



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique

UNIVERSITE MOULOU D MAMMARI DE TIZI OUZOU
Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques
Département des Sciences Géologiques

Mémoire de fin d'études

Présenté pour l'obtention du diplôme de MASTER

Filière : GEOLOGIE Spécialité : Géologie des Bassins
sédimentaires

Thème

**Contribution à l'analyse et caractérisations des réservoirs
triasiques (TAGI et TAGS) dans la région Erg El Ouar
(Algérie) et leur impact à la productivité en
hydrocarbures.**

Réalisé par : AZIZI Souad

BELABED Ines

Soutenu publiquement le 20-10-2022, devant le jury composé de :

M	Kardache R.	MCA.UMMTO	Président
M	Amrouche F.	MAA.UMMTO	Promoteur
M	Benarab S.	Ingénieur Sonatrach	Co-promoteur
M	Achoui M.	MAA.UMMTO	Examineur

Remerciement

Merci pour Dieu qui nous a donné la force, la volonté et la patience durant ces longues années pour achever nos études en pleine forme et santé.

En premier lieu, nous tenons à exprimer, notre profonde reconnaissance et nos vifs remerciements à notre co-promoteur Mr BENARAB·S de nous avoir proposé le sujet et pour le temps qu'il a consacré à nous apporter les outils indispensables à la conduite de ce travail. Son exigence nous a grandement stimulé et nous a conseillé et aidé et pour avoir eu la patience de répondre à nous innombrables questions. et un grand remerciement à l'entreprise Sonatrach qui es toujours à la disponibilité de l'étudiant elle nous a ouvert ses portes et nous a bien accueillis et un grand remerciement aux ingénieurs de département illizi spécifiquement BENZAID, FERHAT M. ;

Lounis ;ldir S.

On ne trouve pas les mots pour exprimer notre gratitude envers Mr AMROUCHE F. notre encadreur de mémoire au sein de l'UMMTO. Ses conseils et ses encouragements ont permis à ce travail d'aboutir. Ses capacités scientifiques et ses compétences étaient notre grand support. Faire notre projet sous sa direction est un grand honneur et un immense bonheur. La liberté qu'il nous a accordée et les responsabilités qu'il nous a confiées ont beaucoup contribué à la formation d'un esprit d'autonomie de travail en nous. Un remerciement partagé avec tous les membres de jury, Mr KARDACH R. et Mr ACHOUI M. Qui nous ont fait le grand honneur d'accepter de rapporter et examiner notre mémoire de fin d'étude.

Nous aimerons exprimer notre gratitude à tous nos amis du département de géologie, trop nombreux pour les citer.



Dédicace

Avec l'expression de ma reconnaissance, je dédie ce modeste travail à ceux qui, quels que soient les termes embrassés, je n'arriverais jamais à leurs exprimer mon amour sincère. A l'homme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences, qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureuse, mon adorable père. A la femme, mon précieux offre de dieu, à qui je dois ma vie, ma réussite et tout mon respect, ma chère maman paix à son âme.

Chers frères Said et Samir Je voudrais vous remercier pour votre amour, votre générosité et votre compréhension. Vous étiez toujours auprès de moi merci pour votre Soutien fut une lumière dans tout mon parcours. Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime et le respect que j'ai toujours eu pour vous.

A tous mes amis du parcours universitaire djouher, Amel, Fatma, Sihem, Sara, Lynda, hellouqa, feriel, Saida, ouerdia et à tous mes camarades de la promotion GBS.



Ines



Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A celui qui m'a donné vie et qui m'as apporté sans cesse son amour,
mon adorable Père à ma très chère mère qui m'a apporté sans cesse amour, soutien et
encouragement ; et qu'elle trouve ici l'expression de mes vives

Reconnaissances.

Mes chères sœurs Samia, Lila, Fetta, Ouerida, Hassina, Rachida.

Mon très cher et unique Frère Ali je lui souhaite la réussite dans sa vie.

A mon très cher oncle Mohend je le remercie de m'avoir beaucoup

Soutenu dans mes études et dans les moments difficiles que j'ai traversé.

A mon promoteur et mon co-promoteur : Mr Amrouche F. et Mr Benarab S.

A ma chère amie Ines, que je remercie de tout cœur, grâce à l'immense effort
et patience dont elle a fait preuve, sur le chemin nous avons marché, et je lui souhaite la réussite.

Ainsi qu'à toutes mes amies :

Lynda, Nassima, Mounia, Sara, Meriem, Amina.



Souad

Résumé

Le bassin de Berkine fait partie de la province orientale de la plateforme Saharienne. Il est l'un des bassins les plus importants en termes de production des hydrocarbures. Il est subdivisé en trois zones pétrolières : la dépression sud-est triasique, la dépression du Dahar et la dépression de Berkine. Et notre zone d'étude est l'erg El ouar qui se situe sur la bordure méridionale du bassin de Berkine, à l'aplomb du flanc nord du môle d'Ahara,

Le travail entrepris dans le présent mémoire de fin d'études vise à étudier les caractéristiques des réservoirs triasiques de l'erg El Ouar le TAGI et TAGS et expliquer la distribution spatiale de la sédimentation triasique à partir des corrélations entre puits, détermination minéralogique pour identifier les environnements de dépôt en étudiant des carottes. Afin d'arriver aux résultats suivants :

A partir de la description des carottes en se basant sur deux puits INS-1 et IDSL-2 on a montré un faciès à dominance gréseuse avec des passées argileuses, et que l'environnement de dépôt est fluvial à méandre et en tresse.

- à partir de la description de carottes -Suite aux résultats des diagraphies montrent que le Trias argilo-gréseux inférieur est considéré comme réservoir significatif dans la région et il présente un intérêt pétrolier au niveau du puits INS-1 contrairement au Trias argilo-gréseux supérieur qui est argileux il est considéré aquifère et sans intérêt pétrolier au niveau puits IDSL-2 .

-à partir de l'identification minéralogique des puits on a réussi à prouver que INS-1 et IDSL-2 sont de nature minéralogique différentes ce qui fait la nature de dépôt n'est pas faite de la même manière qui indique deux types d'argiles différents.

-L'ensemble de corrélations établies ont montrés que TAGS est argileux et TAGI est gréseux , à partir des cartes en isopâques les épaisseurs augmentent du sud vers le nord.

Mots clés : bassin de Berkine ; El Ouar ; Trias argilo-gréseux inférieur ; Trias argilo-gréseux supérieur ; carottes ; réservoirs ; sédimentation triasique.

Remerciement

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations et symboles

Introduction générale et problématique

Sommaire

I.	Introduction :-----	18
II.	Cadre géographique du bassin de Berkine :-----	18
III.	Cadre géologique du bassin de Berkine :-----	19
IV.	Lithostratigraphie du bassin de Berkine :-----	19
	IV.1.1 Le Cambro-Ordovicien :-----	20
	IV.1.2 Le Silurien :-----	21
	IV.1.3 Le Dévonien :-----	21
	IV.1.4 Le Carbonifère :-----	21
	IV.2 Le Mésozoïque :-----	21
	IV.2.1 Le Trias :-----	21
	IV.2.2 Jurassique :-----	22
	IV.2.3 Crétacé :-----	22
	IV.3 Le Cénozoïque :-----	23
	IV.3.1 Le Mio-Pliocène :-----	23
V.	Cadre structural du bassin de Berkine :-----	25
	V.1 Evolution structurale :-----	26

V.2	Description de la coupe géologique : -----	28
VI.	Système pétrolier du bassin de Berkine :-----	30
VI.1	Système pétrolier :-----	31
VII.	Conditions de génération et de migration des hydrocarbures :-----	37
VIII.	Contexte local (région d'étude) :-----	38
VIII.1	Cadre géographique de la région d'étude :-----	38
VIII.2	Cadre géologique de la région d'étude :-----	38
VIII.3	Historique des travaux antérieurs : -----	39
VIII.4	Annonce du plan : -----	40
I.	Introduction :-----	42
	La reconstitution des environnements de dépôts d'El Ouar nécessite une approche sédimentologie comprenant plusieurs étapes, telle que la description des carottes en se basant sur deux puits essentiels INS-1 et IDSL-2 au niveau des réservoirs TAGI et TAGS dans le but de connaître la lithologie et les structures sédimentaires. Ces caractéristiques permettent de regrouper les différents types de sédiments en litho facies à fin d'arriver à l'identification du milieu de dépôts. -----	42
II.	Rappels sur les notions de sédimentologie -----	42
II.1	Notion de faciès -----	42
II.2	Notion de discontinuité -----	42
II.3	Notion d'environnement continental-----	42
II.3.1	Environnement fluviatile (Figure 14)-----	42
I.	Introduction -----	55
II.	Notions fondamentales sur les diagraphies-----	55
II.1	-Définition de la diagraphie :-----	55
II.2	But des diagraphies : -----	56
	-Déterminations minéralogique -----	56
	-Evaluation de la productivité des puits -----	56
	-Détermination lithologique -----	56
II.3	Classifications des diagraphies : -----	56

II.3.1	Diagraphies Nucléaires : -----	57
II.3.2	La radioactivité naturelle ou Gamma Ray : -----	57
II.3.3	Principe de mesure :-----	57
II.3.4	Diagraphies de densité (Gamma-Gamma) : -----	58
II.3.5	Diagraphie Neutron :-----	58
II.3.6	Principe de mesure :-----	58
II.3.7	Application :-----	59
II.3.8	Diagraphies acoustiques (Log sonique) : -----	59
II.3.9	Principe de mesure :-----	59
II.3.10	L'outil : -----	60
II.3.11	Applications :-----	61
II.3.12	Les Diagraphies Electriques : -----	61
III.	Interprétation des puits : -----	61
III.1	Introduction : -----	61
1)	Situation -----	61
2)	Données de forage -----	62
III.2	Résultats d'interprétation : -----	63
III.3	Elans diagraphiques du puits INS-1 et IDSL-2 au niveau des réservoirs du Trias : -----	64
III.3.1	Conclusion : -----	67
IV.	Identification Minéralogique-----	67
IV.1	Introduction : -----	67
IV.2	Intérêt du rapport Th/K :-----	68
IV.3	Caractéristiques des minéraux radios actifs TH /K :-----	68
V.	Conclusion :-----	70
I.	Introduction :-----	72
II.	Interprétation des cartes en iso pâques :-----	74
III.	Conclusion :-----	84

I.	Introduction :-----	86
II.	Rappel sur les propriétés petrophysiques :-----	86
	II.1 Porosité -----	86
	II.2 Perméabilité :-----	86
	II.3 La saturation (S)-----	87
	II.4 La résistivité (R) -----	88
	II.5 Facteur de formation -----	88
III.	Méthode du Cross plot Porosité/ Perméabilité -----	89
	III.1 Principe du Cross plot Porosité/ Perméabilité :-----	89
	III.2 Conclusion :-----	92

Liste des figures

	Figure 1 : Carte géographique du bassin de Berkine (document sonatrach)	18
	Figure 2 : Situation géographique et géologique du bassin de Berkine (modifiée).....	19
	Figure 3: Colonne lithologique synthétique du bassin de Berkine (BOUDJEMA A., 1987 in Assous C., 2018)	24
	Figure 4: Les éléments tectoniques du bassin de Berkine.	26
	Figure 5: Les différentes phases de déformations affectant le bassin de Berkine (Boudjema, 1987).	28
	Figure 6: Coupe géologique du bassin de Berkine (modifié d'après Chaouche, 1992 et WEC. 2007).	30
	Figure 7: Bloc 3D représentatif d'un système pétrolier classique composé de roche mère, d'une roche réservoir, d'une roche couverture et de pièges.	32
	Figure 8: Pièges pétroliers dans les Réservoirs conventionnels d'hydrocarbures.	32
	Figure 9: Extension et maturité des roches mère silurienne et Frasnienne au Sud-Est de l'Algérie (in MALLA A, et al, 2016).	34
	Figure 10: Pièges structuraux. (FOURNIER F., 2011).....	35
	Figure 11: piège stratigraphique. (FOURNIER F., 2011)	36
	Figure 12: Pièges stratigraphiques et pièges sédimentaires. (Fournier F., 2011)	36

Figure 13: Carte de situation de la région d'El Ouar ainsi que de la région d'étude (Doc. Sonatrach2020, modifiée).....	38
Figure 14:Modèle conceptuel d'une sédimentation fluviale.	43
Figure 15: Schéma d'un système fluviale à chenaux en tresse et exemple d'une Séquence de comblement. (BOULVAIN F., 2015)	44
Figure 16 :Schéma d'un système fluviale à méandres et exemple d'une séquence de Comblement (BOULVAIN F., 2015).	45
Figure 17 :Représentation du log synthétique et la description de carotte n°1 dans TAGI du puits INS-1.	47
Figure 18:Représentation du log synthétique et la description de carotte n°2 dans TAGI du puits INS-1.	48
Figure19:Représentation du log synthétique et la description de carotte n°1 dans le TAGI du puits IDSL-2.....	49
Figure 20:Représentation du log synthétique et la description de carotte n°2 dans le TAGI du puits IDSL-2.....	50
Figure 21:Représentatiion du log synthétique et la description de carotte n°1 dans le TAGS du puits INS-1	51
Figure 22: Représentatiion du log synthétique et la description de carotte n°1 dans le TAGS du puits INS-1	52
Figure 23 : schéma résumant les buts des diagraphies (document Sonatrach).....	56
Figure 24:Schéma présentant la classification des diagraphies	57
Figure 25:Schéma de l'outil Gamma Ray et exemple du log enregistré avec en face d'un réservoir (Beghoul, 2013).	58
Figure 26 : Schéma de principe de la sonde neutrons (Beghoul, 2013).	59
Figure 27: Schéma de principe de l'outil sonique (Schön, 2015).....	60
Figure 28 : Schéma de principe de la sonde sonique BHCet exemple de log enregistré(Beghoul, 2013).....	60
Figure 29:Elan des réservoirs TAGS TAGI de INS-1	65
Figure 30: Elan des réservoirs TAGS TAGI de IDSL-2	66
Figure 31 : Diagramme de pression /profondeur du puits INS-1 au niveau du réservoir TAGI	67

Figure 32:Transect d'une corrélation et calage des carottes flatnées au niveau du TAGI.	68
Figure 33: Cross-plot Thorium / Potassium du puits INS-1	69
Figure 34:Cross-plot Thorium / Potassium du puits IDSL-2.....	70
Figure 35:Découpage du trias à partir des résultats de la calcimétrie au niveau du puits IAW-1	72
Figure 36: Ecorché géologique de la région à la discordance hercynienne.....	74
Figure 37:Carte isopaque du réservoir TAGI.....	75
Figure 38:Carte en isopaque du réservoir TAGS	76
Figure 39:Carte de position de profil de corrélation 1.....	76
Figure 40 :Carte de position de profil de corrélation 2.....	77
Figure 41 : Carte de position de profil de corrélation 3.....	78
Figure 42 : Carte de position de profil de corrélation 4.....	78
Figure 43: Transect d'une corrélation de direction sud Nord passant par les puits AMR-1, OMR-1 ,FAR-1,BEZ-1.	80
Figure44 : Transect de corrélation stratigraphique d'orientation NW_SE passant par les puits (OMR-1, INS-1, FAR-1,BEZ-1).....	81
Figure 45:Transect d'une corrélation de direction N-S passant par les puits (AMR-1,OMR- 1,FAR-1,BEZ-1-,BNR-1).	82
Figure 46 : Transect d'une corrélation de direction E-W passant par les puits (OMR-1,INS- 1,IDR-2,IDR-1).....	83
Figure 47: Cross plots perméabilité /Porosité de carotte n°1 du réservoir TAGS du puits FAR- 1.....	89
Figure 48:Cross plots perméabilité /Porosité de carotte n°2 du réservoir TAGI du puits OMR-1	90
Figure 49: Cross plot perméabilité /Porosité de carotte n°2 du réservoir TAGI du puits INS-1	91
Figure 50 :Cross plots perméabilité Porosité de carotte n°2 du réservoir TAGS du puits IDSL- 2.....	92

Liste des Tableaux :

Tableau 1:Tableau comparatif des épaisseurs moyenne des argiles radioactives du bassin de Berkine.....	33
Tableau 2 : Tableau résumant l'environnement de dépôt fluviatile.	46
Tableau 3: Tops Des formations.....	62
Tableau 4:Diaraphies enregistrées.....	63
Tableau 5:Paramètre d'interprétation.....	63
Tableau 6:Caractéristiques des minéraux radios actifs TH/K.....	68

Liste des abréviations et symboles

API : American Petroleum Institute.

COT : Carbone organique total

DH : Discordance hercynienne.

DSG : Decision space geosience.

TAC : Trias argilo gréseux carbonaté.

TAGI : Trias argilo gréseux inférieur.

TAGS : Trias argilo gréseux supérieur.

TAS : Trias argilo salifère.

Introduction générale

Introduction générale :

Compte tenu de la croissance de la demande en énergie dans le monde en général et en Algérie en particulier, la SONATRACH cherche à développer au mieux sa production d'hydrocarbures. A cet effet, elle s'est attelée à s'engager sur de nouvelles pistes d'exploration pour s'ouvrir de nouveaux horizons. C'est dans ce sens que plusieurs études ont été entreprises sur le champ de Berkine dont on essaie de comprendre davantage les qualités de ses réservoirs pour une estimation réaliste de leurs potentiel. C'est dans ce contexte, que la thématique de ce mémoire a été proposée et arrêtée d'un commun accord avec la Division Exploration de La Sonatrach sous l'intitulé << **Contribution à l'analyse et caractérisations des réservoirs triasiques (TAGI et TAGS) dans la région Erg El Ouar et leur impact à la productivité en hydrocarbures**>>

❖ Problématique :

*Une variation latérale et verticale de la sédimentation fluviatile des épaisseurs et des facies rapides et complexes.

