du logiciel Petrel de Schlumberger et Fracaflo de Beicip Franlab.

III.1.2.Calibration Puits-Sismiques

Le calage a été fait principalement par les VSP (vertical sismique profile) et check-shots des puits forés dans la zone de Taouil et Rhourde El Helma, un nombre total de plus de dix ont été utilisés pour cette opération.

III.1.3.Méthodes de Conversion temps / profondeurs

La conversion temps-profondeurs des cartes isochrones (temps) en cartes isobathes a été effectuée en réalisant un cube iso-vitesses pour chaque horizon en calculant les vitesses moyennes aux puits.

La formule pour le calcul des vitesses moyennes :

$$V_{\text{moy}} = P / T,$$

P : Profondeur du niveau géologique au puits par rapport au DP de la section.

T : Temps lu sur la section au niveau de ce même puits.

Le résultat est satisfaisant avec cette méthode, car les cartes isobathes obtenues reflètent l'allure structurale des cartes isochrones, interprétées sur la base du cube sismiques 3D de REH 2011, au toit des différents objectifs de la zone d'étude.

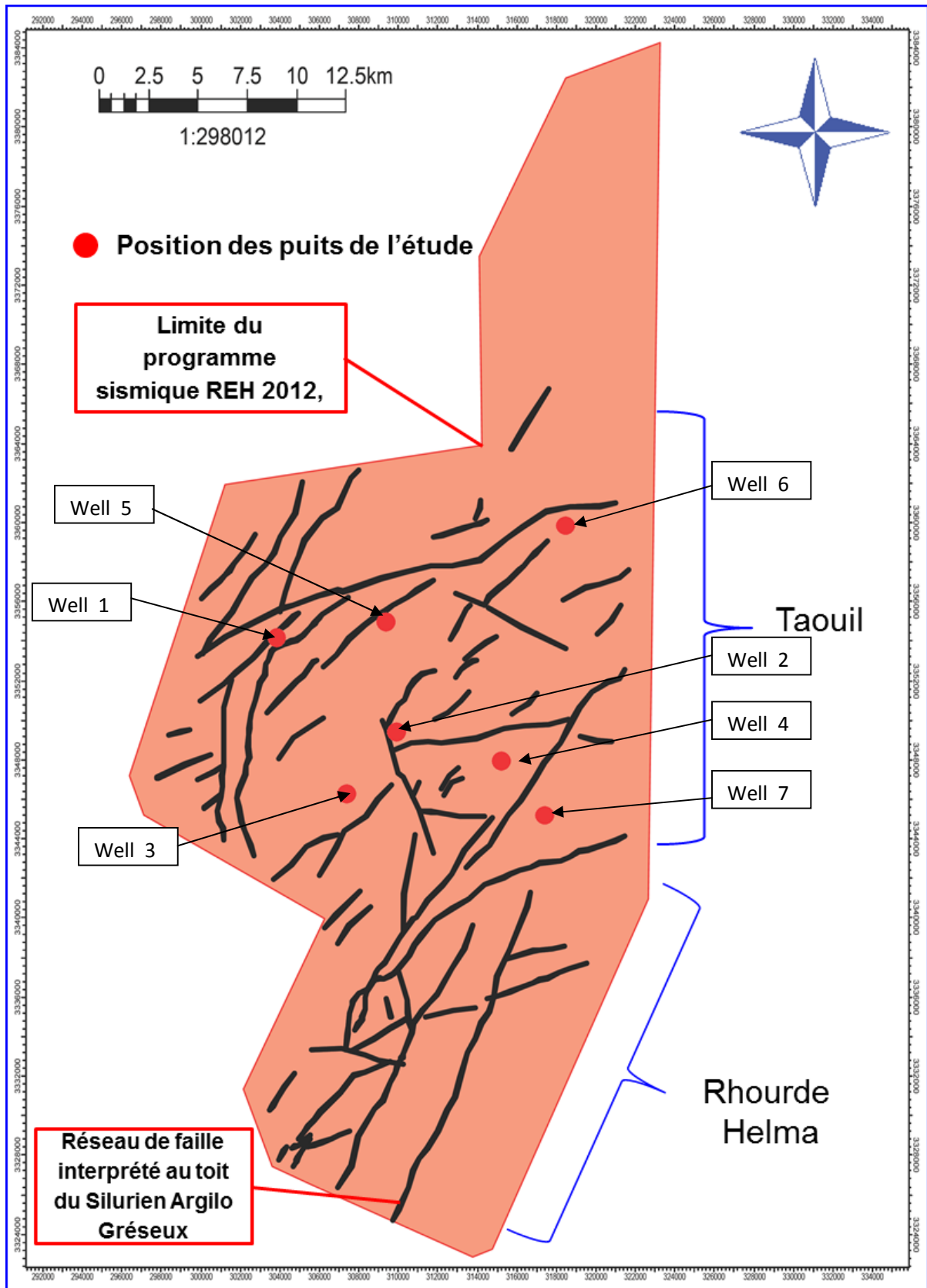


Figure.III. 1. Réseau de failles de la zone d'étude.

III.2. Analyse structurale

Cette étude s'est faite avec l'utilisation du logiciel fracaflo, qui se base sur l'interprétation des cartes en isobathes générées à partir du logiciel Petrel, il permet ;

- De discriminer les différentes failles par familles selon les directions comme c'est le cas ici, où quatre familles ont été retenues (est-ouest, nord-est/sud-ouest, nord-sud et nord-ouest/sud-est).
- De les analyser et les classer par nombre et longueur afin d'avoir à la fin un aperçu quantitatif et qualitatif (statistique). Ce dernier nous aide à avoir globalement et plus facilement une idée sur la ou les phases prépondérantes à l'origine de la structuration de la zone d'étude.

Direction des failles	Nombre de failles	(%) par nombre	Longueur (km)	(%)par longueur
Failles E-W	12	17.15	73.2	16.25
Failles NE-SW	49	70	310.2	68.87
Failles N-S	7	10	46.8	10.40
Failles NW-SE	2	2.85	20.2	4.48
TOTAL	70	100	450.4	100

Tableau.III. 04. Récapitulatif du calcul et statistique du réseau de failles de la zone Taouil-REH généré par Fracaflo.

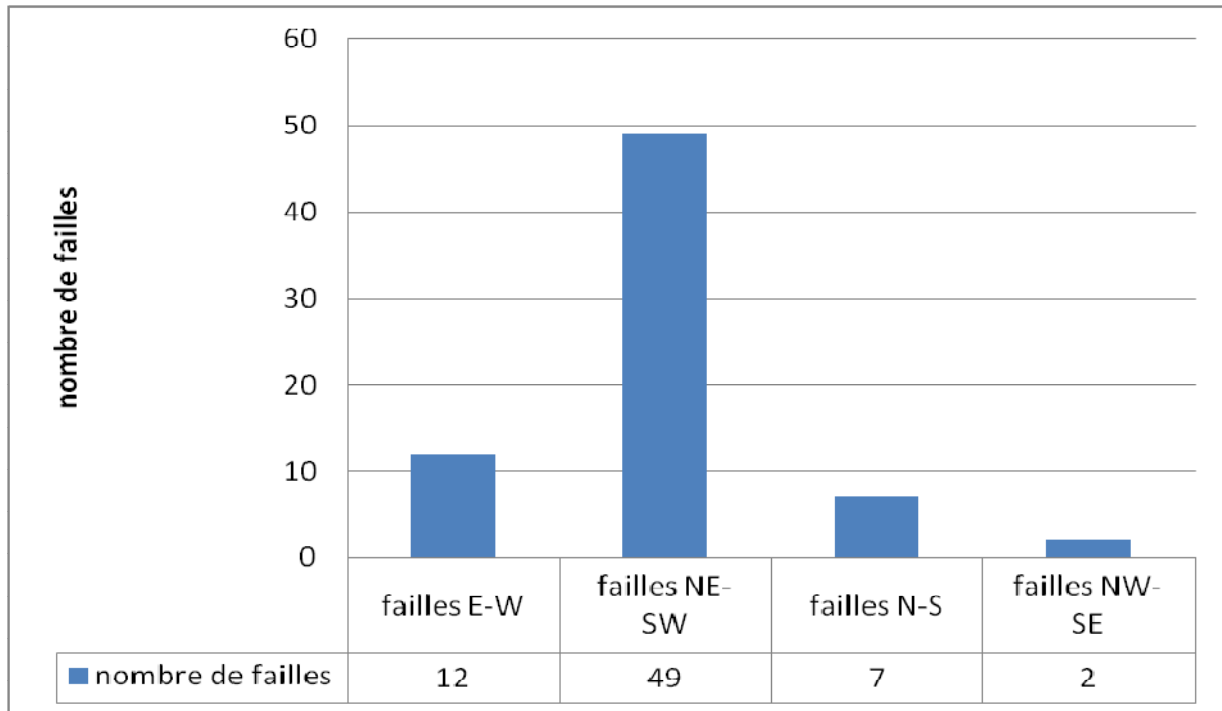


Figure. III. 2. Histogramme des nombres de failles

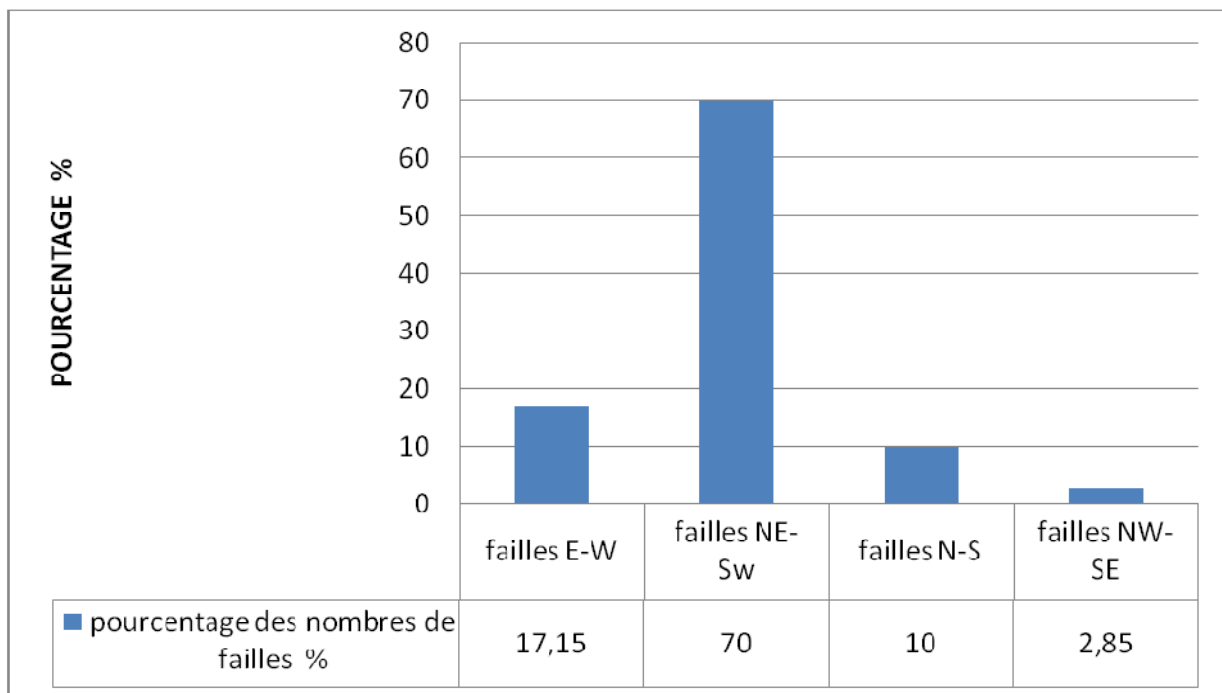


Figure. III. 3. Histogramme des pourcentages des nombres de failles.