-La compartimentalisation de la région est édifiées en plusieurs blocs orienté principalement NE – SW et parfois avec les accidents décrochant d'orientation ESE-WSW.

-La caractérisation des réservoirs de point de vue paramètres pétrophysique et répartition spatiale , la géométrie des corps silicoclastiques de la sédimentation fluviatile peuvent elle influencer réellement sur la productivité des réservoirs ?

Dans ce modeste travail composé de cinq chapitres nous consacrons principalement pour attribuer à la compréhension de cette thématique.

❖ Objectifs :

-Expliquer la distribution spatiale de la sédimentation triasique.

-Comprendre les zones adéquates en matière de distribution des unités gréseuses et leurs évolutions spatiales

-Evaluer les paramètres pétro physiques des niveaux réservoirs triasique TAGI et TAGS

-La détermination minéralogique pour avoir une meilleure approche à l'identification de l'environnement de dépôt.

-Evaluation de la productivité des puits.

❖ Méthodologie de travail :

Au cours de notre travail, nous avons fait appel à la méthodologie suivante :

En premier lieu nous avons réalisé une collecte de données et une analyse bibliographique visant à élaborer une étude préalable sur la zone. Pour se faire, nous avons consulté les travaux et les différents documents anticipés ultérieurement sous formes de cartographies (cartes géographiques...), mémoires, thèses, rapports, articles mais aussi de nous rapprocher des différents organismes ; (Bibliothèque universitaire de l'UMMTO, bibliothèque centrale ainsi que bibliothèque de la division exploration de Sonatrach Boumerdes).

En deuxième lieu, nous avons réalisé une étude sédimentologique qui nous permet de la reconnaissance des environnements de dépôts, à partir de la description des carottes basée essentiellement sur la lithologie et les structures sédimentaires.

En troisième lieu, dans le cadre de cette étude, les diagraphies utilisées sont le sonique et Gamma Ray qui montrent les variations de l'argilosité qui permettent l'approche à la corrélation des puits à puits et donner les indications précieuses sur les variations lithologiques l'évaluation et interprétation du contenu potentiel d'un réservoir et leurs qualités via la détermination des paramètres petrophysiques qui nous renseignent sur la qualité de réservoir et l'identification minéralogiques via l'établissement de la méthode cross plot des rapports Th/K et son influence sur les paramètres réservoir.

Quatrièmement, nous traitons d'une manière précise les caractéristiques des réservoirs du Trias sur la base d'une banque de données de puits et de leur exploitation avec le logiciel DSG(Decision Space Géoscience) à partir des corrélations en combinaison avec des cartes en isopâques des réservoirs TAGI et TAGS, son accretion verticale et horizontale à l'aide de l'établissement de 3 corrélations lithologiques en combinaison avec les cartes en isopâques des réservoirs TAGI et TAGS.

En final, avec les paramètres pétrophysiques nous avons démontré les niveaux poreux et perméables et leurs variations verticales au niveau du TAGI. Enfin, sera analysée leurs variations à l'échelle horizontale. Pour cette étude une méthode a été utilisée à savoir : - la méthode du Cross plot (porosité/perméabilité) : c'est une méthode statistique qui utilise les données pétrophysiques reportées sur un diagramme : porosité (%) sur l'axe des abscisses et perméabilité (mDarcy) sur l'axe des ordonnées. Elle a été appliquée sur les sondages suivants : INS-1, IDSL-2, FAR-1, OMR-1.

Chapitre I :

Généralités

I. Introduction :

Le bassin de Berkine (Ghadamès) fait partie des bassins les plus productifs en hydrocarbures en Algérie. Néanmoins ses réserves présumées sont considérées comme étant faibles par rapport aux quantités possibles des hydrocarbures générés depuis les roches mères siluriennes et frasnienne.

Ce Bassin est constitué des dépressions paléozoïques et mésozoïques, engendrés par une tectonique orogénique hercynienne et alpine. Elles préservent une archive de roches sédimentaires de plus de 7000 m d'épaisseur.

II. Cadre géographique du bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine (anciennement dénommé bassin de Ghadamès) se situe dans la partie Nord-Est de la plate-forme saharienne. Il est limité approximativement par les longitudes 6° 30"-9°30" Est et latitudes 29°00 et 32°00 Nord. Il est réparti sur trois pays : l'Algérie, la Tunisie et la Libye. La plupart des affleurements de ce bassin sont recouverts par les dunes de sable du grand Erg Oriental (Figure 1).

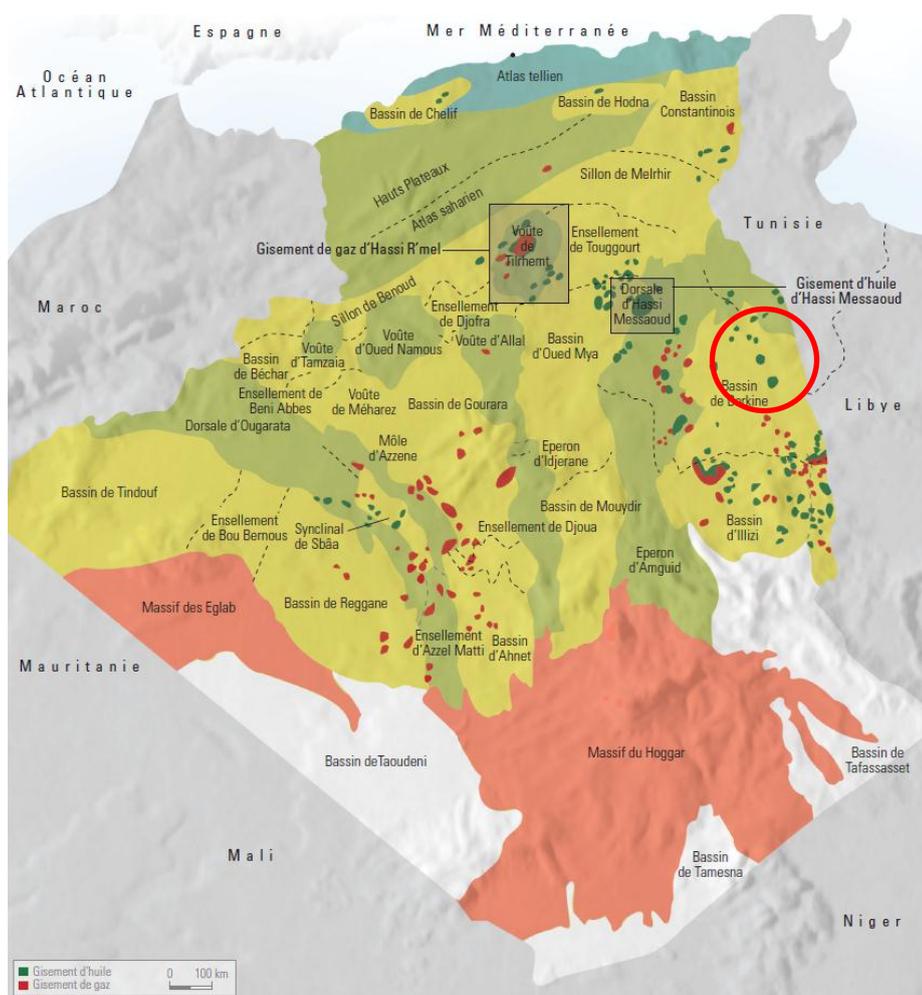


Figure 1 : Carte géographique du bassin de Berkine (document sonatrach)

III. Cadre géologique du bassin de Berkine :

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine -GHADAMES, est de type intracratonique (WEC. 2007), il se situe dans la partie Nord-Est de la plate-forme saharienne. Ce bassin occupe une aire totale près de 300.000 Km², mais seulement 102 395 Km² sont situés dans le territoire Algérien. Il est limité au Nord par le môle du Dahar, au Sud par le môle d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi, à l'Ouest par le môle d'Amguid El Biod et Hassi Messaoud et à l'Est par le bassin de Syrte entre la Lybie et la Tunisie (Figure 2).

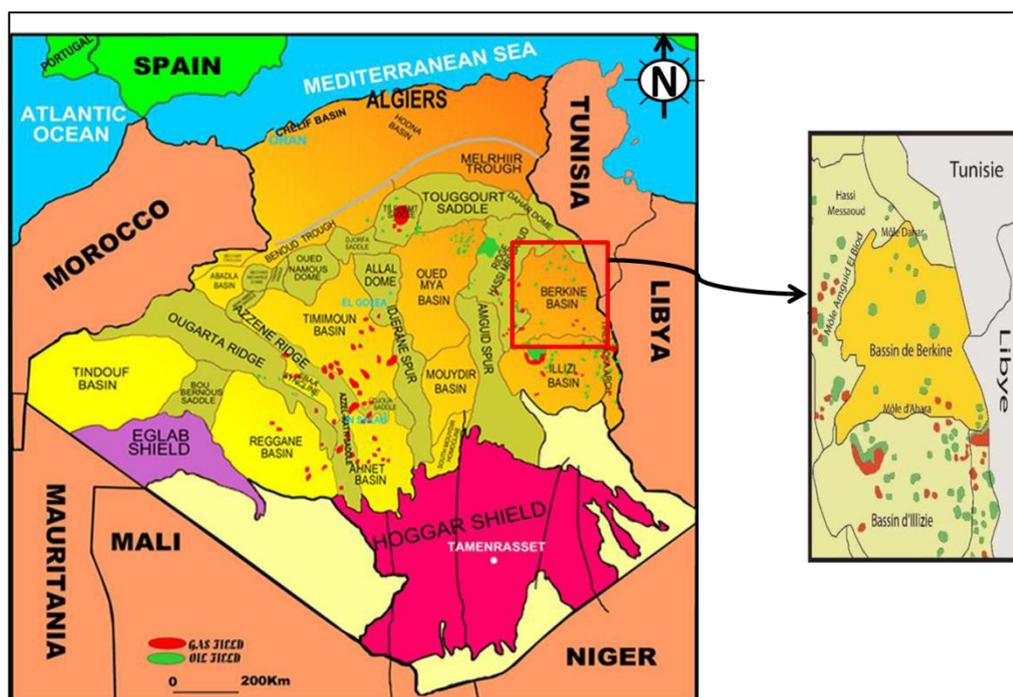


Figure 2 : Situation géographique et géologique du bassin de Berkine (modifiée).

IV. Lithostratigraphie du bassin de Berkine :

Le remplissage sédimentaire du bassin de Berkine (Figure I-3) est formé de séries paléozoïques, érodées parfois jusqu'au Silurien. Celles du mésozoïque reposent en discordance sur les formations paléozoïques et sont recouvertes à leur tour en discordance par un épandage détritique tertiaire.

Les études géologiques et géophysiques ont permis d'établir un log stratigraphique type. (*in* Boudjema, 1987).

Le socle :

Le socle composé de roches précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques, qui en constitue donc le substratum.

Le Paléozoïque :

La série paléozoïque repose en discordance sur le socle précambrien, et débute au Cambrien et se termine au Carbonifère (Whiteman, 1971, *in* ASSOUS CH.,2018).

Le Cambrien :

Repose en discordance sur le socle Précambrien, représenté par des grès à stratifications obliques et des quartzites à passées conglomératiques, avec une épaisseur moyenne de 300 m, il est subdivisé en trois zones lithologiques de la base au sommet : R3, R2 et Ra (Whiteman, 1971 *in* ASSOUS CH.,2018).

IV.1.1 Le Cambro-Ordovicien :

Le passage du Cambrien à l'Ordovicien est marqué par une zone de transition appelée le Cambro-Ordovicien qui est composée de deux ensembles :

Un ensemble basal : est constituée d'une alternance de grès fins à moyens admettant des passées d'argiles et de silts à glauconites et à tigillites.

Un ensemble sommital: est constituée d'une alternance d'argiles, de silts et de grès fins à glauconites appelée zone des alternances. (Malla A. et OUYAHIA S.,2016 *in* HAMLAOUI Louiza et al. ;2021).

L'Ordovicien :

Il est essentiellement détritique, épais d'environ 250 m il est subdivisé en 8 formations (MALLA A. et al, 2016 *in* ASSOUS CH.)

-Les grès d'El Atchane et parfois des conglomérats contenant des graptolithes du milieu marin profond.

- Les quartzites compacts (quartzites de Hamra).

- Les grès quartzitiques à grains fins à moyens (grès d'Ouargla).

- Les argiles noires d'Azzel, micacées.

- Les argiles noires bitumineuses (Argiles d'EL Gassi).

- Les grès fins à moyens argileux et quartzitiques, dolomitiques et micacés à intercalations d'argiles silteuses faiblement carbonatées à oolithes (Grès d'Oued Saret).

- Les argiles noires silteuses et micro-conglomératiques à galets de quartz, d'origine marin profond.

Enfin, la série ordovicienne se termine par les grès de Ramade dont la base est constituée de grès quartzitiques et fines passées d'argiles surmontés par des grès quartzitiques de la dalle de M'Kratta. (MALLA A. et OUYAHIA S., 2016 *in* HAMLAOUI Louiza et al.,2021).

IV.1.2 Le Silurien :

Il est essentiellement argileux à graptolithes admettent quelques passées de grès blancs à gris sombre et riche en pyrite. Il est surmonté par un ensemble argilo-gréseux. (*in* MALLA A. et *al.*, 2016)

IV.1.3 Le Dévonien :

Il est érodé sur une grande partie du bassin de Berkine, excepté au Nord-Ouest du bassin où il est préservé entièrement (Boudjema A., 1987) il est formé de trois ensembles :

* **Dévonien inférieur** : constitué d'argiles gréseuses.

* **Dévonien moyen** : représenté par une série argilo-carbonatée constituée d'argiles grises indurées, de marnes et de quelques passées gréseuses (Boudjema A., 1987).

* **Dévonien supérieur** : formé d'argiles grises, noires à brunes foncées et d'intercalations de calcaires argilo-gréseux.

IV.1.4 Le Carbonifère :

Les formations carbonifères sont formées de bas en haut par :

* **Carbonifère inférieur** : Représenté par une alternance d'argiles, de silts et de grès avec des passées de roches carbonatées.

* **Carbonifère supérieur** : Représenté par une alternance de grès et des argiles à la base, et on observe aussi des carbonates dans la partie centrale.

IV.2 Le Mésozoïque :

La série mésozoïque est composée des dépôts essentiellement continentaux et caractérisée par une grande variété de faciès (Rossi et *al.*, 2002, *in* HAMLAOUI L., et *al.*, 2021).

Elle débute au Trias et se termine au Crétacé supérieur.

IV.2.1 Le Trias :

Il est constitué par des sédiments continentaux clastiques, d'une épaisseur qui peut atteindre 300 m (Galeazzi et *al.*, 2008, *in* ASSOUS CH., 2018). Il est subdivisé en 3 niveaux :

- **Le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI)** : la base de la série est formée en général de conglomérats rouges à bruns et de grès grossiers à moyens, au sommet il est représenté par une alternance de grès et d'argile.
- **Le Trias carbonaté (TC)** : Il est constitué d'argile brune rouge, rarement grise verte à éléments fins à moyens devenant grossiers vers le bas avec d'intercalation d'argiles grises vertes et brunâtres indurées, et feuilletées.

- **Le Trias Argilo-Gréseux supérieur (TAGS)** : il est constitué de grès blancs fins à moyens parfois grossiers à ciment argileux avec des intercalations d'argiles rouges et grises verdâtres.

La série supérieure est surmontée par un membre argileux, généralement de faible épaisseur qui se termine parfois par un banc d'anhydrite ou de dolomie de résistivité élevée.

Ce membre argileux est d'ailleurs un excellent marqueur pour les corrélations diagraphiques dans le Trias. L'épaisseur du Trias est d'environ 160 m.

IV.2.2 Jurassique :

Avec une épaisseur de 770 m, il est composé de sédiments marins lagunaires. À sa base se trouve un niveau dolomitique caractéristique et omniprésent appelé l'horizon B.

Il est subdivisé en trois unités lithologiques qui sont de bas en haut :

- **Le Lias :**

Constitué d'argiles brunes-rouges, à gris verdâtres tendres et admettant des niveaux d'anhydrites blanches passant à des argiles brunes et grises verdâtres tendres à indurées présentant des niveaux d'anhydrite (*in ASSOUS CH.,2018*).

- **Le Dogger :**

Formé d'argiles siliceuses carbonatées admettant des intercalations de grès gris blancs très fins argileux localement dolomitiques et des calcaires dolomitiques beiges argileux et des traces de lignites et d'anhydrites.

- **Le Malm :**

Constitué d'une alternance d'argiles versicolores dolomitiques, de calcaires argileux et de grès à grains moyens contenant des traces de lignites, de pyrite et des passés d'anhydrites blanches. (*in ASSOUS CH.,2018*).

IV.2.3 Crétacé :

A une épaisseur de 700 m environ, il débute par le Néocomien et se termine par la série carbonatée du Sénonien, il est composé d'alternances des grès, d'argile, de dolomie et de calcaire ainsi que de quelques passées d'anhydrite, de gypse et de sel. Vers le sommet il devient essentiellement carbonaté.

IV.3 Le Cénozoïque :

Le cénozoïque est constitué par une mince série mio-pliocène de grès à grains grossiers à moyens admettant des passées d'argile.

IV.3.1 Le Mio-Pliocène :

Il est constitué de sables roux et blancs, à grains moyens à grossiers, arrondis, bien classés avec des passées de grès beiges et blancs, à grains fins, arrondis, à ciment carbonaté. Notons également la présence d'argiles rouges-briques sableuses.

CHAPITRE I : Généralités

	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		
		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	
		Dogger	Argileux		Anhydrite, Argiles	
			Lagunaire		Sel	
		Lias			Calcaire	
			Anhydrite		Anhydrite, Argiles	
			Sel		Sel	
			Horizon B		Argiles, Anhydrite	
			S1+S2		Sel	
S3				Argiles, Anhydrite		
Trias	D2		Sel			
	S2		Argiles, Silts, Anhydrites, Dolomie			
	ARG CARB/TAGS		Grès, Silts, Argiles rouges			
	TAGI		Discordance Hercynienne			
Paléozoïque	Carbonifère	Peneplanation		Argiles, Grès	Fluvio-lacustre marin-continental peu profond	
		Viséen		Grès, Argiles		
	Dévonien			Grès, Silts, Argiles		
		Strunien		Argiles		
		Famménien		Argiles		
		Frasnien		Argiles		
		Givétien-Eifelien		Argiles		
		Emsien		Grès, Argiles		
		Siegenien		Grès, Argiles		
		Gédinien		Grès Massif		
Silurien		Argiles				
Paléozoïque	Ordovicien		Grès, Argiles			
	Cambro-Ordovicien		Grès, Argiles			
	Cambrien		Grès			
				Deltaïque		

Figure 3: Colonne lithologique synthétique du bassin de Berkine (BOUDJEMA A., 1987 in Assous C., 2018)

V. Cadre structural du bassin de Berkine :

La région est peu déformée, toutefois son histoire structurale est complexe et polyphasée. Le style structural est dominé par des failles subverticales qui impliquent le socle et par différents événements tectoniques qui se succèdent dans la région (**Figure 4**) (*in* MALLA A., et al, 2016).

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

Domaine Ouest : C'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude (*in* MALLA A., et al, 2016).

Domaine centre : C'est un domaine, où les structures sont relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques. (*in* MALLA A., et al, 2016).

Les failles qui résultent de la tectonique cassante, ayant affectée les deux domaines sont multidirectionnelles, Les études structurales ont montré que les accidents NE-SW seraient dues principalement aux mouvements distensifs à la fin Trias / début Jurassique. - Les failles régionales ont défini des trends structuraux majeurs sur lesquels viennent se greffer les pièges et gisements d'huile et de gaz dans le bassin. Les principales orientations observées sont :

- Direction subméridienne :

Les failles subméridiennes se caractérisent par de forts rejets, pouvant atteindre 2000 m comme dans le cas de la faille de Ramade et 500 m et plus dans la région de RhourdeNous, avec des structures de grandes amplitudes (la structure de RhourdeNous atteint 900 m de fermeture structurale) (*in* MALLA A., et al, 2016).

- Direction Nord-Est/Sud-Ouest :

Les failles NE-SW sont caractérisées par une composante de décrochement importante avec ramification dans la partie supérieure, les structures associées sont des blocs basculés ou des structures 'en fleur', cette direction interfère avec la direction subméridienne.

Sur la majorité des rejeux tectoniques à caractère inverse (faille inverse) s'appuient des structures anticlinale s allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le TAGI et le TAGS (*in* MALLA A., et al, 2016).

En plus (*in* MALLA A., et al, 2016) il y'a d'autres orientations secondaires de failles qui existent localement :

- Direction Nord 70 : elle se ressent dans la région de RhourdeNous, au niveau de la structure de

Touil et dans la région de Menzel Lejmet.

- **Direction subéquatoriale** : au sud Est d'Ahara et à l'ouest sur le trend Tartrat.
- **Direction Nord 150** : au Nord Est du bassin au niveau des trends de Keskesa, Bir Rebaa Zemlet el-Arbi et BirBerkine Nord-Rhourde en Naga.

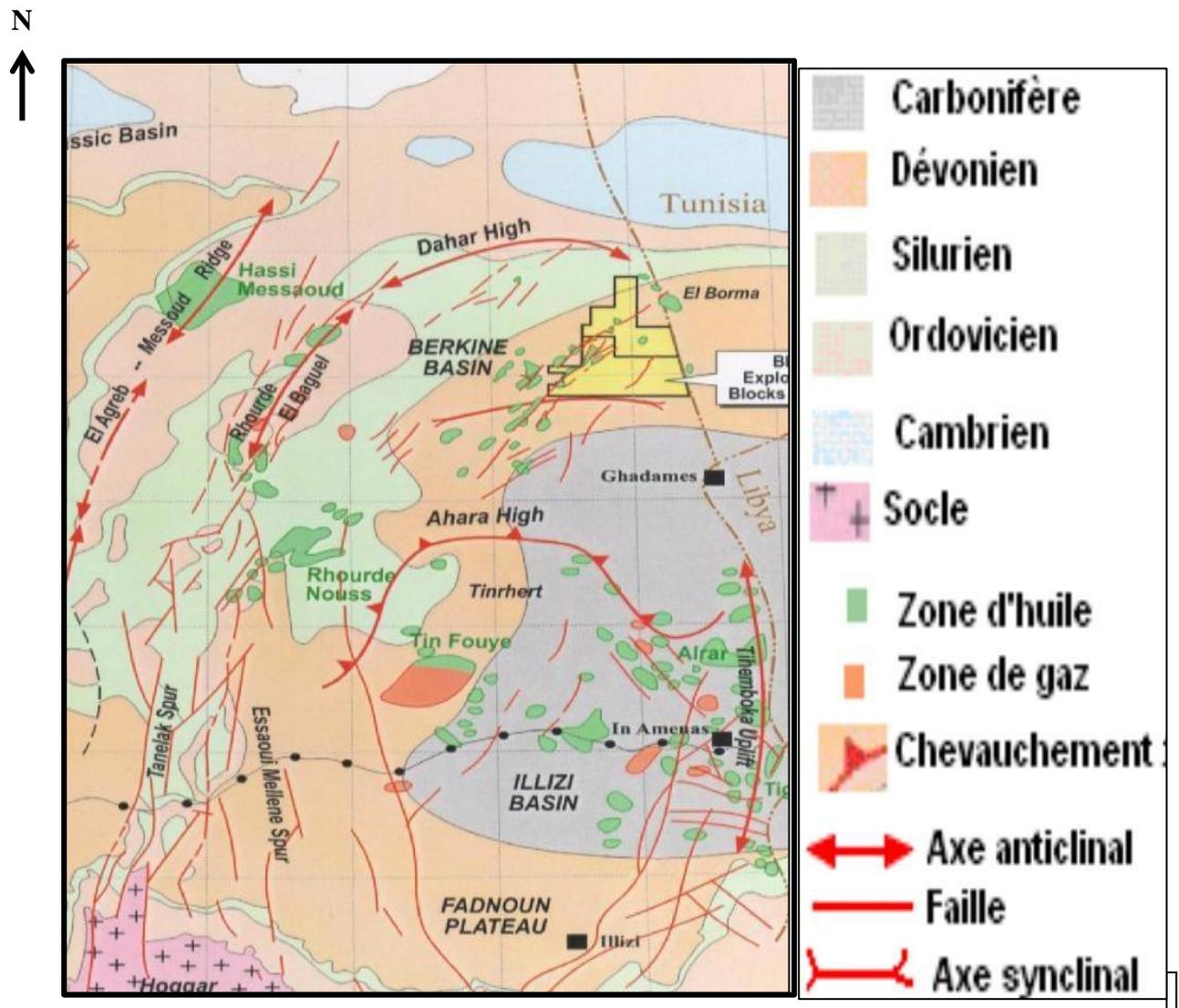


Figure 4: Les éléments tectoniques du bassin de Berkine.

(Sonatrach, 2003, in MALLA A., et al, 2016).

V.1 Evolution structurale :

Au plan structural du bassin c'est le résultat de nombreuses phases tectoniques compressives qu'a connues la plate-forme saharienne. Ces différentes phases se traduisent par la déformation et l'érosion des sédiments qui se résument dans les phases suivantes (**Figure 5**):

❖ L'orogénèse Panafricaine

C'est une phase compressive, elle résulte d'une collision continentale entre le Craton Ouest africain rigide

et le craton Est africain plus plastique qui a engendré des failles subméridiennes et des reliefs précambriens. Ses derniers sont d'âge cambrien.

❖ L'orogénèse Calédonienne

C'est une phase compressive, elle est à l'origine du passage brutal du milieu marin à l'installation d'un milieu continental, prédominé par un faciès gréseux.

Cette orogénèse comporte également une phase orogénique dite phase Taconique.

Cette phase est une phase de compression le long des accidents subméridiens nord-sud, donnant ainsi naissance à l'architecture actuelle du bassin.

Il comporte ainsi un mouvement distensif en distension Silurienne qui a suivi la fonte des calottes glaciaires Ordoviciennes et engendré des dépôts d'argiles noires.

❖ L'orogénèse Hercynienne

C'est l'événement majeur qui termine le cycle sédimentaire du Paléozoïque avec deux directions de serrage majeur suivies d'une érosion importante et progressive des séries Paléozoïques du Sud-Est vers le Nord-Ouest. On y distingue deux phases :

- La phase secondaire précoce ou régime des contraintes correspondant à une compression de direction N 040°
- La phase principale tardive de direction N 120° Le bassin de Berkine a été basculé vers le Sud-Est pendant cette phase, ce qui a engendré une érosion intense des formations au Nord- Ouest et la préservation du Sud-Est. (Boudjema, 1987)

❖ L'orogénèse Alpine

• Phase Autrichienne (Crétacé)

Elle est caractérisée par des mouvements compressifs (Est/Ouest) elle est à l'origine de laplupart des pièges localisés dans l'Ouest du bassin. Ces mouvements se traduisent par :

- Le jeu inverse des accidents subméridiens, avec création des plis d'enchaînement des accidents, et de plis de même orientation.
- Le jeu en décrochement dextre avec création des plis d'entraînement des accidents d'orientation Nord-Est/Sud-Ouest.

• Phase pyrénéenne (Paléogène)

C'est une phase compressive de direction Nord-Est/Sud-Ouest qui a donné naissance à denombreux anticlinaux visibles sur la morphologie actuelle du bassin.

CHAPITRE I : Généralités

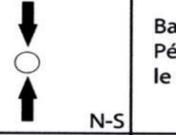
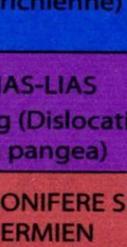
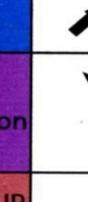
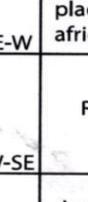
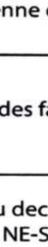
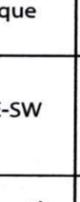
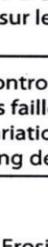
Période max d'activité	Direction de la contrainte	Effet sur le système de failles	Effet sur la sédimentation
Post-villafranchienne (L. ALPIN)	 N-S	Basculement et inversion de bloc. Période final de compression dans le domaine atlasique.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.
MIOCENE	N-S et NW-SE	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique	Sédimentation prédominante de flysch au Nord
EOCENE (PYRENEENNE)	 N-S et NW-SE	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque européenne. Decrochement de la faille Sud Atlasique	
CRETACE INF (autrichienne)	 E-W	Réactivation des décrochements des failles N-S et NE-SW. Résultat des mouvements différentiels de la plaque européenne et la plaque africaine.	Erosion des sédiments du L. Cret. sous l'aptien ls. (l'arche d'El Biod et Illizi) effet léger sur le bassin de Ghadames)
TRIAS-LIAS Rifting (Dislocation de la pangea)	 NW-SE	Réactivation des failles NE-SW	Control de la sédimentation par les failles entrainant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW
CARBONIFERE SUP à PERMIEN (HERCYNIE PRINCIPALE)	 N120	Inversement ou décrochement le long des failles NE-SW (résultant de la formation de la pongéa)	Erosion sur les axes NE-SW
VISEEN (HERCYNIE PRECOCE)	 N040	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NW-SE. Début de la formation de la chaîne varisque.	Erosion sur Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
FRASNIEN			
CALIDONNIENNE Siluro-Dévinienne	 E-W	Mouvement inverse le long des failles N-S	
TACONIC Caradoc-Ashgilien		Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation de structures N-S.	Soulevement du bouclier Réguibat et Touareg. Erosion le long des zones hautes d'orientations N-S et E-W (Mole d'Ahara)
COMBRO-ORDOVICIENNE	 NW-SE	Mouvement normal le long des failles N-S	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement NW de la plate forme saharienne. Volcanisme
PANAFRICAINE	 E-W	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE et NE-SW	Compartiment du craton du sahara central

Figure 5: Les différentes phases de déformations affectant le bassin de Berkine (Boudjema, 1987).

V.2 Description de la coupe géologique :

Afin de montrer la structure en profondeur et l'aspect structural du bassin de Berkine une coupe orientée Nord-Sud a été faite (**Figure 6**), depuis le bassin de Berkine au Nord, passant par le Grand Erg Oriental, le plateau de Tinrhert, le plateau de Tadjentourt (bassin d'Ilizi), jusqu'au Tassili des Ajers au Sud.

La succession des dépôts Paléozoïques et Mésozoïques au niveau du bassin de Berkine atteint les 5500

CHAPITRE I : Généralités

m de profondeur.

Lors de la phase hercynienne, le Paléozoïque et sous l'influence d'une tectonique intense, la partie NE du bassin de Berkine a subi un soulèvement puis une érosion des formations dévoniennes et il ne restera que le Dévonien inférieur (Gédinien) partiellement érodé ainsi que le Dévonien moyen. Au niveau de ce bassin une inversion structurale prend place et entraîne le basculement des séries Paléozoïques vers le Nord-Ouest. Ces dernières seront surmontées par des dépôts allant du Trias jusqu'à l'Eocène et au-dessus se développent les dunes actuelles.

On retrouve en sondage cette succession mais pas à l'affleurement. Le Trias est en contact direct avec les roches mères du Silurien inférieur et du Dévonien supérieur (Frasnien) qui sont des argiles noires (black shales).

Sur cette coupe, au niveau d'In Amenas (Zarzaitine inférieur) dans le bassin d'Illizi, seul le Trias affleure et sera donc l'équivalent du trias en sub-surface dans le bassin de Berkine. On note aussi, au-dessus du Trias, les biseaux transgressifs du Lias, Dogger et du Malm.

CHAPITRE I : Généralités

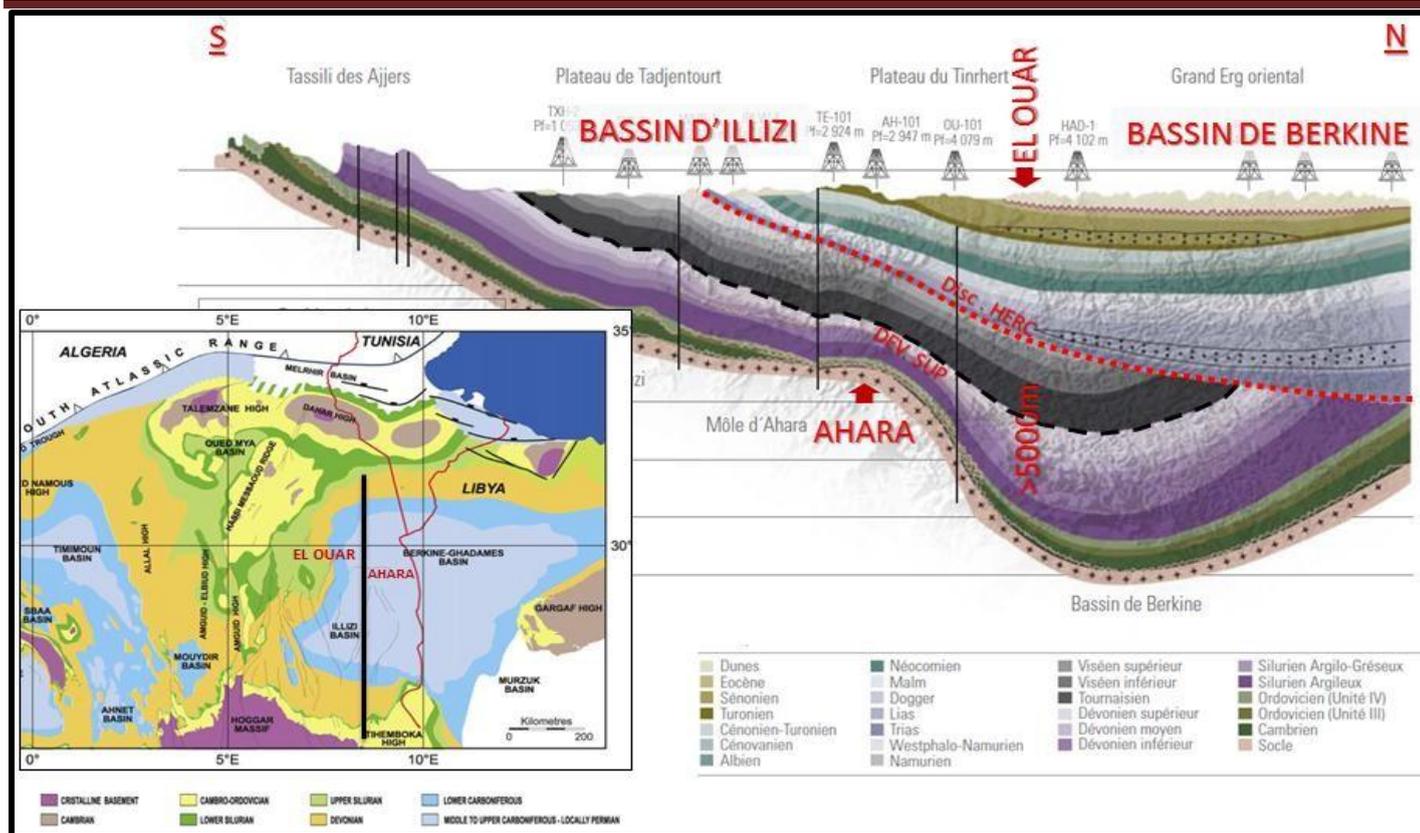


Figure 6: Coupe géologique du bassin de Berkine (modifié d'après Chaouche, 1992 et WEC. 2007).