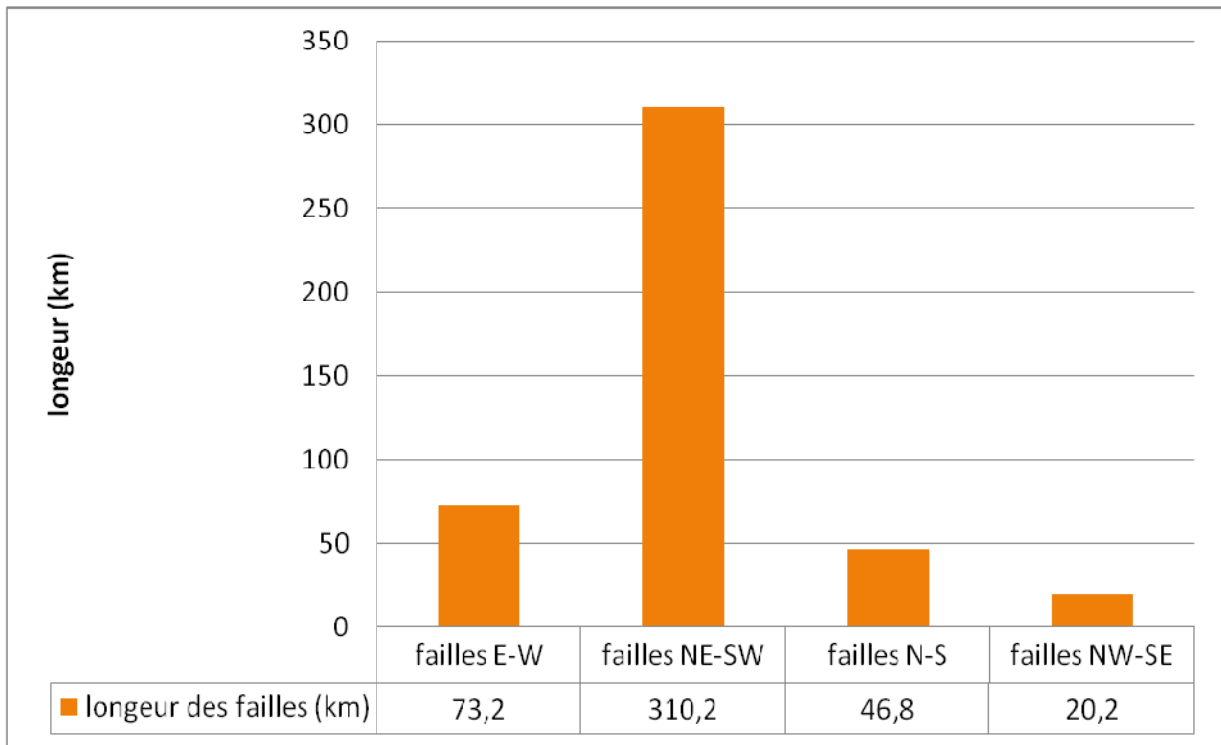


Figure.III.4. Histogramme des longueurs de failles

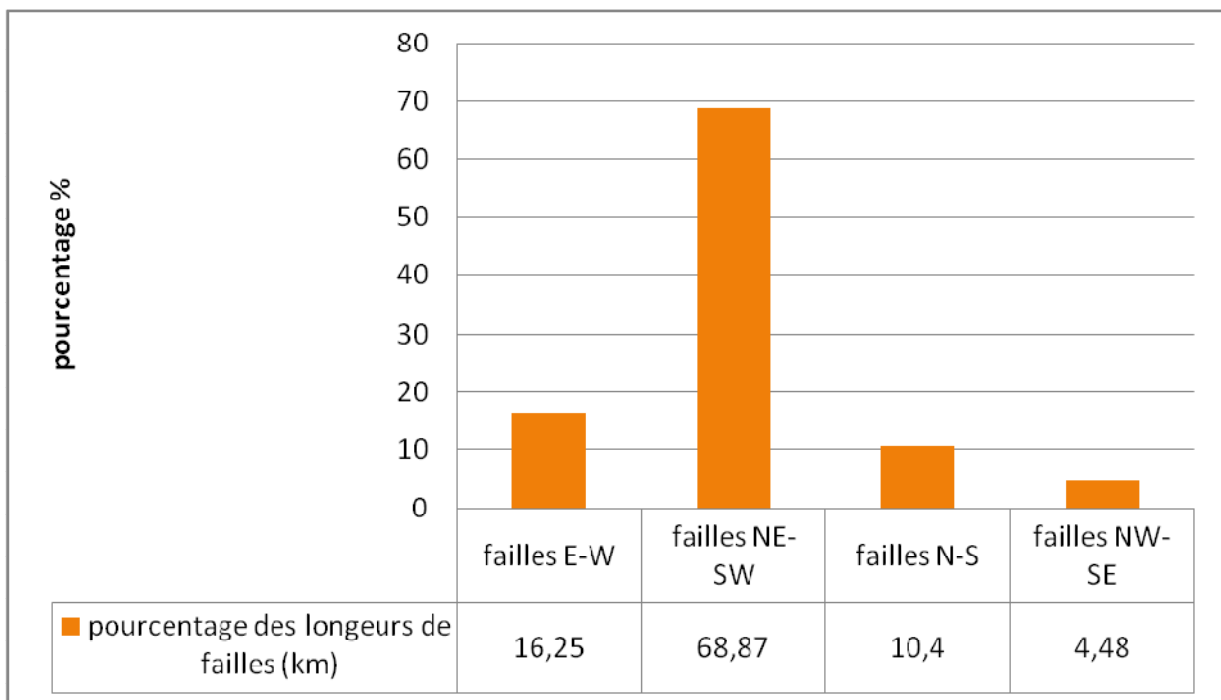


Figure.III.5. Histogramme des pourcentages des longueurs de failles

III.2.1. Analyse globale des résultats

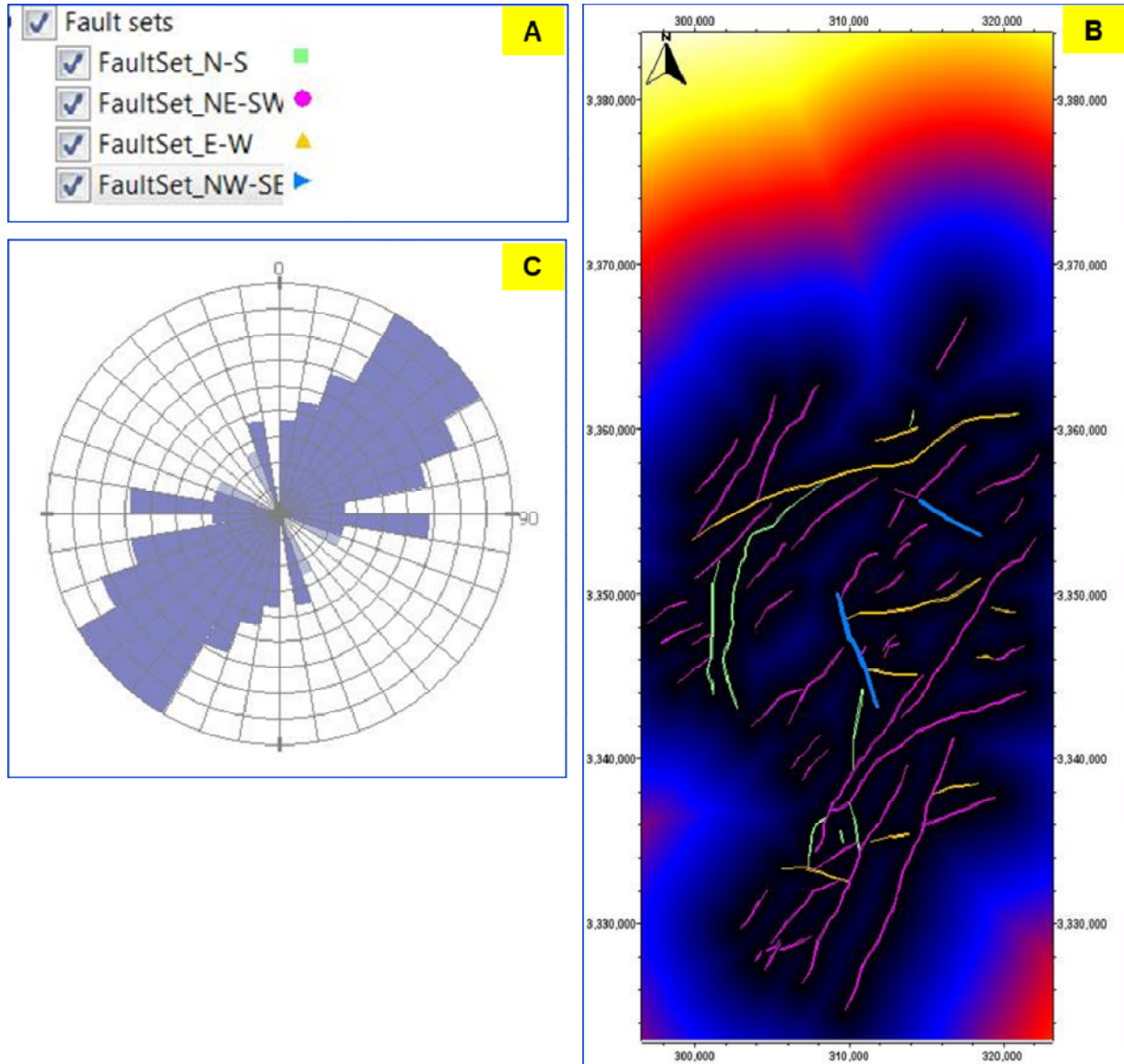


Figure.III.6. Analyse globale de toutes les directions de failles

III.2.2.Famille N°1 de direction nord-sud

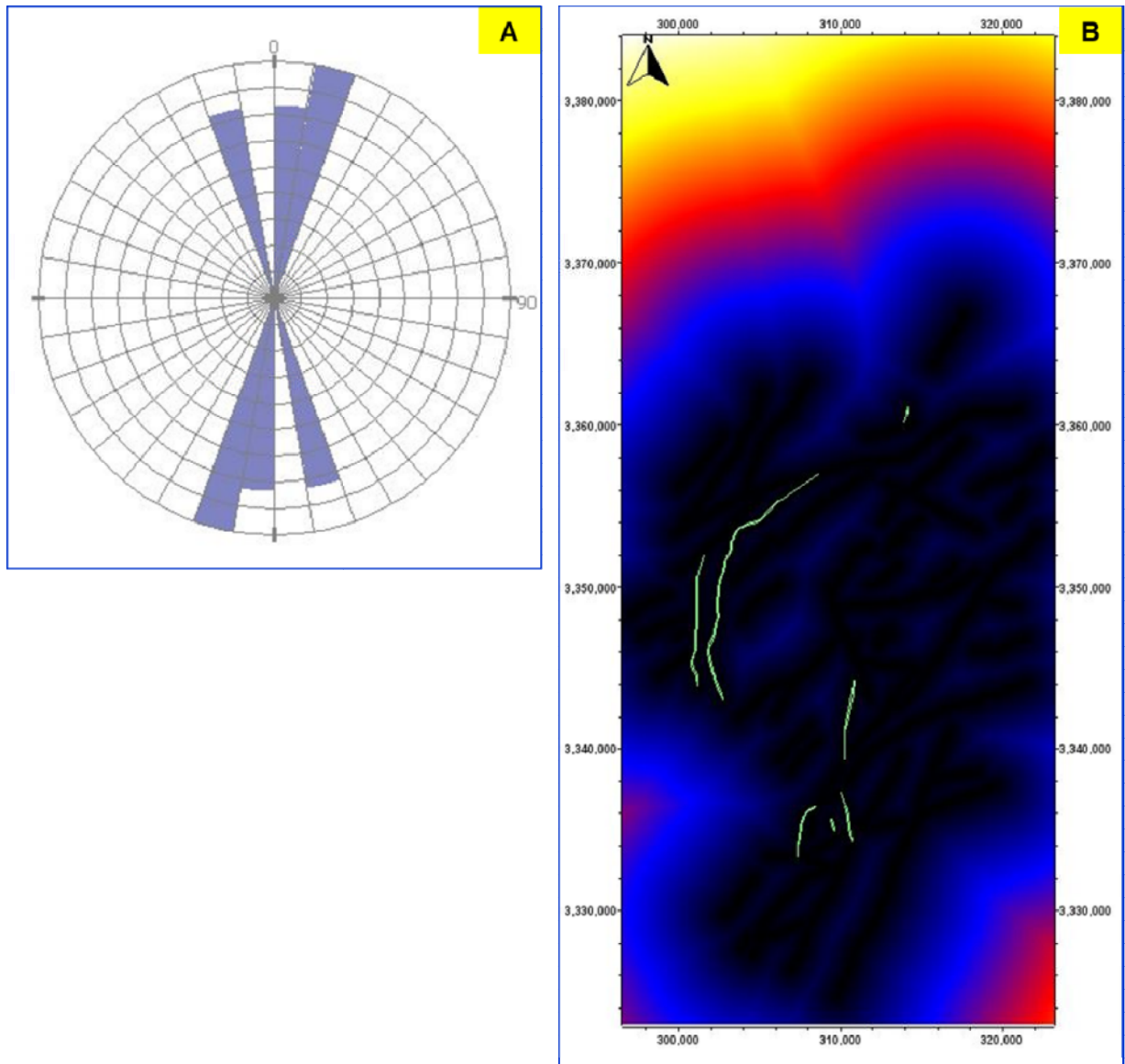


Figure.III.7. Analyse de la direction nord-sud.

III.2.3. Famille N°2 de direction nord-est/sud-ouest

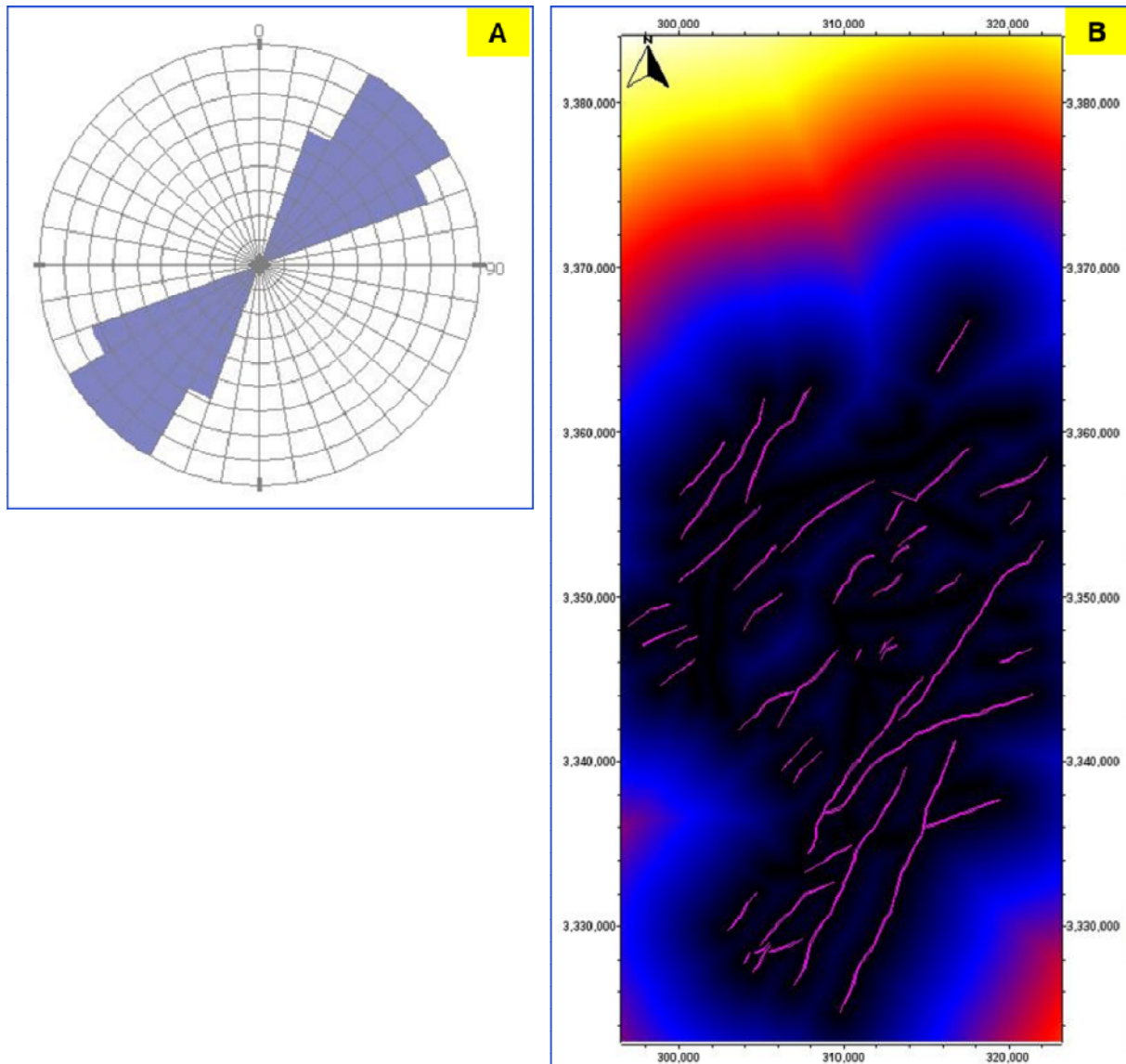


Figure.III.8. Analyse de la direction nord-est/sud-ouest.