VI. Système pétrolier du bassin de Berkine :

Les hydrocarbures ont la particularité de s'être formés et accumulés dans le sous-sol au cours de l'évolution géologique de la Terre, lorsque des générations successives des êtres vivants qui meurent, les restes se déposent au fond des mers, ils se mélangent à la boue pour former des couches de sédiments riches en matières organiques. Sous l'effet de la pression et de la température les dépôts vont s'accumuler et se transformer en roche où la matière organique se métamorphose en Hydrocarbures et devient du pétrole ou du gaz naturel. (in HAMLAOUI L., 2021)

Les méthodes utilisées pour extraire les hydrocarbures sont imposées par le système pétrolier, et la nature pétrophysique du réservoir. Selon leurs caractéristiques pétrophysiques et leurs modes d'exploitation, les réservoirs sont classés conventionnels et non conventionnels, dans les deux cas la provenance de la matière organique qu'ils contiennent est la même.

En générale, un réservoir est dit non conventionnel lorsque les caractéristiques pétrophysiques sont dites médiocres ; les réservoirs conventionnels c'est lorsqu'ils présentent de bonnes caractéristiques pétrophysiques dont la méthode d'exploration nécessite un simple forage, et où le réservoir produit par un simple drainage naturel, sauf que dans certains cas les résultats sont faussés par d'autres anomalies

CHAPITRE I : Généralités

auxquelles elle faut attribuées des corrections.

VI.1 Système pétrolier :

Un système pétrolier est défini par les éléments suivants (**Figure7**) :

- **Roche mère** : roche dans laquelle se sont formés et accumule des hydrocarbures (ceux-ci peuvent migrer ultérieurement dans une autre roche, dite roche réservoir)

(Alain F. et Raoult J-F., 2010).

- **Roche réservoir** : roche suffisamment poreuse et perméable pour pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz,...). Ces roches (grés, calcaire, dolomie) ont un intérêt économique, si leurs volumes sont suffisamment, et si elles sont recouvertes par des couches imperméables interdisent aux fluides de s'en échapper.

- **Roche couverture** : c'est une roche imperméable qui couvre le réservoir pour empêcher les hydrocarbures de dés migrer.

- **Piège** : c'est la structure qui renferme les hydrocarbures, il est soit structural (anticlinal, faille...) ou stratigraphique (récif, chenal, biseau stratigraphique...) les pièges sont déterminés par l'interprétation des coupes sismiques. (**Figure 8**).

- **Le timing** : c'est le rapport entre le temps de migration des hydrocarbures et le temps de formation du réservoir, on parle d'un timing favorable lorsque la migration se fait parallèlement ou après la formation de la roche réservoir, et on parle d'un timing défavorable lorsque la migration se fait avant la formation da la roche réservoir.

CHAPITRE I : Généralités

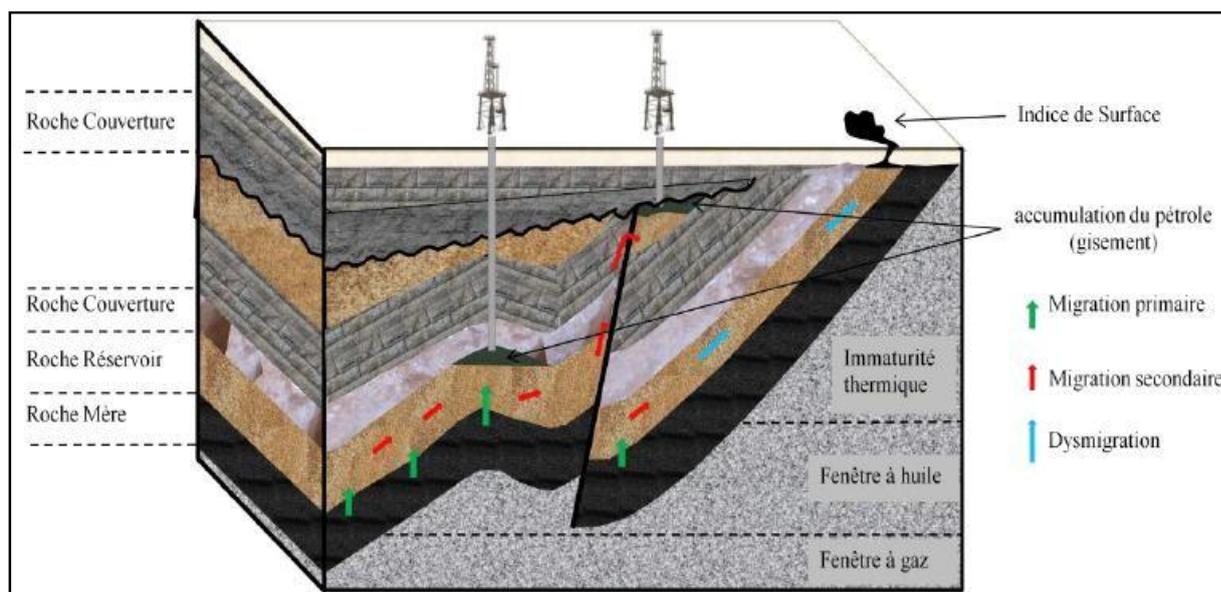


Figure 7: Bloc 3D représentatif d'un système pétrolier classique composé de roche mère, d'une roche réservoir, d'une roche couverture et de pièges.

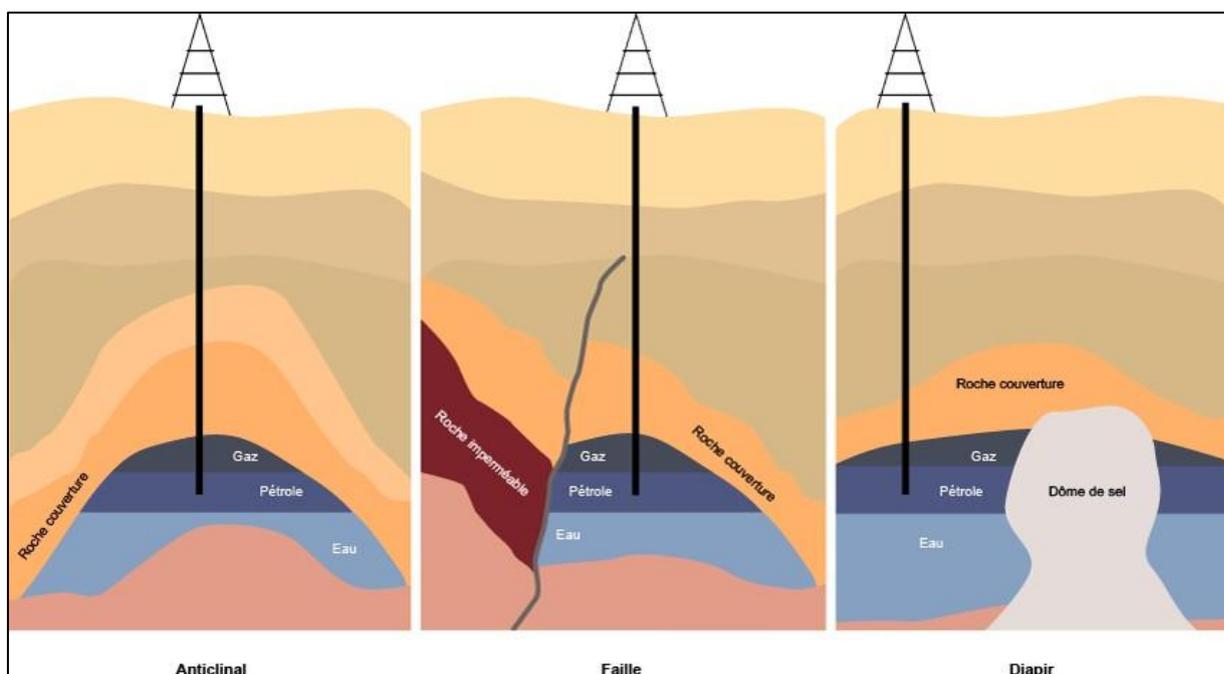


Figure 8: Pièges pétroliers dans les Réservoirs conventionnels d'hydrocarbures.

a- La roche mère :

La roche mère est un élément essentiel dans le système pétrolier, doit contenir de la matière organique. Celle-ci se présente soit sous forme dispersée et dépassant rarement les 5% dans les argiles, soit sous forme accumulée dans les charbons.

Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de séries argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, marquant le

CHAPITRE I : Généralités

début de la période de transgression lors du Silurien et du Frasnien (**Figure 9**). Leur extension dans le bassin de Berkine dépend du degré d'érosion durant la phase hercynienne (**Tableau 1**).

* **La roche mère silurienne**, d'extension régionale, constitue le principal générateur d'hydrocarbures dans la région elle est présent dans la quasi-totalité du bassin sauf en bordure Ouest et au Nord où il a été érodé durant la phase hercynienne, son épaisseur varie de 300 à 400 m dans la partie centrale, et est subdivisé en deux parties :

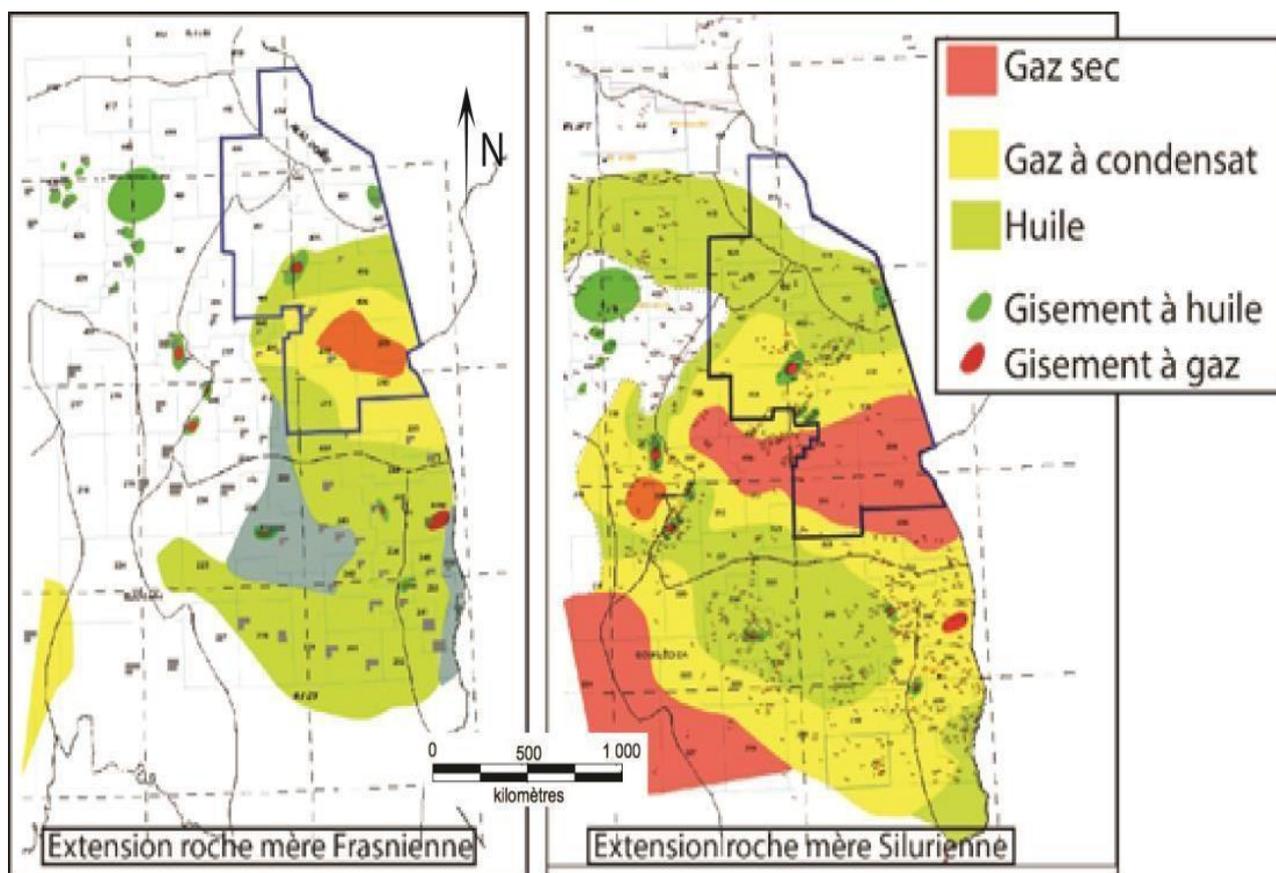
- **Une partie basale** : marquée par un pic radioactif, son épaisseur moyenne varie de 10 à 20 m d'argiles noires à graptolites riches en matière organique.
- **Une partie supérieure** : moins radioactive.

* **La roche mère frasnienne** a une extension plus limitée et se localise dans la partie centrale du bassin est de type I-II et elle essentiellement dans la fenêtre à huile jusqu'à l'actuel sur la région d'Ahara.

La phase de génération et migration pour le système frasnien s'est produit pendant la subsidence Mésozoïque.

Roche mère du bassin de Berkine	Épaisseur moyenne	C.O. T
Les argiles radioactives du Silurien	30-40 m	3.5-17 %
Les argiles radioactives du Frasnien	10-30 m	2.5-6.6 %

Tableau 1: Tableau comparatif des épaisseurs moyenne des argiles radioactives du bassin de Berkine.



b- La roche réservoir :

Une roche réservoir est une roche suffisamment poreuse et perméable, capable de contenir et laisser circuler des hydrocarbures. Il s'agit des grès, sables, carbonatés (calcaires, dolomies) ou des roches fissurées.

La porosité des roches réservoirs est comprise en général entre 5 à 30 % du volume total de la roche. Le Paléozoïque comprend des réservoirs bien développés et régulièrement distribués dans tous les bassins du Cambrien, de l'Ordovicien, du Silurien, du Dévonien et du Carbonifère.

* Le réservoir Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAGI)

Au niveau de la région du Nord Ahara, le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) est formé de dépôts fluviatiles, dont les propriétés réservoirs sont plus au moins bonnes. Le TAGI est caractérisé par plusieurs niveaux gréseux correspondant à des empilements de chenaux dont les porosités varient entre 15 à 20%.

c- La roche couverture :

Une roche couverture est une roche imperméable. Son rôle principal est la préservation des

CHAPITRE I : Généralités

hydrocarbures accumulés dans les roches réservoirs. La roche couverture de la plateforme Saharienne comprend un certain nombre de niveaux du Paléozoïque au Mésozoïque.

* Les couvertures paléozoïques :

- Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intra-formationnelles du Trias carbonaté sur les bordures du bassin.
- La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par les argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien.
- Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

* Les couvertures Mésozoïques :

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté, Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets de failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

d- Les pièges pétroliers

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

- **Les pièges structuraux** : correspondant à des structures géologiques qui permettent l'accumulation des hydrocarbures comme les plis et les failles (**Figure 10**).

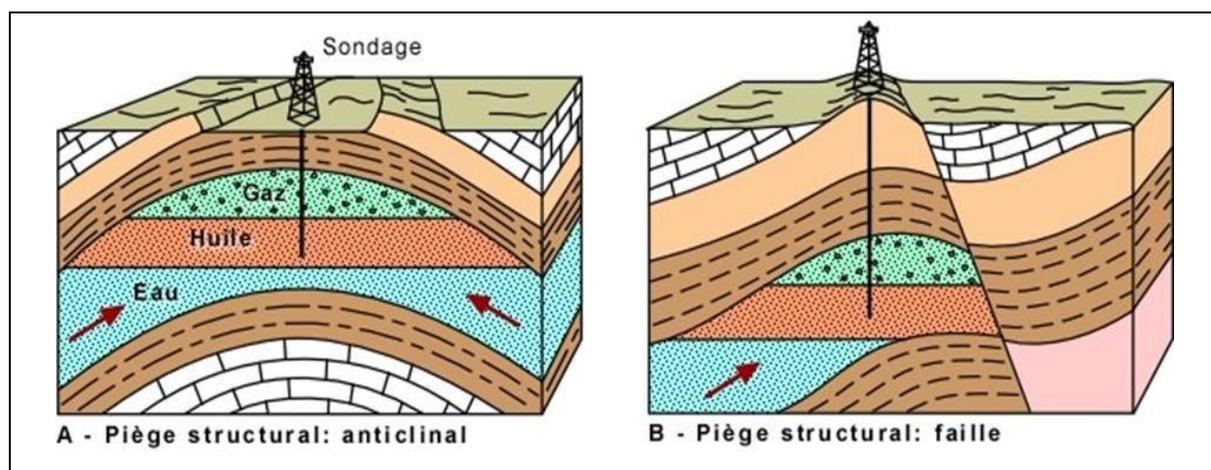


Figure 10: Pièges structuraux. (FOURNIER F., 2011)

CHAPITRE I : Généralités

- **Les pièges stratigraphiques** : sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère (**Figure 11**).

Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère).

- **Piège sous discordance angulaire** : se trouvent dans la partie nord-ouest du bassin où le Dévonien inférieur est biseauté sous les roches éruptives ou sous le Trias.

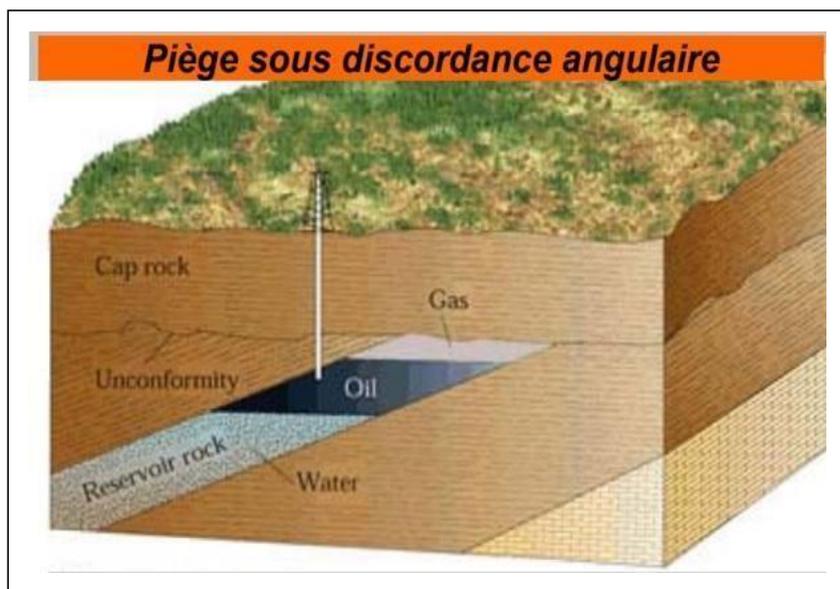


Figure 11: piège stratigraphique. (FOURNIER F., 2011)

- **Les pièges mixtes** : combinant les structures géologiques et lithologiques, comme les diapirs de sel (**Figure 12**).

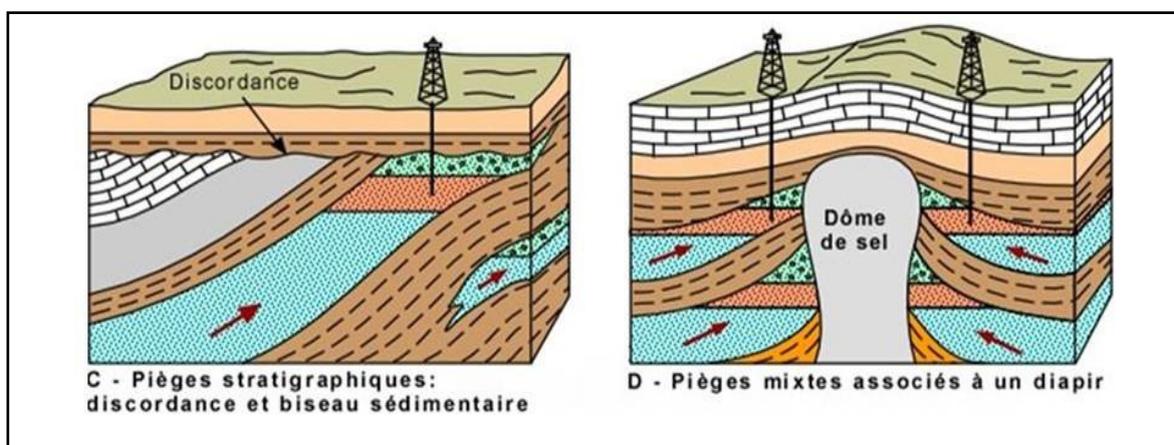


Figure 12: Pièges stratigraphiques et pièges sédimentaires. (Fournier F., 2011)

VII. Conditions de génération et de migration des hydrocarbures :

Dans le bassin de Berkine, les argiles radioactives à graptolites du Silurien argileux et les argiles radioactives du Frasnien constituent les principales roches mères génératrices d'huile légère associée à du gaz. Les modélisations géochimiques montrent que la roche mère silurienne atteint la fenêtre à huile à la fin du paléozoïque et la fenêtre à gaz à partir du Crétacé inférieur. Elle est actuellement en phase à gaz sec dans la majeure partie du bassin. Quant à la roche mère Frasnienne, très affectée par l'érosion hercynienne, elle a atteint la fenêtre à huile au Crétacé supérieur et demeure en phase à huile dans la majeure partie du bassin à l'exception du dépôt-centre paléozoïque (région de Timissit Ouest-Rhourd El Farés) où elle est en phase à gaz sec.

L'alimentation en gaz des réservoirs gréseux du Silurien se ferait directement depuis la roche mère silurienne sous-jacente ou par migration verticale le long des failles et/ou à travers les argiles silteuses du Silurien argilo-gréseux. La roche mère Frasnienne est en fenêtre à huile depuis le Crétacé supérieur. Les hydrocarbures ainsi générés peuvent migrer vers les réservoirs dévoniens et ceux du Trias, à travers les failles ou le long des bancs gréseux du TAGI servant de drains et/ou suivant la surface d'érosion hercynienne.

Les conditions de migration des hydrocarbures ont été déterminées par : (MALLA A. OUYAHIA S. ; 2016).

- Les dépôts de la série sédimentaire du TAGI représentant de bons réservoirs sur les affleurements du paléozoïque.
- La présence d'une grande discordance angulaire entre le paléozoïque et mésozoïque favorisant la migration des hydrocarbures.
- Les changements de la structure tectonique de la couverture mésozoïque, suite aux différentes phases qui ont affecté le bassin.

Compte-tenu de ces conditions, on peut définir les directions probables de la migration latérale des hydrocarbures pendant le deuxième cycle de génération (Mésozoïque) valable pour les gisements dans les dépôts du TAGI.

VIII. Contexte local (région d'étude) :

VIII.1 Cadre géographique de la région d'étude :

Notre région d'étude appartient à la plate-forme saharienne qui fait partie du bassin de Berkine (sud du bassin de Berkine) (Doc. Sonatrach, 2018).

La région d'El Ouar se situe sur la bordure méridionale du bassin de Berkine, à l'aplomb du flanc nord du môle d'Ahara, qui sépare le bassin de Berkine au nord de celui d'Illizi au sud (Doc. Sonatrach, 2018).

Notre région d'étude se situe entre, les parallèles 29° 45' N et 30°00' N et les méridiens de 7° 30' E et 7° 45' E (**Figure 13**) (Doc SONATRACH 2020).

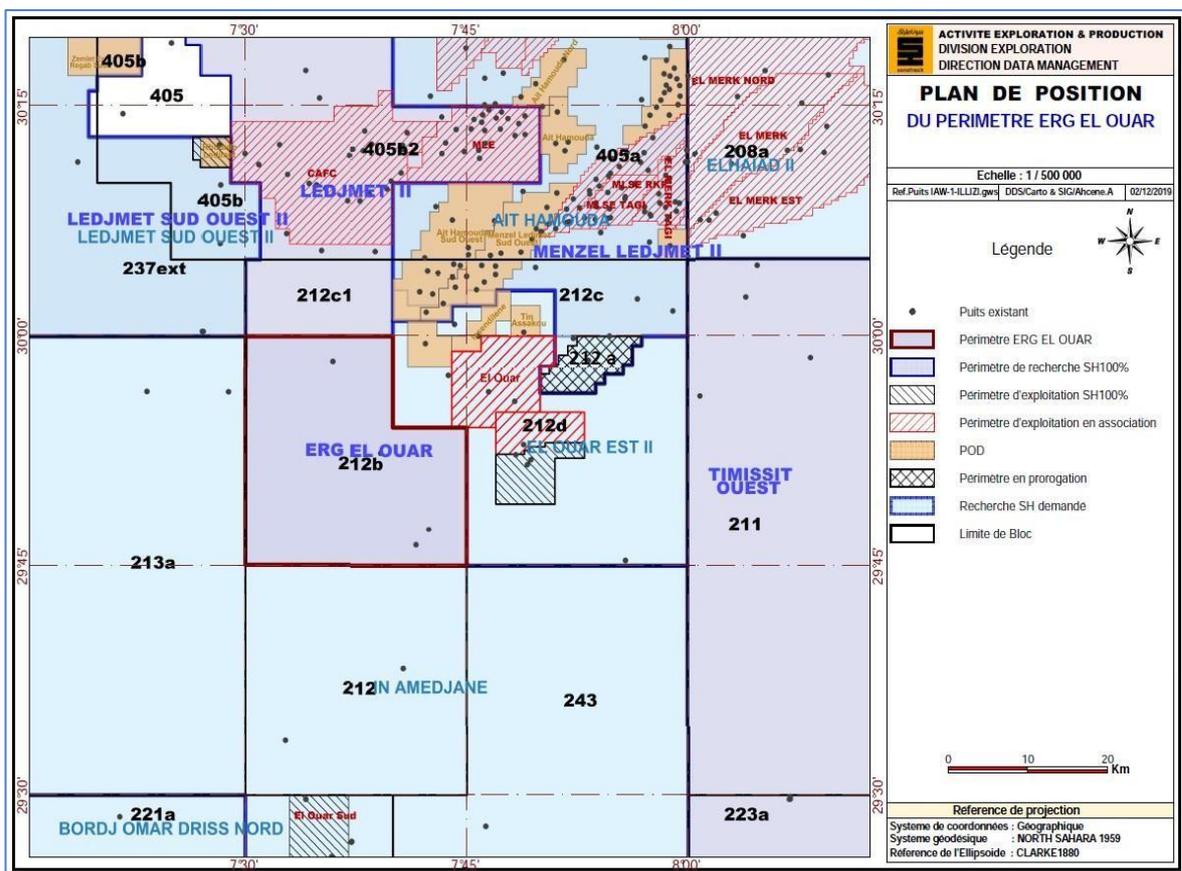


Figure 13: Carte de situation de la région d'El Ouar ainsi que de la région d'étude (Doc. Sonatrach2020, modifiée).

VIII.2 Cadre géologique de la région d'étude :

Les termes les plus inférieurs du Paléozoïque sont ceux des séries argilo-gréseuse du Cambro-Ordovicien déposés en discordance sur le socle d'âge panafricain. Ils sont suivis par les argiles du Silurien inférieur, déposées lors d'une phase de transgression majeure « Hot Shales ». Les séries sus-

Chapitre I : Généralités

jacentes du Silurien Argilo-gréseux (SAG) sont surmontées en discordance (discordance calédonienne) par les dépôts fluviatiles du Dévonien inférieur qui se biseautent vers le sud (môle d'Ahara) (Doc. Sonatrach, 2018).

Le Carbonifère est formé d'une séquence globalement transgressive avec au sommet les argiles d'offshore du Viséen, qui surmontent plusieurs séquences argilo-gréseuses renfermant les principaux réservoirs du Tournaisien et du Viséen inférieur (F2, F1 et RKF).

Les bancs d'argile rouge du Trias enregistrent les premiers dépôts mésozoïques post-hercyniens, qui couvrent en discordance les formations plus anciennes d'âge paléozoïque. (Doc. Sonatrach, 2018)

Le Mésozoïque débute par les dépôts du « Trias Argilo-Gréseux Inférieur », d'origine fluvio-lacustre ; dont le sommet passe vers le nord à un faciès lacustre argilo-carbonaté du

« Trias Argilo-Carbonaté », correspondant à une surface d'inondation maximale. Le TAGI (au sud) et le Trias Argilo-Carbonaté (TAC) sont recouverts en discordance, par les dépôts clastiques du Trias Argilo-Gréseux Supérieur qui passe à un faciès évaporitiques au nord du bassin. Le reste du Mésozoïque est formé par les différentes séries clastiques et évaporitiques du Jurassique et du Crétacé (Doc. Sonatrach, 2018).

VIII.3 **Historique des travaux antérieurs :**

Bien avant l'exploration pétrolière, au Sahara, le Trias n'était pas supposé exister dans la plate-forme saharienne. Le bassin triasique saharien a pu être étudié grâce aux nombreux sondages pétroliers effectués par les sociétés pétrolières qui y ont opéré. En effet, l'exploration pétrolière avait commencé par repérer, dans le sous-sol, les structures positives (zones hautes, dômes, anticlinaux) grâce à la sismique conventionnelle. La couverture mésozoïque du Sahara «...scelle la pénéplaine dite hercynienne (= Post - varisque) et donc l'histoire de la première couverture de la plate-forme » (Fabre, 2005). « La plate-forme saharienne, en Algérie, est un vaste domaine épicrotonique limité au Nord par la flexure saharienne ou flexure atlasique » (Busson, 1970). La surface hercynienne (ou Discordance Hercynienne) a été progressivement recouverte par les sédiments d'âge Triasique. Les zones hautes résistantes, constituées de sédiments d'âge paléozoïque, pour la plupart, ont été recouvertes, par la suite, par les dépôts tardifs du Trias moyen (Anisien, Ladinien) et supérieur (Carnien, Norien, Rhaetien). Ces paléo-reliefs anté-triasiques ont contrôlé les variations de faciès et d'épaisseurs rencontrées dans ces séries sédimentaires du Trias d'une puissance d'environ 500m. Après cette période de recherche de pièges structuraux, s'est ouverte l'ère de la prospection des pièges stratigraphiques, sédimentologiques ou mixtes et aussi hydrodynamiques. Ces séries sédimentaires

Chapitre I : Généralités

triasiques constituent d'importants réservoirs produisant de l'huile et du gaz dans différents bassins tels que : - le bassin de l'Oued Mya (huile). - le champ de Hassi R'Mel (gaz). - le bassin d'Illizi (huile et gaz). - le bassin de Berkine (huile et gaz), ce bassin était anciennement appelé (Bassin de Ghadamès).

Dans ces divers bassins plusieurs travaux ont été réalisés par les géologues pétroliers et universitaires. Ainsi, ces séries silico-clastiques, d'âge triasique, à cachet fortement continental, ont fait l'objet de nombreuses études depuis qu'elles se sont révélées comme étant d'intéressants des réservoirs à grand potentiel en hydrocarbures. Après la période de recherche des pièges structuraux, les géologues pétroliers se sont ensuite aperçu qu'il fallait s'appuyer sur les études de sédimentologie (environnements sédimentaires) et de stratigraphie afin de localiser les pièges ou biseaux stratigraphiques. Concernant la synthèse du Mésozoïque Saharien, sont venus les travaux de : Lehman, J. P. (1957), Lapparent, A.F, de Claracq, P., Nougarede, F. (1958), Lehman, J. P. (1971), et G. Busson (1970, 1971). Pour la palynologie, A.Biard (1963), Mami & Bourmouche (1994), Jalil, Lucas & Hunt (1995) Concernant les travaux de structurale on notera particulièrement A.Boudjema (1987). Puis vint le tour des travaux de sédimentologie de : Le Fournier (1966) qui s'est intéressé aux affleurements du Trias de la région Sud d'In Amenas à Tiguentourine - La Reculée. Thouvenin (1974), Aït Hamouda (1979), Asmat (1981, 1984, 1985), Dolivo (1985). Kazi-tani (1986), Aït salem et G. Truc (1987), Benamrane (1987), Hamel (1988), Aït salem (1990), Aït Ouali & Nedjari (1994), Aït salem et al. (1998), Nedjari et Aït ouali (1996).

VIII.4 **Annnonce du plan :**

Dans ce mémoire on traite cinq chapitres qui sont :

Chapitre1 : la présentation du bassin de berkine dans son cadre régional.

Chapitre2 : Sédimentologie et environnements de dépôts.

Chapitre3 : Interprétation diagraphique et identification minéralogique.

Chapitre4 : Caractérisation des réservoirs potentiels du Trias.

Chapitre5 : Caractéristiques pétrophysiques et qualités réservoirs.

Chapitre II :
Sédimentologie et
environnements de dépôt

I. Introduction :

La reconstitution des environnements de dépôts d'El Ouar nécessite une approche sédimentologie comprenant plusieurs étapes, telle que la description des carottes en se basant sur deux puits essentiels INS-1 et IDSL-2 au niveau des réservoirs TAGI et TAGS dans le but de connaître la lithologie et les structures sédimentaires. Ces caractéristiques permettent de regrouper les différents types de sédiments en litho facies à fin d'arriver à l'identification du milieu de dépôts.

II. Rappels sur les notions de sédimentologie

II.1 Notion de faciès

On définit généralement un faciès comme étant une masse de roche sédimentaire qui peut être distingué des autres par cinq paramètres : la géométrie, la lithologie, la paléontologie et les structures sédimentaires. (O. SERRA. 1985).