III.2.4. Famille N°3 de direction est-ouest

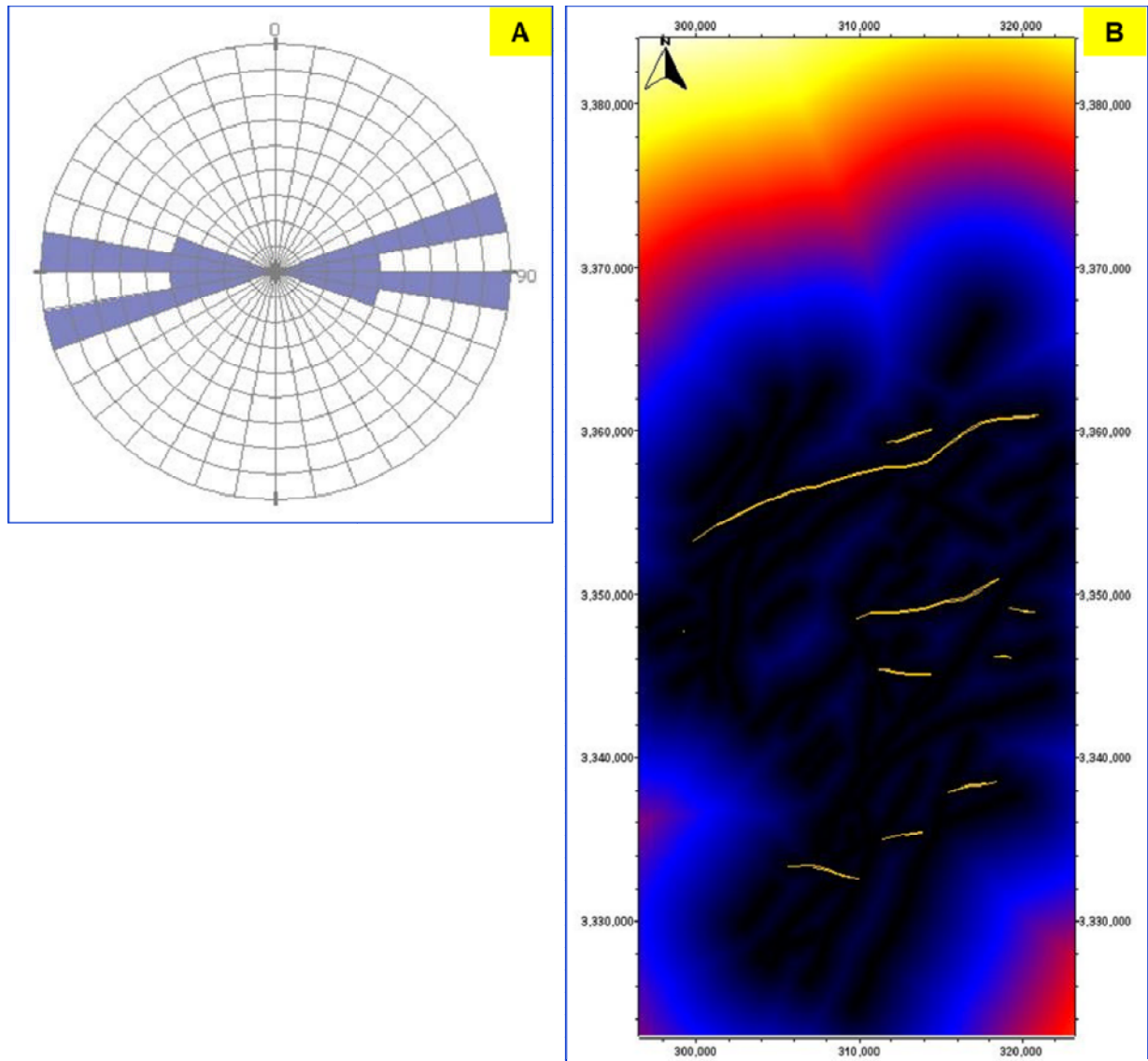


Figure.III.9. Analyse de la direction est-ouest.

III.2.5. Famille N°4 de direction nord-ouest/sud-est

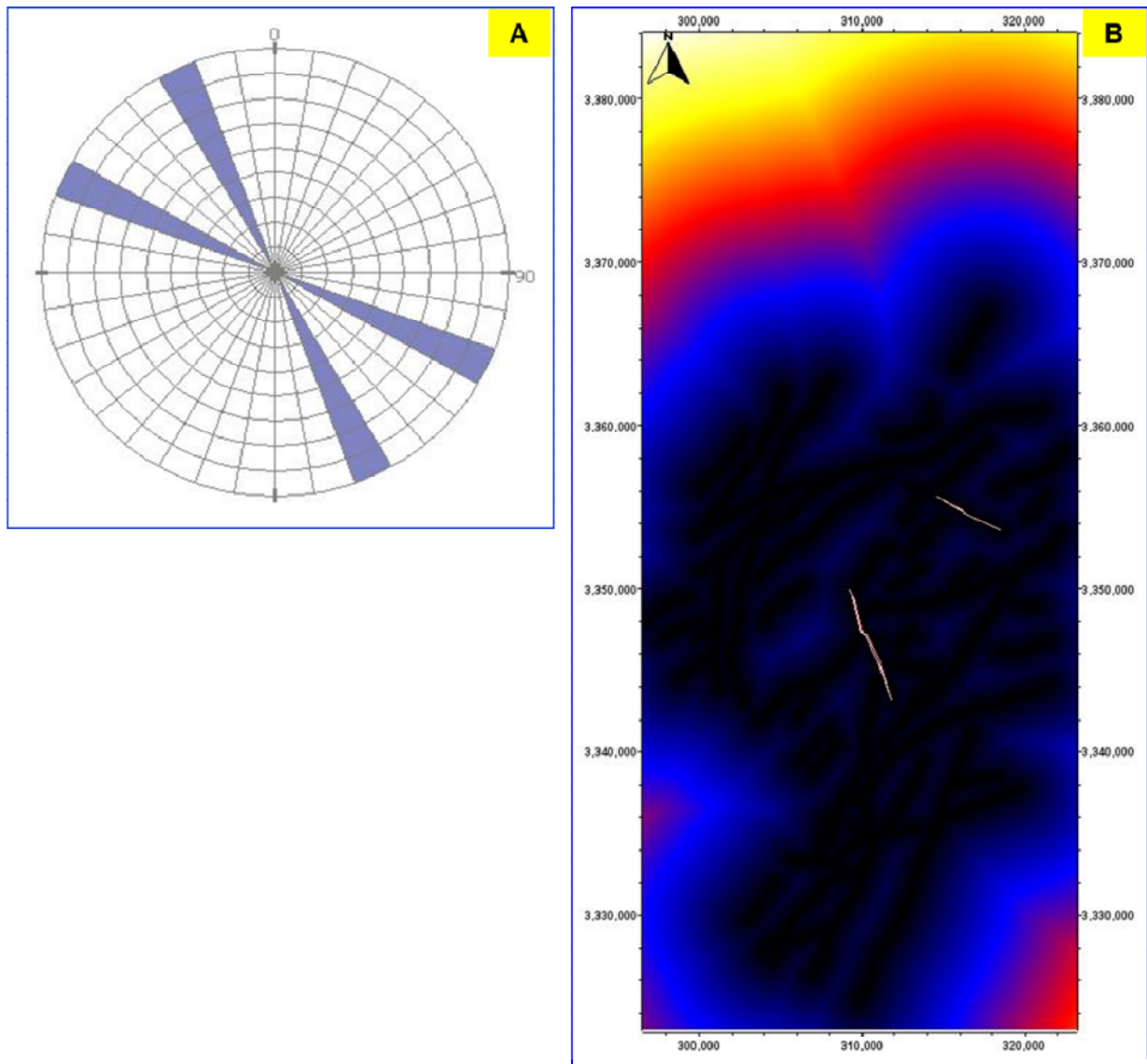


Figure.III.10. Analyse de la direction nord-ouest/sud-est.

III.3. Description des cartes en isobathes et résultats de l'interprétation sismique

Les différentes cartes structurales ont été réalisées au toit des différentes unités réservoirs objectifs (SAG), sur la base du cube sismique 3D de REH 2011, couvrant un vaste complexe structural, subdivisé en deux compartiments, l'un au nord et l'autre au sud. Le premier, correspondant à la grande structure anticlinale de Taouil, allongée nord-est/sud-ouest à est-ouest ; où les forages concernés par cette étude, ont produit du gaz et condensat, dans une ou plusieurs unités gréseuses du SAG. Le second, en position structurale plus haute, correspond à la structure de Rhourde Helma, sur laquelle sont forés deux puits, qui ont donné du gaz.

III.4. Commentaire sur la carte en isobathes du SAG M2

En détail, la cartographie réalisée au toit du SAG M2 (objectif pétrolier principal dans la région), montre trois culminations distinctes. La première au nord, orientée est-ouest, délimitée au nord par une faille est-ouest avec un fort rejet, sur laquelle se greffent des failles nord-est/sud-ouest vers le sud et d'autre nord-sud à l'ouest.

Dans la partie médiane une culmination centrale de forme ovale recoupée par deux failles principales de faibles rejets. Une de direction est-ouest et l'autre subméridienne associée à des petites failles nord-est/sud-ouest, de très faible rejet.

Sur la partie sud de la région d'étude, deux trends structuraux nord-est/sud-ouest à fort rejet vertical, recoupant des failles est-ouest.

La profondeur minimale enregistrée au toit de l'unité SAG M2 se situe vers le sud à une valeur de -4135m (niveau de la mer) et -4280m dans la partie nord, quant au maximum des profondeurs, est localisé vers la partie sud-est, où elles atteignent -4900m et -4700m dans la partie sud-ouest.

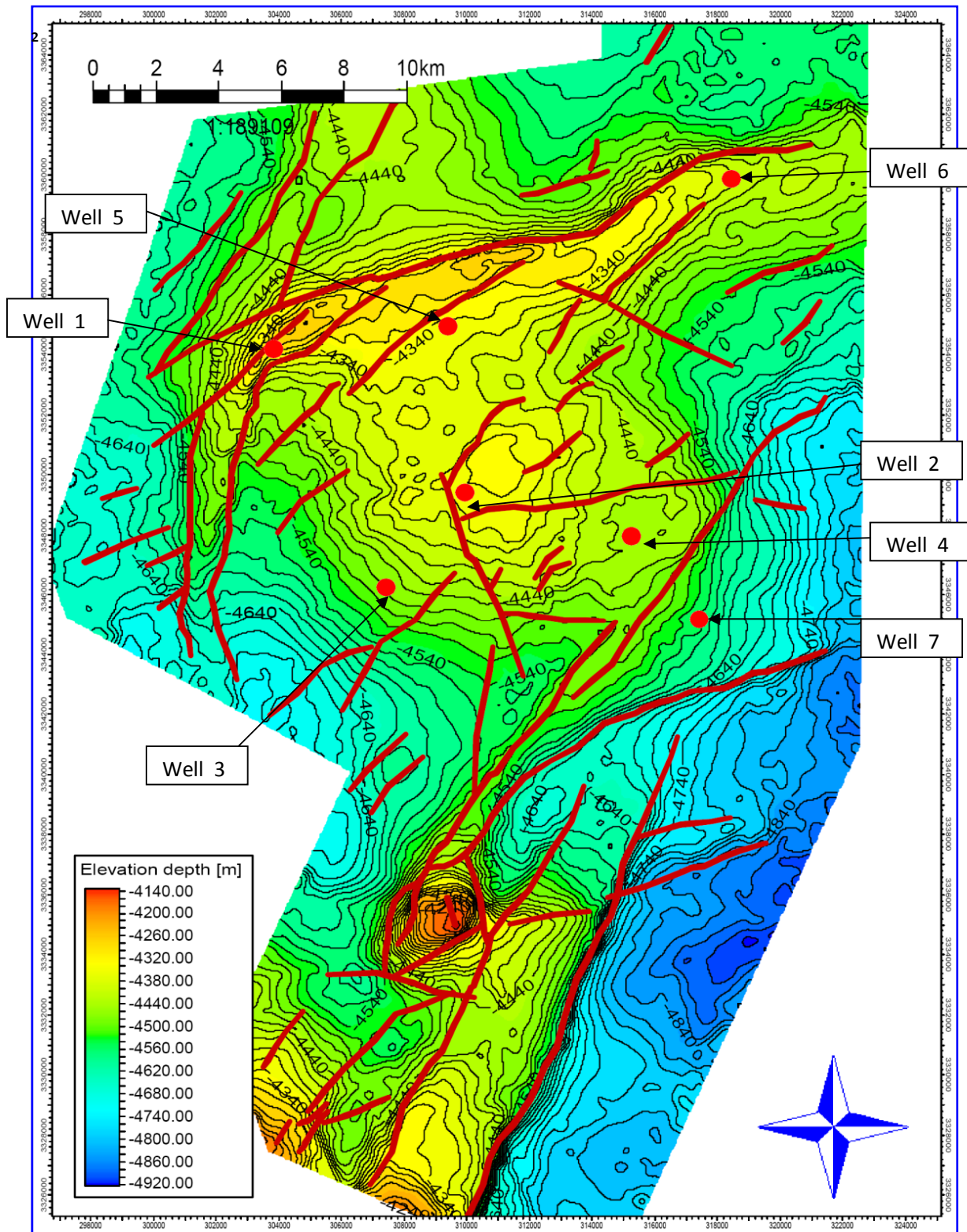


Figure.III.11. Carte en isobathe au toit de l'unité M2 de la région de Taouil et Rhourde Helma.

III.5. Interprétation des sections sismiques 3D :

Cette interprétation se base sur le suivi de plusieurs marqueurs sismiques dont le tracé est continu, bien visible et facile à distinguer.

Dans cette étude, quatre(04) horizons sismiques ont été suivis, ils sont comme suit, du haut vers le bas :

1. Aptien
2. L'horizon H (Lias)
3. La discordance hercynienne (limite Trias/Silurien)
4. La Dalle de M'Kratta (Ordovicien supérieur).

III.5.1. Analyse des sections sismiques

L'interprétation sismique des horizons montre une bonne continuité pour la DMK (toit de l'Ordovicien), Lias horizon H et l'Aptien, et difficilement corrélable pour les unités du SAG et la DH. Ceci est probablement dû à la résolution de cette sismique ainsi qu'aux paramètres de traitement.

L'analyse des différentes sections sismiques, interprétées au toit des objectifs assignés à ce programme, a montré que le complexe structural, orienté nord-est/sud-ouest à est-ouest de Taouil – Rhourde Helma, est essentiellement formé à la fin du cycle tectonique hercynien.

L'impact de la discordance hercynienne sur les formations paléozoïques est marqué par l'érosion progressive et le biseautage, en allant du sud-est en direction du nord et nord-ouest et l'érosion totale sur Gassi El Adem vers le nord des unités argilo-gréseuses du Silurien F6 SAG et des formations de l'Ordovicien Supérieur (DMK à Argiles d'Azzel), sous les formations du Trias Carbonaté.

Cependant, l'impact de la tectonique autrichienne reste minime et est plus prépondérante au nord, sur l'axe structural Taouil, Brides et Nezla (vers le nord), notamment leur orientation subméridienne qui témoigne d'une compression est-ouest qui leur a conféré l'image actuelle. La phase compressive alpine est marquée dans la zone de Taouil Nord dont l'orientation est est-ouest.

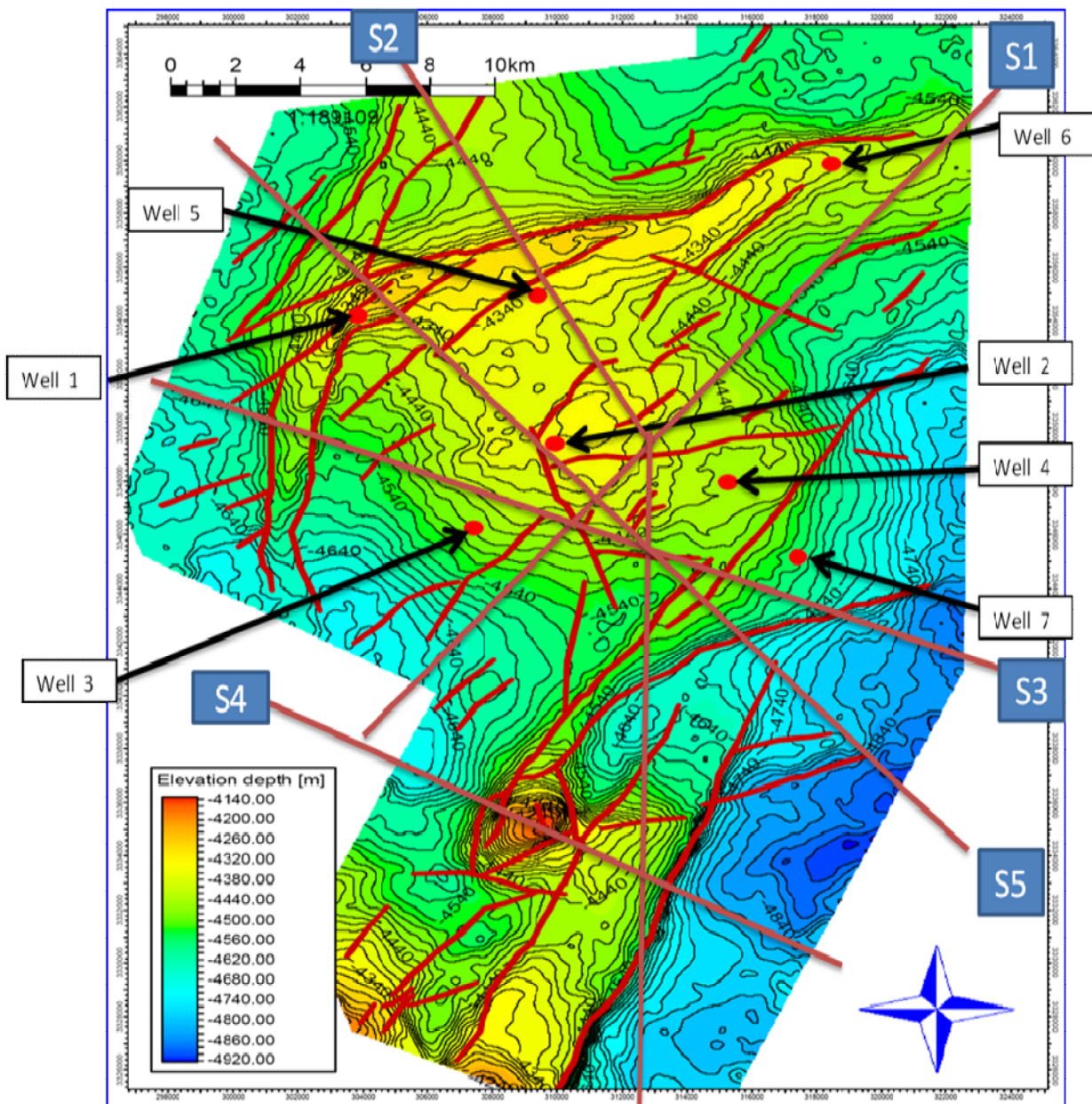


Figure.III.12. Plan de position des sections sismiques et des puits étudiés

III.5.2. Profils sismiques interprétés

III.5.2.1. Interprétation du profil sismique N°1 : (figure.III.13.)

Cette section de direction sud-ouest /nord-est, passant par les puits well 3, well 4 et well 6, cinq (05) failles ont été tracées. Quatre (04) présentent un jeu inverse et une (01) présente un jeu normal.

Ces failles inverses affectent principalement les formations paléozoïques et mésozoïques et elles s'estompent dans les terrains du Cénozoïque-Tertiaire. Tandis que la faille normale n'affecte que les unités du SAG.

III.5.2.2. Interprétation du profil sismique N°2 : (figure.III.14.)

Cette section de direction nord-sud passant par les puits well 2 et well 5, neuf (09) failles ont été tracées. Quatre (04) présentent un jeu inverse et cinq (05) un jeu normal.

Ces failles inverses affectent plus principalement les formations paléozoïques que les formations mésozoïques, et s'estompent dans les terrains cénozoïque et tertiaire. Elles ne se résument qu'à des flexions, contrairement aux failles normales qui elles, affectent les formations mésozoïques beaucoup plus.

III.5.2.3. Interprétation du profil sismique N°3 : (figure.III.15.)

Sur cette section de direction est-ouest passant par les puits Well 3 et well 7, sept (07) failles ont été tracées. Trois (03) présentent un jeu inverse et quatre (04) un jeu normal.

On remarque qu'une des failles inverses recoupe toutes les formations paléozoïques, mésozoïques et même une petite partie du cénozoïque-tertiaire, tandis que le reste des failles affectent principalement les formations du Paléozoïque.

III.5.2.4. Interprétation du profil sismique N°4 : (figure.III.16.)

Sur cette section de direction nord-ouest/sud-est localisée dans la région de Rhourde Helma au sud de Taouil, trois failles (03) ont été tracées. Une (01) présente un jeu inverse et deux (02) présentent un jeu normal. Ces failles affectent principalement les formations du Paléozoïque et Mésozoïque et s'estompent dans les terrains du Cénozoïque et Tertiaire.

III.5.2.5. Interprétation du Profil sismique N°5 :(figure.III.17.)

Cette section de direction Sud-est/nord-ouest passant par les puits Well 1 et well 2. Neuf (09) failles ont été tracées. Quatre (04) présentent un jeu inverse et Cinq (05) un jeu normal. Ces failles inverses affectent principalement les formations du Paléozoïque et Mésozoïque et s'estompent dans les terrains cénozoïques et tertiaires.