Les études de faciès sont importantes car leur connaissance et leur analyse fournissent les bases de l'interprétation environnementale et unités stratigraphiques.

II.2 Notion de discontinuité

Les discontinuités traduisent un arrêt de la sédimentation accompagné ou non d'une érosion, elles permettent aussi de définir les séquences, de déterminer leur ordre et les cortèges sédimentaires.

II.3 Notion d'environnement continental

II.3.1 Environnement fluvial (Figure 14)

Les rivières sont surtout des agents de transport. Les sédiments se déposent en général, aux endroits où la vitesse et l'énergie du courant transporteur sont à leur minimum. Les caractères du réseau fluvial (l'indice de sinuosité et le nombre de chenaux), déterminent les formes d'accumulations. Le type de réseau dépend essentiellement de la pente, de la charge transportée et de la stabilité des rives (rôle stabilisant de la végétation). Tous les intermédiaires existent. Une même rivière change le type de sa source à son embouchure. Le réseau est généralement en tresse en amont et à méandres en aval par contre les réseaux droits sont rares

Chapitre II : Sédimentologie et environnements de dépôt

et les réseaux anastomosés sont observés dans les zones subsidences du climat humide. Les réseaux en tresse et méandriformes sont les plus fréquents. (BOULVAIN F., 2015).

Une rivière dépose dans son ou ses chenaux, formant son lit mineur, des amas de galets et sables appelés barres. Lors des crues, elle envahit sa plaine d'inondation et y dépose des matériaux généralement plus fins, les limons, contenant une forte proportion d'argile formant des séquences positives qui débutent par un pavage de galets et se terminent par des limons de plaine d'inondation, montrant des traces de sols et de végétation. Cette sédimentation diffère d'un réseau à un autre, on distingue :

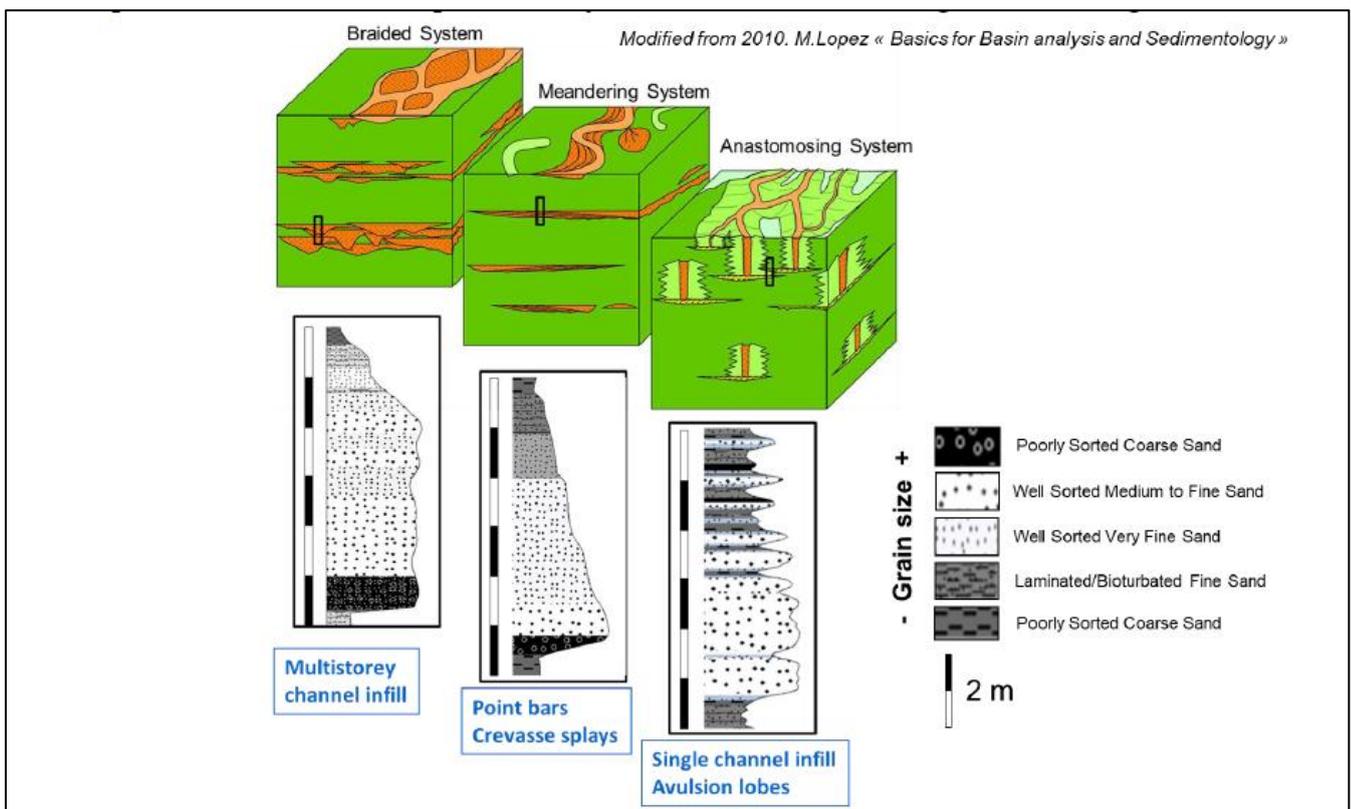


Figure 14:Modèle conceptuel d'une sédimentation fluviale.

- **La sédimentation des réseaux en tresse :**

Les rivières en tresse sont rapides, on les trouve dans les régions montagneuses, leurs dépôts ressemblent beaucoup à ceux des cônes torrentiels, ils se déposent sous forme de barres longitudinales, qui séparent les chenaux. Ces barres deviennent obliques (transversales) dans les courbes, elles sont mobiles et s'accroissent dans le sens de courant "accrétion longitudinale", leur forme dépend de la charge et du débit. Elles sont constituées de galets imbriqués qui tombent en aval, de graviers, de sables à litages entrecroisés. Elles sont souvent ravinées par le déplacement des chenaux (**Figure 15**). (BOULVAIN F., 2015)

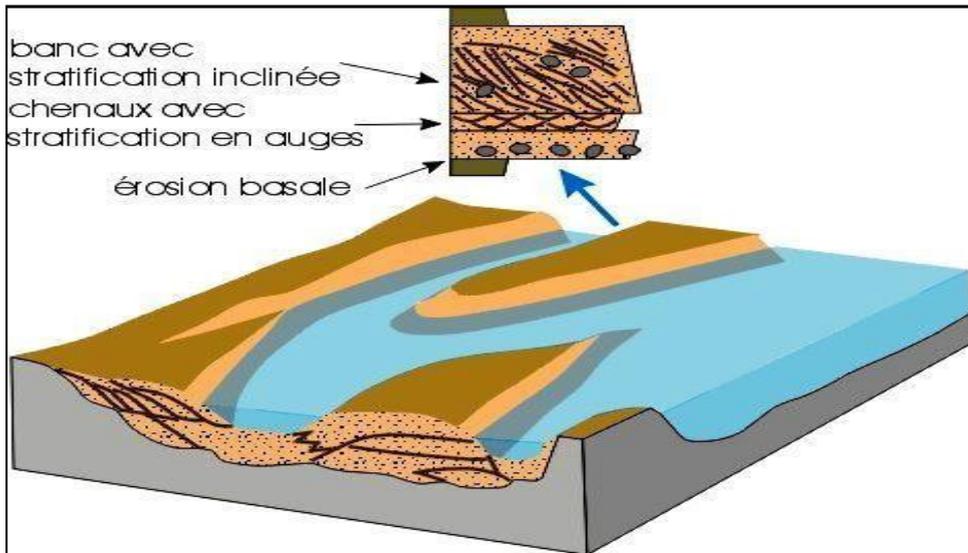


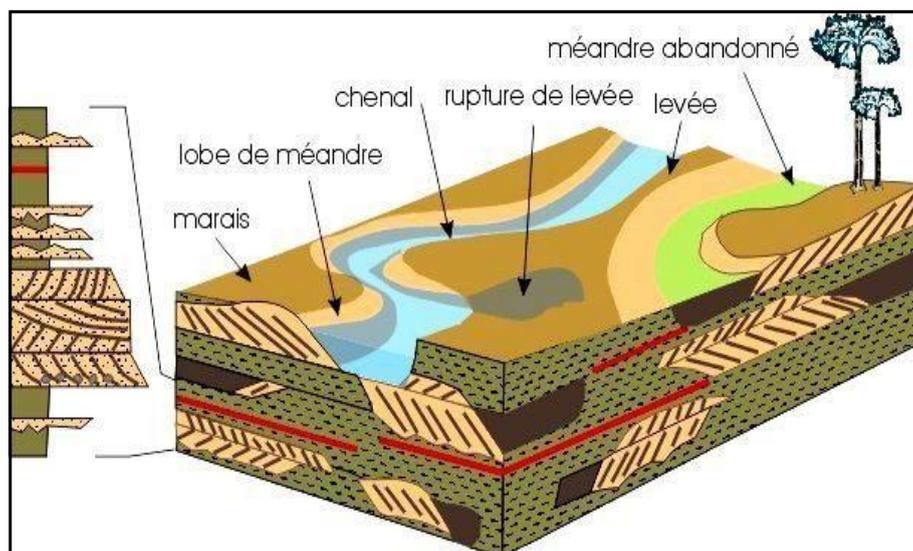
Figure 15: Schéma d'un système fluvial à chenaux en tresse et exemple d'une Séquence de comblement. (BOULVAIN F., 2015)

- **La sédimentation des réseaux à méandres :**

La sédimentation se fait sur la rive convexe, sous forme d'une barre de méandre. Cette précédente s'accroît latéralement en même temps que la migration du méandre (accrétion latérale). Elle est constituée de sables déposés en litages obliques de grande taille.

Le chenal est bordé par des levés qui le séparent de la plaine d'inondation couverte de dépôts fins et son fond est pavé de galets (Channel lag). Si une levée est crevée pendant une crue, des sables se déposent dans la plaine d'inondation sous forme d'un micro delta de crevasses (crevasses splay), déposant des limons et des argiles propices à formation d'un sol, renfermant des lentilles décimétriques de sables et de galets qui correspondent à la divagation des chenaux méandriques (**Figure 16**).

(BOULVAIN F., 2015).



Chapitre II : Sédimentologie et environnements de dépôt

Figure 16 :Schéma d'un système fluviatile à méandres et exemple d'une séquence de Comblement (BOULVAIN F., 2015).

Après la diagenèse, les sédiments fluviatiles donnent des conglomérats, grès, silt et des argiles. Les séquences fluviatiles sont généralement granodécroissantes (elles sont dites positives), avec un niveau de galets à la base et des limons au sommet.

Parmi les structures sédimentaires, on trouve en particulier des rides linguïdes (en forme de langue) et des grands litages obliques quand le réseau est méandriforme. Les structures orientées (litage obliques, imbrications), montrent un courant en moyenne unidirectionnel.

Les fossiles sont généralement absents, on retrouve seulement des traces d'activité organique dans les limons (terriers, racines). (BOULVAIN F., 2015).

Chapitre II : Sédimentologie et environnements de dépôt

Domaine de Sédimentation	Environnement	Faciès	Structures sédimentaires	Type de séquence (diagraphies GR)
Continental	<p><u>Fluvial:</u> sédiments qui s'accumulent par ruissèlement d'eau</p>			
	<p><u>Système Fluvial en tresse:</u> -Zone à gradient topographique important.</p> <p>-Charge sédimentaire variable.</p> <p>-Faible sinuosité majeur.</p>	<p><u>Dépôts de chenal x:</u> -Se manifestent par des séquences à bases érosives.</p> <p>-Dépôts grossiers.</p> <p><u>Dépôts de barres:</u> -forment le sommet des séquences, sable moyen à fin.</p>	<p>-Stratifications de type feston.</p> <p>-Stratifications obliques. Rides et laminations planes.</p>	<p>Séquence en forme cylindrique à évolution strato-grano-décroissante.</p>
	<p><u>Système Fluvial à méandres:</u></p> <p>-Pourcentage d'argiles plus important.</p> <p>- Un seul chenal unique très sinueux.</p>	<p>-Dépôts de chenaux à prédominance sableuse, grossière à la base.</p> <p>-Dépôts fins au sommet.</p> <p>-Alternance de sable fin et des argiles à l'extrême sommet avec des traces de racines.</p>	<p>-Stratifications obliques.</p> <p>-stratifications entrecroisées.</p> <p>-Laminations parallèles et traces de racines.</p>	<p>Séquence en forme de cloche à évolution granodécroissante</p>

Tableau 2 : Tableau résumant l'environnement de dépôt fluvial.

Chapitre II : Sédimentologie et environnements de dépôt

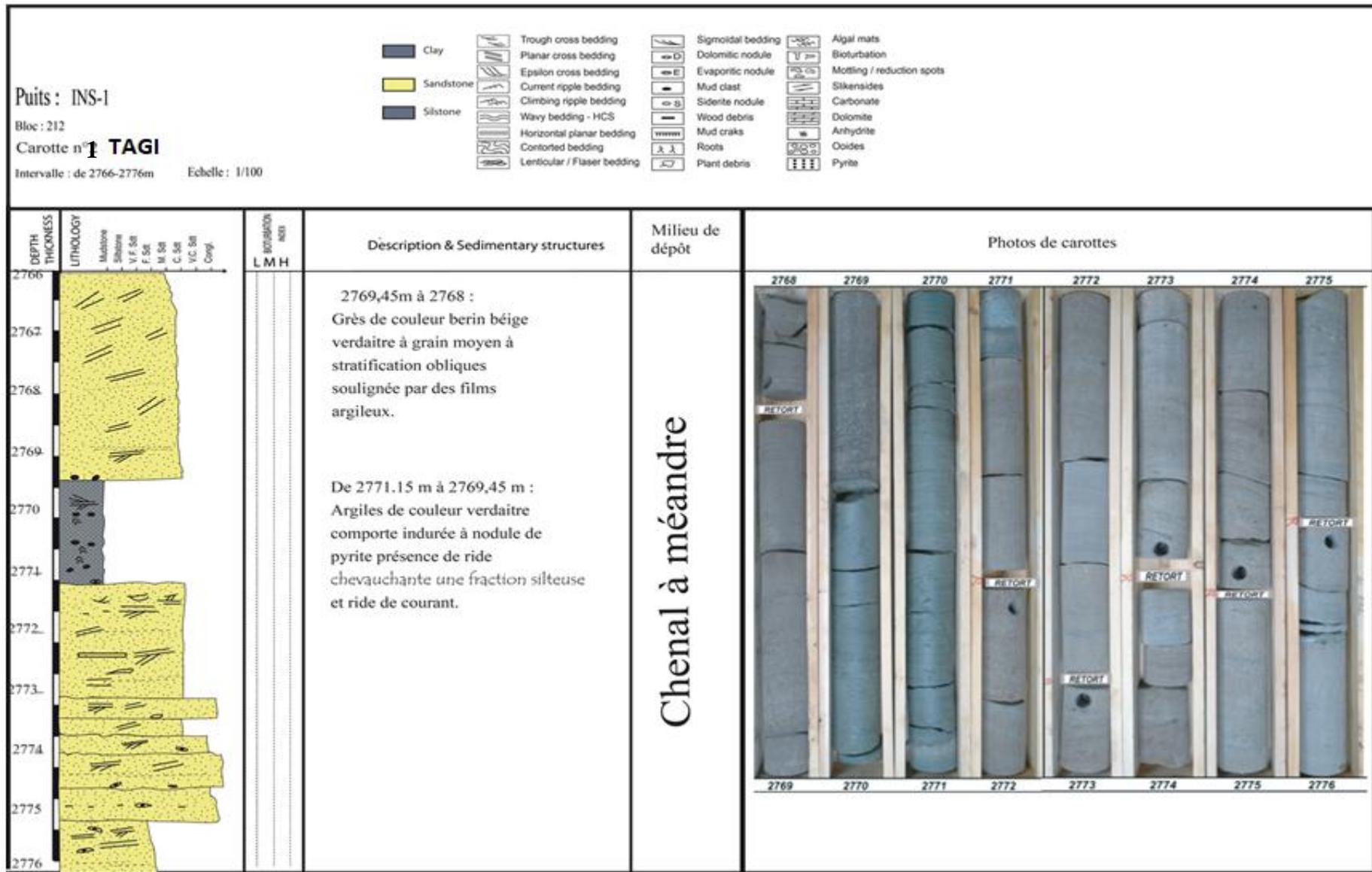


Figure 17 : Représentation du log synthétique et la description de carotte n°1 dans TAGI du puits INS-1.