Profil sismique N°1 :

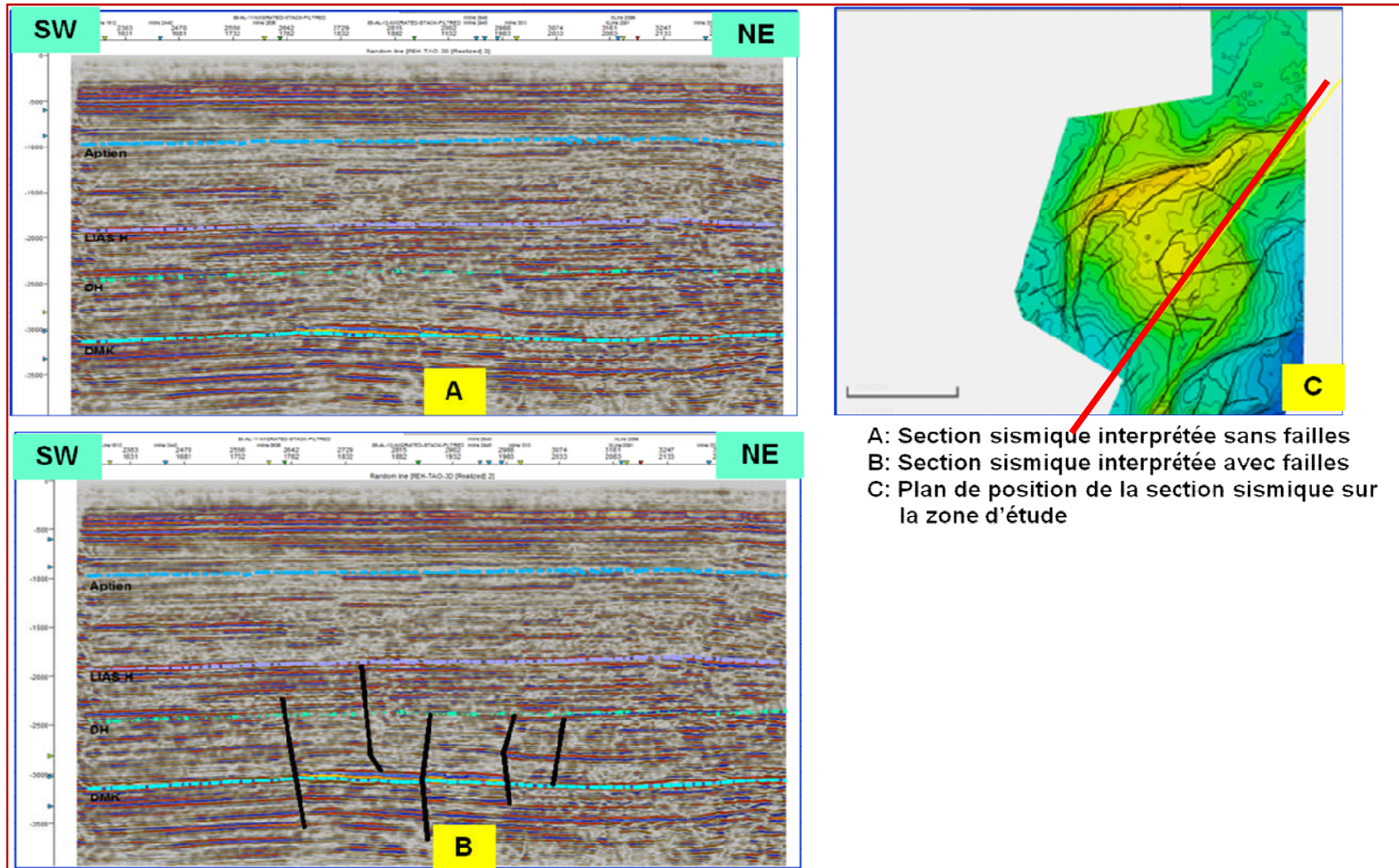


Figure.III.13. Profil sismique N°1 (sud-ouest/nord-est)

Profil sismique N°2 :

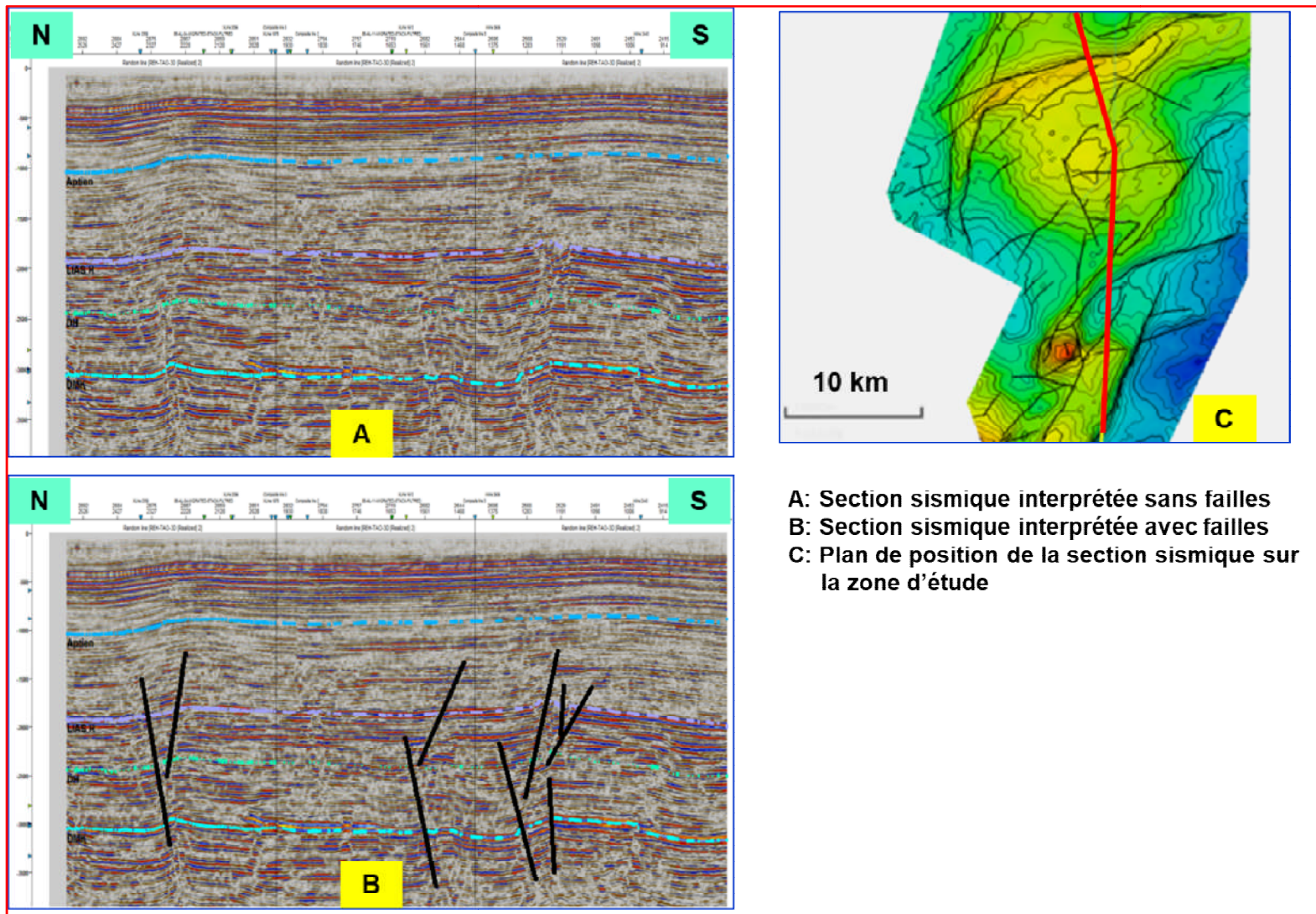


Figure.III.14. Profil sismique N°2 (nord-sud)

Profil sismique N°3

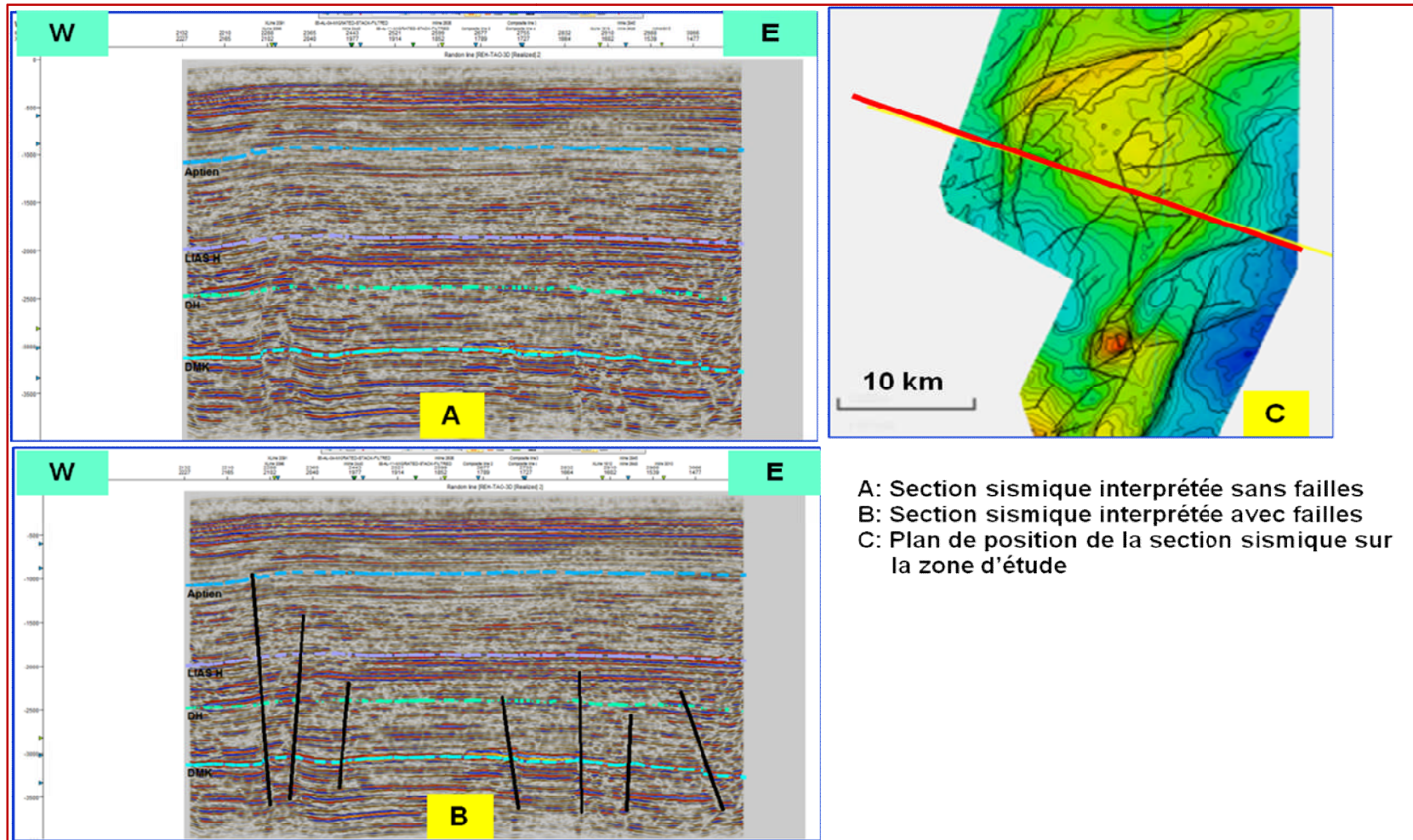
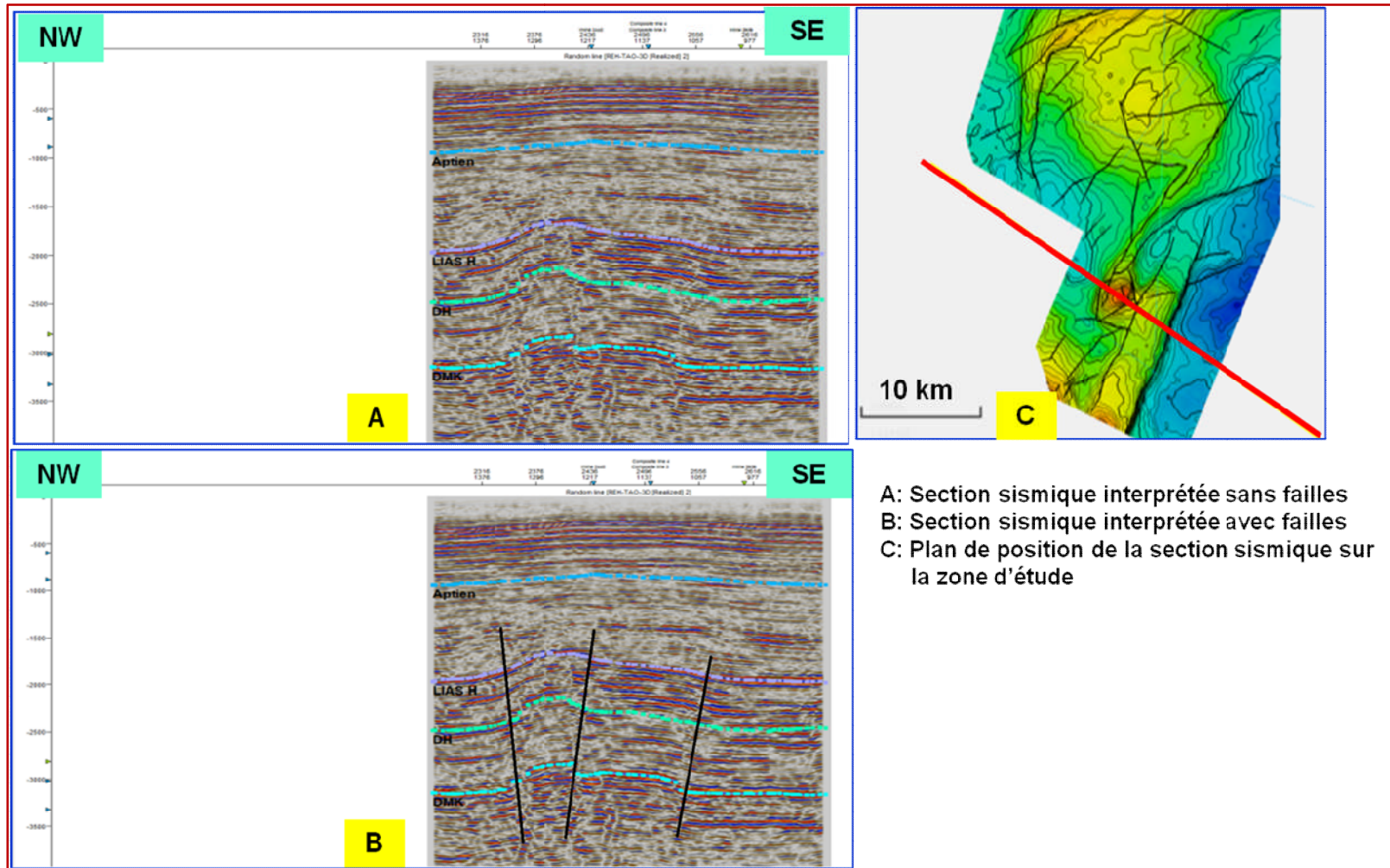


Figure.III.15. Profil sismique N°3 (est-ouest)

Profile sismique N°4



A: Section sismique interprétée sans failles
 B: Section sismique interprétée avec failles
 C: Plan de position de la section sismique sur la zone d'étude

Figure.III.16. Profil sismique N°4 (nord-ouest/sud-est)

Profil sismique N°5

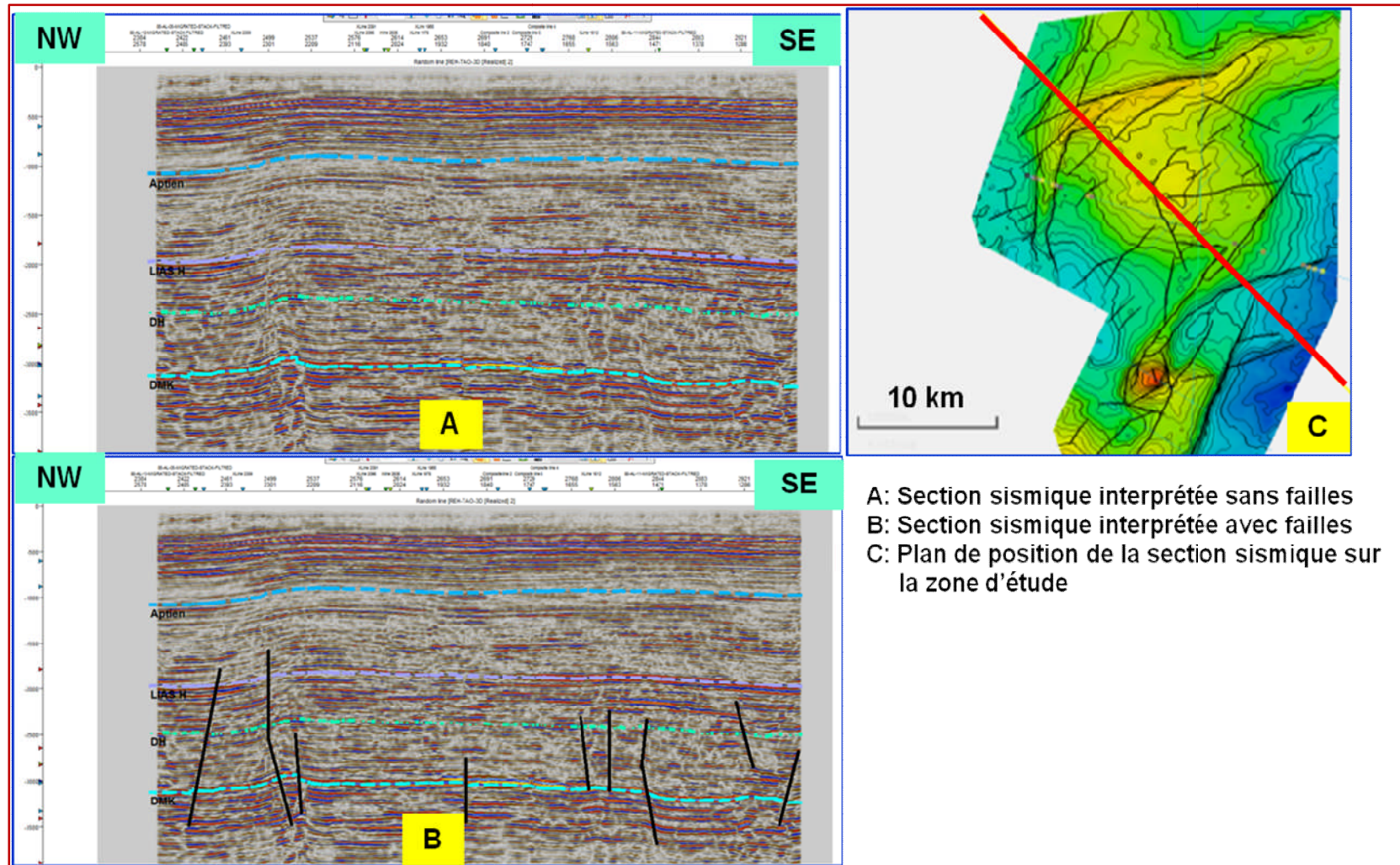


Figure.III. 17. Profil sismique N°5 (nord-ouest/sud-est)

III.6. Conclusion :

La région de Taouil / Rhourde Helma, a été le siège de plusieurs mouvements tectoniques successifs, ayant donné naissance à des axes structuraux qui présentent essentiellement quatre (04) orientations (nord-est/ sud-ouest, est-ouest et nord-sud).

Ces mouvements ont aussi affecté pratiquement tout le Bassin de Berkine et sont comme suit :

- La phase hercynienne, caractérisée par un régime de contraintes de type compressive de direction N40°, pour la phase Viséenne, et N120° pour la phase Post Namurienne. Cette phase est à l'origine des principaux piégeages des hydrocarbures de cette partie du Bassin de Berkine.
- La phase distensive Trias Lias, ayant généré les failles nord-est/sud-ouest.
- Les mouvements autrichiens, ayant un régime de contraintes compressives de direction est-ouest, et sont responsable de la création des axes structuraux de direction nord-sud.
- Enfin, les mouvements tectoniques alpins / atlasiques d'âge tertiaires, ayant des contraintes orientées selon la direction nord-ouest/sud-est.

L'interprétation des toits des horizons objectifs assignés au programme sismique REH 3D, montre une bonne continuité pour la DMK (toit de l'Ordovicien), Lias H et l'Aptien, et est difficilement corrélable pour les unités du SAG et la discordance hercynienne.

L'analyse des différentes sections sismiques interprétées dans cette région, a démontré que seules les formations du paléozoïque et une partie du Mésozoïque ont subi une déformation intense marquée par des structures anticlinales parfois très pincées et des jeux de failles importants. Quant aux formations sus-jacentes (mésozoïque supérieur et tertiaire) elles n'ont pratiquement pas été déformées et n'enregistrent que des faibles flexures.

CONCLUSION GENERALE :

Le silurien Argilo gréseux appelé aussi « SAG », est très complexe, il a été visé comme objectif de cette étude, pour cela plusieurs démarches ont été entreprises. La région de Taouilest subdivisée en 7 unités, de bas en Haut :

- Unité M0
- Unité M1
- Unité M2
- Unité A1
- Unité A2
- Unité B1
- Unité B2

Le Silurien Argilo-Gréseux dans le périmètre de Taouil se présente en une succession d'unités argilo-gréseuses, empilées et déposées dans un milieu marin peu profond. Ces dépôts, majoritairement de shoreface, ont des épaisseurs cumulées pouvant atteindre 5000m. Ces séries argilo-gréseuses ont une extension régionale assez importante mais elles sont caractérisées par des changements brusques de faciès et par des érosions importantes dans cette partie ouest du Bassin de Berkine.