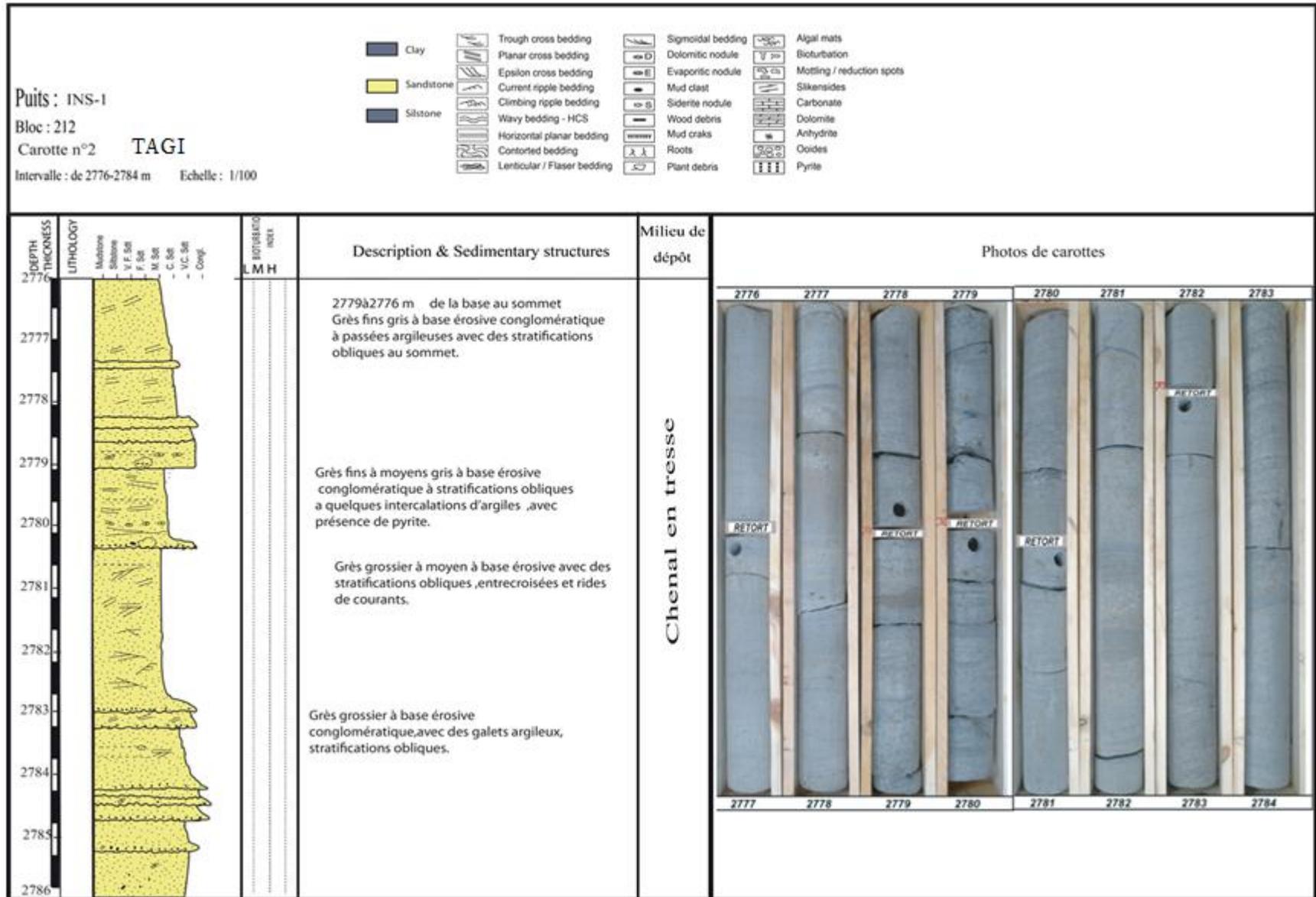


Figure 18: Représentation du log synthétique et la description de carotte n°2 dans TAGI du puits INS-1.

Chapitre II : Sédimentologie et environnements de dépôt

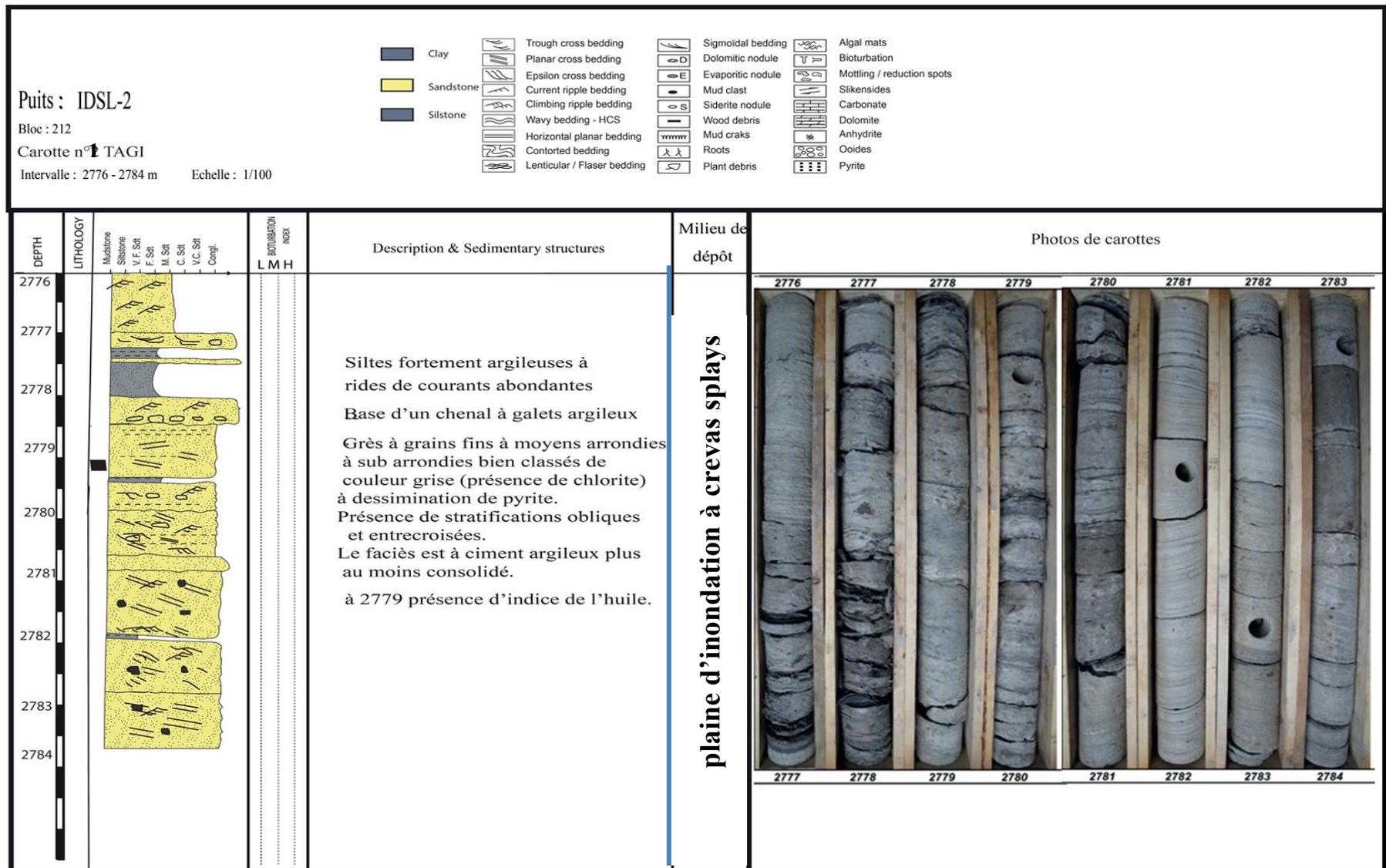


Figure 19: Représentation du log synthétique et la description de carotte n°1 dans le TAGI du puits IDSL-2.

Chapitre II : Sédimentologie et environnements de dépôt

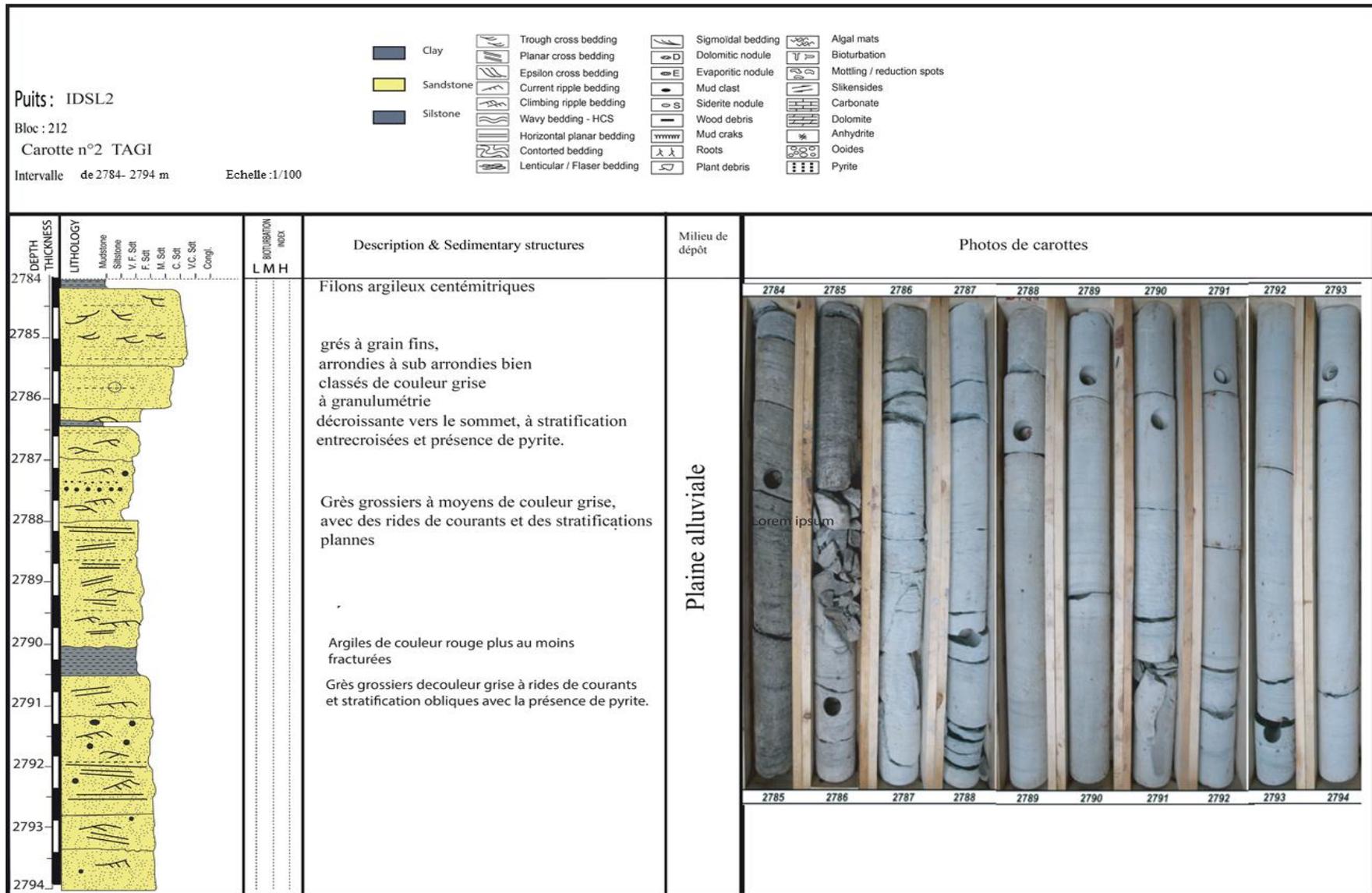


Figure 20: Représentation du log synthétique et la description de carotte n°2 dans le TAGI du puits IDSL-2.

Chapitre II : Sédimentologie et environnements de dépôt

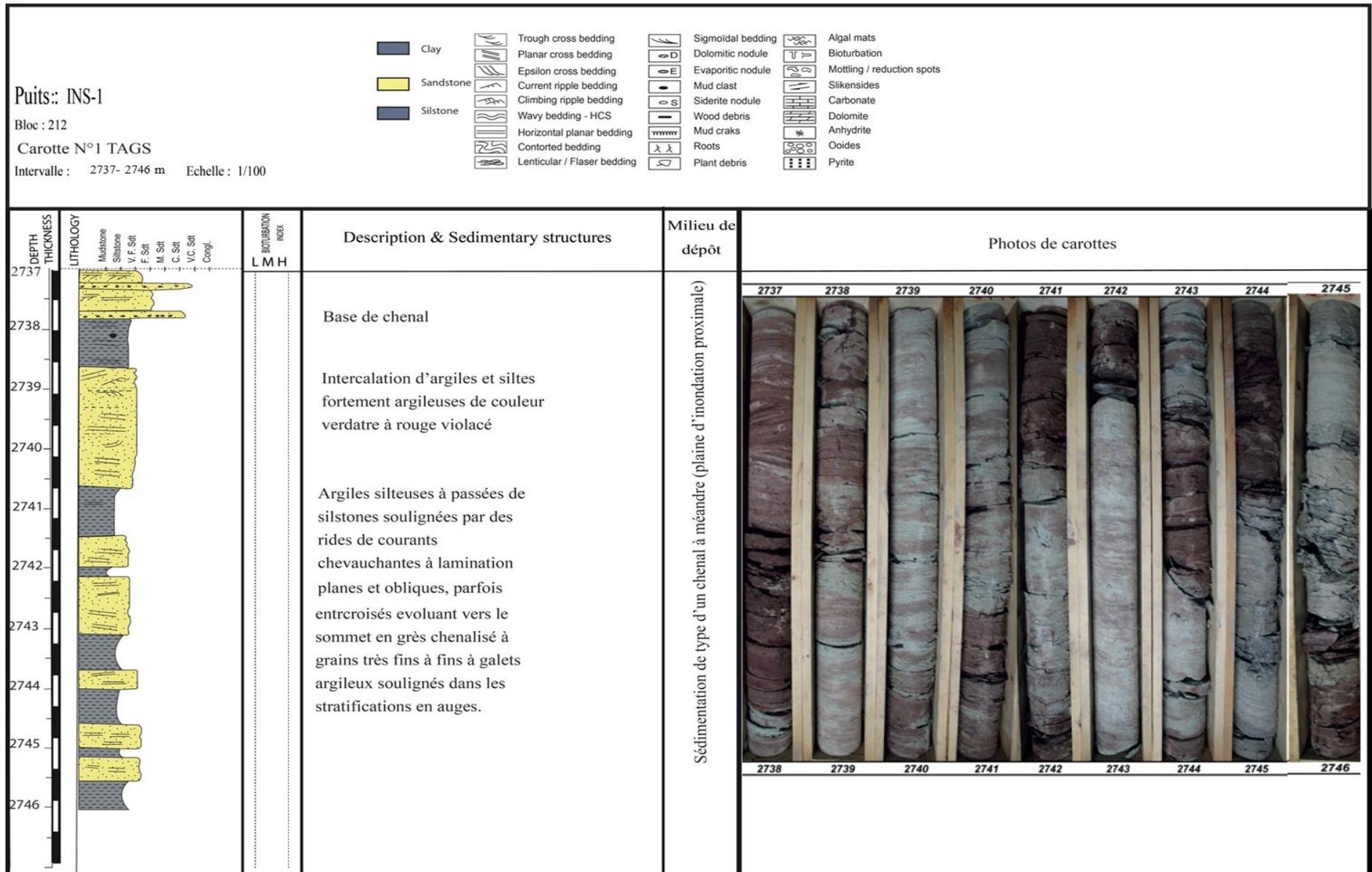


Figure 21: Représentation du log synthétique et la description de carotte n°1 dans le TAGS du puits INS-1

Chapitre II : Sédimentologie et environnements de dépôt

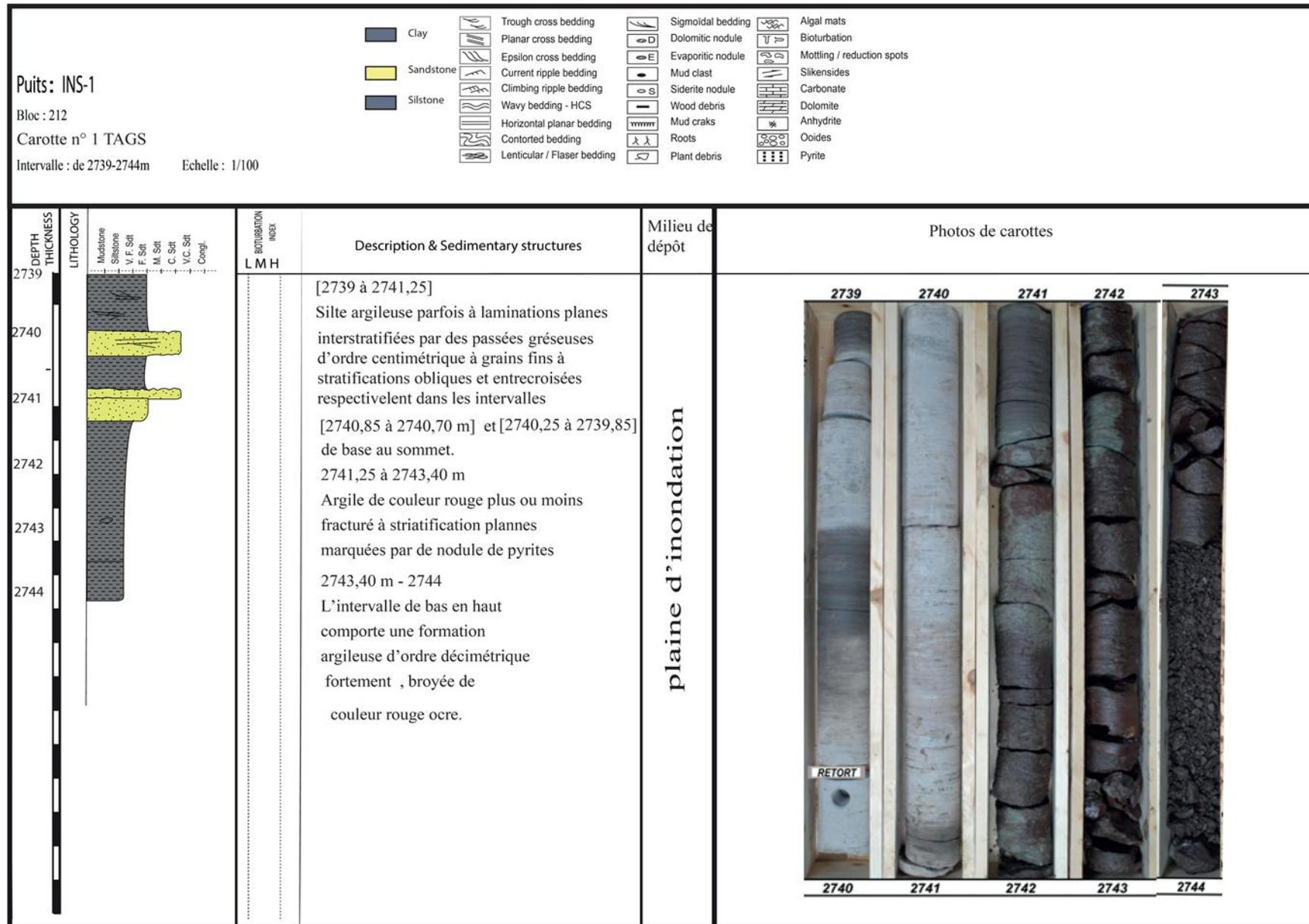


Figure 22: Représentation du log synthétique et la description de carotte n°1 dans le TAGS du puits INS-1

Conclusion

Après l'étude sédimentologique des puits INS-1 et IDSL-2 dans le TAGI et TAGS on a pu déduire que :

- Le faciès change d'une manière cyclique, des grès grossiers voir conglomératiques à la base de la série à des grès fins au sommet, séparé par des strates d'argile, qui définissent exclusivement des séquences d'environnement fluvatile.