Les niveaux réservoirs de ces unités présentent des épaisseurs de l'ordre de 20 à 30 m. Les faciès lithologiques dominants sont des grès du shoreface, les grès des systèmes chenalisés deltaïques à dominance de marées, barres sableuses tidales ... etc. Ils sont généralement composés de grès blanc à gris blanc, fin, moyen, parfois silteux et compact, intercalés par des passages argileux. Sur diagraphies, les électro-faciès et les électro-séquences sont de type entonnoir et cylindrique. L'épaisseur moyenne des grès nets est de 5 à 10m.

L'application de la stratigraphie séquentielle dans les puits : well1, well2 et well7, nous a permis d'identifier trois (03) séquences de dépôts d'ordre trois montrant des faciès évoluant d'un milieu deltaïque (important bancs gréseux) vers un milieu marin (argiles et /ou silts). Au cours de la montée du niveau marin, la migration des sédiments vers le continent (rétrogradation) provoque des recouvrements sur la limite de séquence. Chaque avancée se caractérise par une surface d'inondation, la première à apparaître est dite : surface de transgression ST, elle marque la limite entre le (LST) et (TST).

Entre l'intervalle transgressif (TST) et le prisme de haut niveau marin (HST), c'est-à-dire au moment où la création d'espace est la plus rapide, il se développe vers le bassin des niveaux de condensation de sédimentation qui permettent de mettre en évidence la surface d'inondation maximale est particulièrement discriminante à l'intérieur de la séquence puisqu'elle marque le renversement des tendances évolutives de la rétrogradation vers la

progradation (soit en termes plus simplement géologiques de la transgression vers la régression).

L'établissement des corrélations et les cartes en isopaque montre une constance dans la répartition des dépôts, et que seules quelques variabilités ont été remarquées.

Les corrélations stratigraphiques réalisées à partir des données de diagraphies entre les puits productifs, nous renseignent sur l'évolution et la continuité des niveaux réservoirs.

D'un point de vue structural, les cartes réalisées au toit des unités réservoirs objectifs SAG F6-M2 à partir de l'interprétation structurale du cube sismique 2011 REH-3D, montrent que la région de Taouil est représentée par une structure anticlinale, très complexe, de forme sigmoïdale, formée par deux axes structuraux majeurs, Taouil au Nord et Rhourde El Helma au Sud et d'une partie centrale plus large, de forme circulaire affectée par des failles décrochantes.

L'interprétation des sections sismiques aux toits des principaux objectifs assignés, montre que les axes structuraux de Taouil et Rhourde El Helma, sont probablement d'âge hercynien, repris par les phases alpines. La forme sigmoïdale de la structure et les failles qui recourent la partie centrale de cet anticlinal attestent d'une tectonique polyphasée.

BIBLIOGRAPHIE

- AIT SALEM K.** 2017: Stratigraphie séquentielle, et des paléosols et géométrie des dépôts du Trias Argilo-gréseux inférieur du bassin de Berkine (régions de Rhourde Rouni et El Borma), Sahara Algérien. Mémoire de Master, géologie des bassins sédimentaires et ressources associées. Université de Bab Ezzouar. 99 p.
- ABDOUS Sihem.** 2014: Etude sédimentologique et caractéristique pétrophysiques des unités F6- A1 et M2 périmètre Gassi Touil (Bassin de Berkine). Rapport de fin de formation/ Induction, Boumerdes. 47 p.
- ADIAS A.** 2013: Stratigraphie séquentielle. Cours d'induction. Boumerdes.
- BEKKOUCHE D,** 1992: Le Silurien supérieur-Dévonien inférieur du bassin de Berkine (sahara oriental algérien) : Lithostratigraphie sédimentologique et diagenèse des réservoirs. Thèse de Doctorat. Université Joseph fourier, Grenoble. 195 p.
- BENZAOUI Dounia et BETTAHER Seif Eddine.** 2017: Caractérisation du réservoir du Dévonien inférieur (Emsien niveau C). Du champ de Rhourde Messaoud (Nord de Berkine). Mémoire de Master Professionnel, spécialité : géologie pétrolière, Université Kasdi Merbah Ouargla. 63 p.
- BOUDJEMA A.** 1987 : Evolution structurale du Bassin pétrolier « triasique » du Sahara Nord Oriental (Algérie). Thèse Doctorat Etat, Paris XI-Orsay, France, 290 p.
- COE, A.L et al.** 2003: The sedimentary record Sea-level change. Cambridge University press Cambridge, UK. 299 p.
- CATUNEANU O.** 2006: Principles of sequence stratigraphy. Elsevier, Amsterdam. 375p.
- Document sonatrach.** 2012: Etude régionale du Silurien Argilo-Gréseux du Bassin de Berkine.
- EMERY et MYERS.** 1996 : séquence stratigraphy. Blackwell science , London 297 p.
- FABRE J.** : Géologie du sahara occidental et central. Musée Royal de l'Afrique Central. Belgique.
- GHARBI AKILA.** 2011: Cartographie des biseaux stratigraphiques du Gedinnien de la zone Nord Ouest du Bassin de Berkine en utilisant l'inversion sismique (interwell-Easy Trace). Mémoire de Magister en ressources minérales et énergétiques Recherche et prospection des hydrocarbures et des minéraux utiles. Université M'hamed Bouguara Boumerdes. 327 p.

GHENIM Asma Fethia. 2012: Evaluation petrophysique et essai de modélisation : exemple du réservoir triasique d'Ourhoud (Bassin de Berkine, Saha nord oriental, Algérie). Mémoire de master Académique, Géo- Ressources. Université Abou beker belkaid Tlemcen. 61 p.

HAMZAOUI D et HASSAIM M. 2017: Rapport d'implantation du puits Taouil Profond Central-2 (TAOPC-2) Périmètre de recherche Gassi Touil, Bloc 237e Bassin Berkine Ouest. *Boumerdes.* 40 p.

HABROUCHE Y et DEMICHE S. 2013: Réservoirs Siluro-dévonien dans la région d'In Amedjane Bassin de Berkine, plate forme saharienne, Algérie, impact des phases tectoniques paléozoïques. Mémoire de Master en géologie, Géodynamique de la lithosphère. Université de Bab Ezzouar. 55 p.

HERKAT M. 2009: Cours de la stratigraphie séquentielle.

HUNT D et TUCKER M. 1992: Standed parasequences and the forced regressive wedge systems tract, deposition during base level fall ; *sedimentary Geology*, 81 p.

LACEB S CHENNA K et ZENILE F. 2017: Rapport d'implantation du puits Taouil Extension-1 (TAO Ext-1) Bloc 237e, Périmètre de recherche Gassi Touil (Bassin de Berkine Ouest / DAE). Boumerdes. 41 p.

MEHDAOUI Meriem. 2017: Interprétation des jeux diagraphiques du réservoir triasique (TAGS). Exemple de Rhourde Nouss Adra (Bassin de Berkine, Sahara Nord oriental). Mémoire de master professionnel, Géo- ressources. Université Abou beker belkaid Tlemcen. 57 p.

POMEROL et al. 2000 : Elements de géologie 12eme édition Dunod. 746 p.

SERRA O. 1979: Diagraphies différées (bases de l'interprétation), Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques, *Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine.* 625 p.

SERRA O. 1985: Diagraphies différées (bases de l'interprétation), Tome 2 : Interprétation des données diagraphiques, *Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine.*

VAIL P.R. 1977: Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 3: relative changes of sea level from coastal onlap. 188 p.

Wec, 2007: Well evaluation conference Algeria. Document de Sonatrach et Schlumberger. 536 p.

Résumé

La région de Taouil, zone de transition entre le système deltaïque et le système marin peu profond, est située à l'Ouest du Bassin de Berkine, dans la partie orientale du Grand Sahara algérien.

L'application de la stratigraphie séquentielle, nous a permis d'identifier des cortèges sédimentaires transgressifs et des cortèges de haut niveau marin dans les trois (03) puits choisis.

Les formations du Silurien Argilo Gréseux (SAG) présentent une grande continuité latérale et verticale et une grande constance dans la répartition des dépôts. Cette situation permet de suivre facilement les différentes séquences, de types régressifs granocroissants, et par la suite de les corrélérer d'un puits à un autre.

L'étude structurale montre que la région de Taouil est représentée par une structure anticlinale très complexe, de forme sigmoïdale, formée par deux axes structuraux majeurs, Taouil au Nord et Rhourde El Helma au Sud et d'une partie centrale plus large, de forme circulaire, affectée par des failles décrochantes.

Du point de vue sismique, la région de Taouil montre que seules les formations du Paléozoïque et une partie du Mésozoïque ont subi une déformation intense marquée par des structures anticlinales parfois très pincées et des jeux de failles importants. Quant aux formations sus-jacentes (Mésozoïque supérieur et Tertiaire), elles n'ont pratiquement pas été déformées et n'enregistrent que de faibles flexures.

Mots clé : Bassin de Berkine, stratigraphie séquentielle, Silurien Argilo Gréseux, cortèges sédimentaires, étude structurale.

Abstract

The Taouil region, a transition zone between the deltaic system and the shallow marine system, is located west of the Berkine Basin, in the eastern part of the Algerian Great Sahara.

The application of the sequential stratigraphy, allowed us to identify transgressive sedimentary processions and processions of high marine level in the three (03) selected wells.

The Silurian ArgiloGréseux (SAG) formations show great lateral and vertical continuity and great constancy in the distribution of deposits. This situation makes it possible to easily follow the different sequences, of the regression-type, and subsequently to correlate them from one well to another.

The structural study shows that the region of Taouil is represented by a very complex anticline structure, of sigmoidal form, formed by two major structural axes, Taouil in the North and Rhourde El Helma in the South and a wider central part, of shape circular, affected by catching faults.

From the seismic point of view, the Taouil region shows that only the Paleozoic formations and a part of the Mesozoic have undergone intense deformation marked by sometimes very pinched anticlinal structures and major faults. As for the overlying formations (Mesozoic and Tertiary), they have practically not been deformed and record only weak flexures.

Key words: Berkine basin, sequential stratigraphy, Silurian ArgiloGréseux, sedimentary processions, structural study,