A partir des résultats de l'analyse des carottes, les faciès rencontrés dans tous les puits et les figures sédimentaires qui marquent les bancs, nous avons pu identifier 4 environnements de dépôt qui ont contrôlés la sédimentation dans le TAGI et TAGS et qui sont :

- ***Chenaux fluviaux en tresse*** :(Figure18)

Les faciès observés dans nos carottes sont représentés par des grès grossiers à base érosive conglomératiques à stratifications obliques en auge soulignées par des galets d'argiles ce qui consistent en un remplissage de chenaux, , l'ensemble est surmontés par des bancs de grès fin à moyen, gris foncé, avec des bases érosives, à stratifications obliques et entrecroisées en auge et galets argileux, et des rides du courant au sommet cette association des faciès, caractérise les Systèmes fluviaux en tresse.

- ***Plaine d'inondation***(Figure19, 21et22)

Les plaines d'inondation se forment lors du débordement des chenaux en période de crue par décantation des sédiments fins et argileux. Ce faciès est représenté par les argiles silteuses , noire et rouge, à rides de courants, avec des intercalations de niveaux de silts et de grès fins.

- ***Plaine alluviale*** (Figure 20)

Les faciès observés dans nos carottes sont représentés par les Grès grossiers bien classés, à galets d'argiles , avec des stratifications obliques et entrecroisés, ainsi que les argiles rouges violacées et oxydées, caractérise la plaine alluviale.

- ***Chenal méandrique***(Figure 17)

Chapitre III :
Diagraphies et identifications
minéralogiques

I. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons aborder succinctement les principales définitions et les principes de fonctionnement des diagraphies et Leur approche à la corrélation des puits à puits et donner les indications précieuses sur les variations lithologiques l'évaluation et interprétation du contenu potentiel d'un réservoir qu'il soit aquifère ou pétrolier et leurs qualités via la détermination des paramètres petro physiques qui nous renseignent sur la qualité de réservoir et L'identification minéralogiques via l'établissement de la méthode cross plot des rapports Th/K et son influence sur les paramètres réservoir.

II. Notions fondamentales sur les diagraphies

II.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).

Les instruments de mesures diagraphiques sont également appelés, "Tools", outils diagraphiques.

Au cours d'un sondage. Les enregistrements effectués sont de deux types :

- **Les diagraphies instantanées** : réalisées pendant le forage ;
- **Les diagraphies différées** : dont l'enregistrement est effectué après arrêt du forage.

Trois catégories de diagraphies doivent être distinguées :(**Serra O.,1985**)

- **Les diagraphies "de base"** : mesures de la radioactivité naturelle totale. du temps de parcours de l'onde sonique, de la densité, de l'indice d'hydrogène, des résistivités..., ont un pouvoir de résolution verticale de l'ordre de 30 à 50 cm ; elles sont utilisées pour définir la lithologie et les caractéristiques "réservoir" des formations,(Bourquin S.,1991).
- **Les diagraphies "géochimiques"** : mesures spectrométriques du rayonnement gamma naturel et induit, avec un pouvoir de résolution verticale identique à celui des précédentes, elles permettent d'appréhender la nature d'un certain nombre d'éléments présents dans les roches. (Bourquin S. 1991)

- Les diagraphies "haute résolution", outils pendage mètre et micro scanner. Grâce à leur pouvoir de résolution verticale de l'ordre du centimètre, autorise une approche des paramètres texturaux et structuraux (Bourquin S., 1991)

II.2 But des diagraphies :

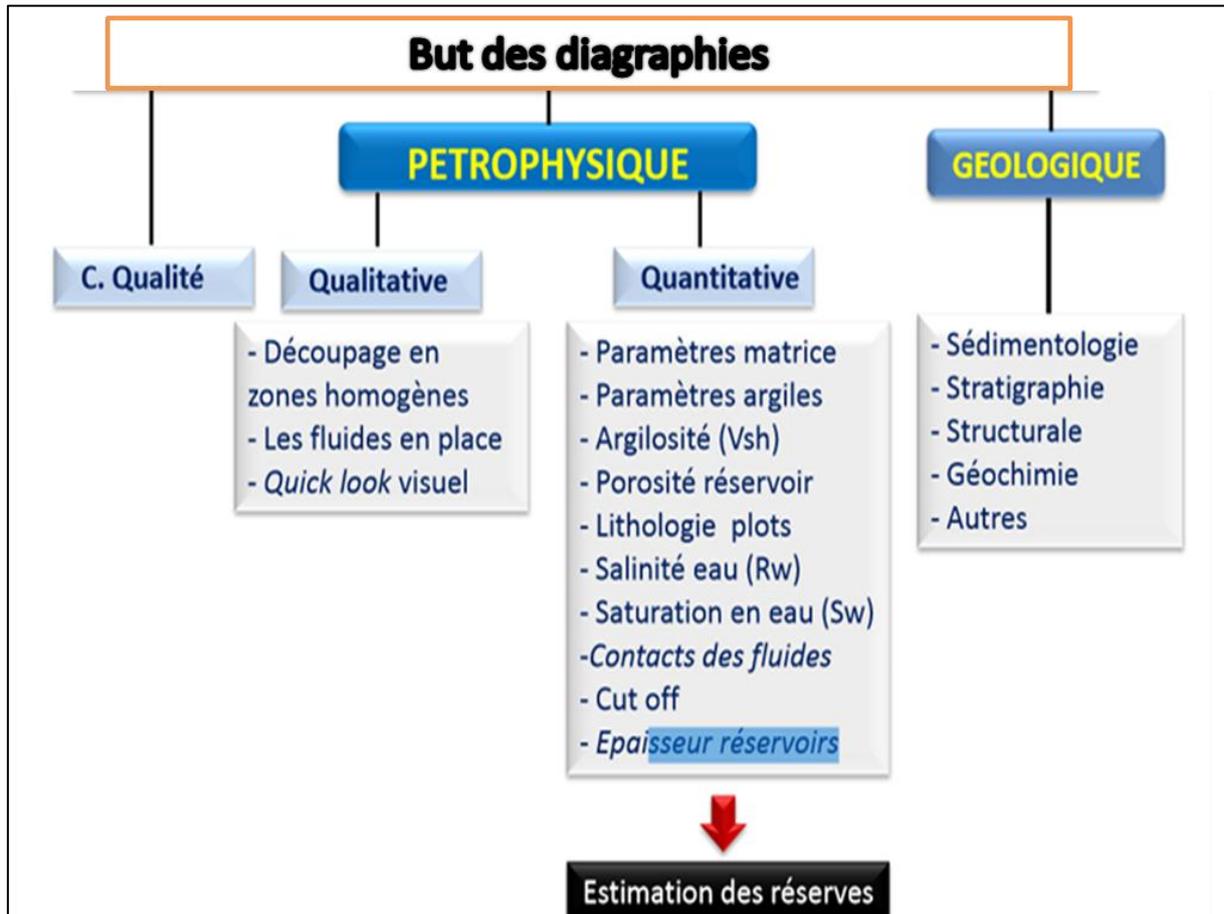


Figure 23 : schéma résumant les buts des diagraphies (document Sonatrach)

Le domaine des diagraphies est vaste, dans ce chapitre on a intérêt à :

- Déterminations minéralogique
- Evaluation de la productivité des puits
- Détermination lithologique

II.3 Classifications des diagraphies :

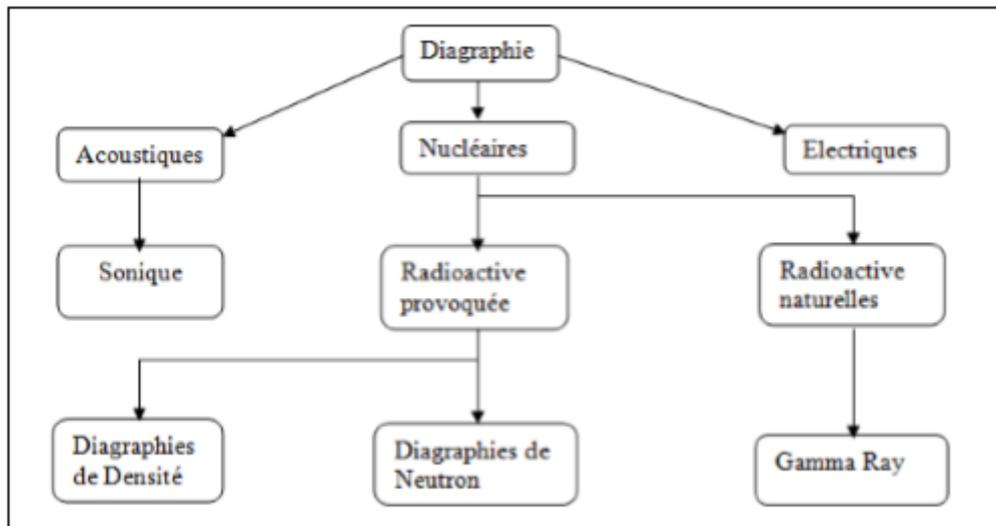


Figure 24:Schéma présentant la classification des diagraphies

II.3.1 Diagraphies Nucléaires :

Les diagraphies font un usage intensif de la mesure de la radioactivité dans les forages. Les logs nucléaires ont en effet un grand avantage, ils peuvent être enregistrés en trous ouverts ou tubés, vides ou remplis de n'importe quel type de fluide (Chapellier et Mari, 2004).

II.3.2 La radioactivité naturelle ou Gamma Ray :

Le rayonnement gamma naturel provient de la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans les roches. Les principaux radioéléments sont : le Potassium ^{40}K , le Thorium ^{232}Th et l'Uranium ^{238}U .

II.3.3 Principe de mesure :

Cette diagraphie mesure à l'aide d'un compteur à scintillation descendu au bout d'un câble, le rayonnement gamma naturel émis par les formations traversées par le forage (Figure25). En diagraphie pétrolière, l'unité de mesure utilisée est l'API (American Petroleum Institute) (Chapellier et Mari, 2004).

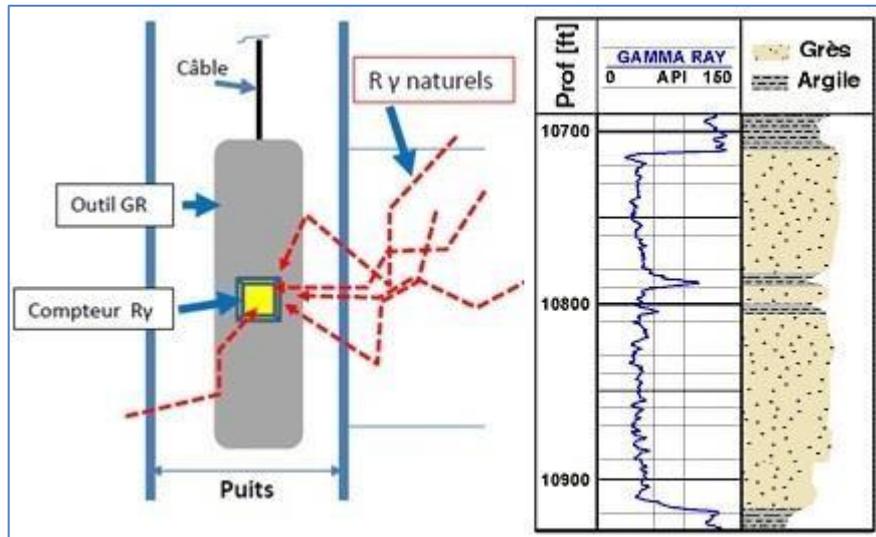


Figure 25:Schéma de l'outil Gamma Ray et exemple du log enregistré avec en face d'un réservoir (Beghoul, 2013).

❖ Applications :

- Détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- Estimation du pourcentage d'argile (Vsh) dans les couches réservoirs.
- Etablir les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- Evaluation de la teneur ou la concentration en minéraux radioactifs.

II.3.4 Diagraphies de densité (Gamma-Gamma) :

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 et l'identification minéralogique des argiles par la combinaison avec Gamma Ray. Son unité de mesure est g/cm^3 .

II.3.5 Diagraphie Neutron :

C'est aussi une diagraphie nucléaire provoquée. Il s'agit dans ce cas de bombarder la formation par des neutrons rapides.

II.3.6 Principe de mesure :

On bombarde la formation avec des neutrons de très haute énergie. Dans la formation il existe des atomes d'hydrogène dont la masse est proche des neutrons. Ces neutrons rapides émis par la source radioactive de l'outil sont ralentis par les atomes d'hydrogène et vont perdre leur énergie, on dit qu'ils sont thermalisés, lorsque leur énergie sera plus faible que 0.025 eV, ils pourront alors être capturés par le détecteur de la sonde neutron (Figure 26).

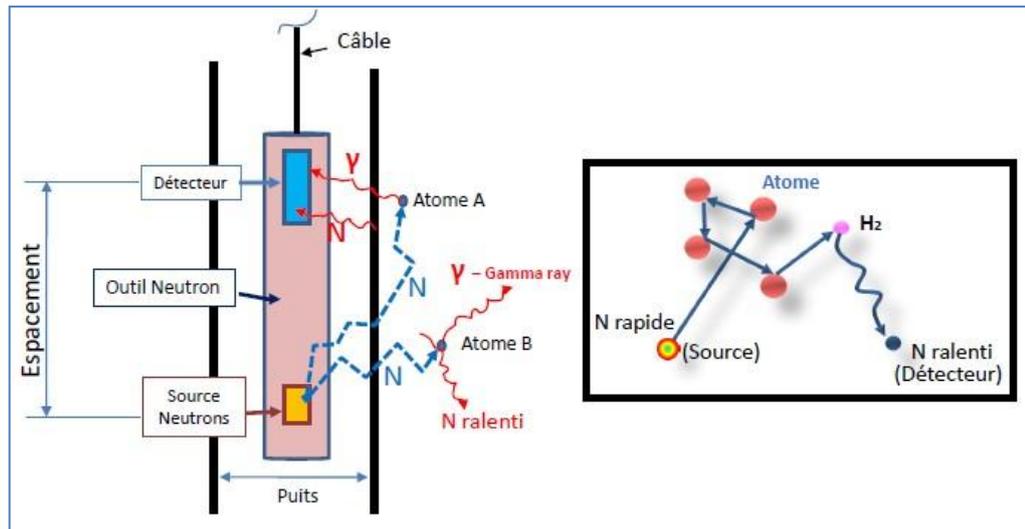


Figure 26 : Schéma de principe de la sonde neutrons (Beghoul, 2013).

II.3.7 Application :

- Combiner avec d'autres outils, le CNL permet d'identifier la lithologie.
- L'évaluation de la porosité des roches réservoirs.
- Combiné avec le LDT, il permet de détecter les poches de gaz.
- Evaluation de la densité des hydrocarbures.

II.3.8 Diagraphies acoustiques (Log sonique) :

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

II.3.9 Principe de mesure :

Il se fonde sur l'émission d'une onde de compression (P) et l'enregistrement de la différence des temps de transit (ΔT) entre les récepteurs (R1, R2) situés à une distance donnée de l'émetteur E (3 à 5 pieds) (Figure 27).

Le temps de transit ΔT se mesure en microsecondes par pied ($\mu s/pied$). Le paramètre calculé à partir des mesures de ΔT est la vitesse de propagation des ondes P.

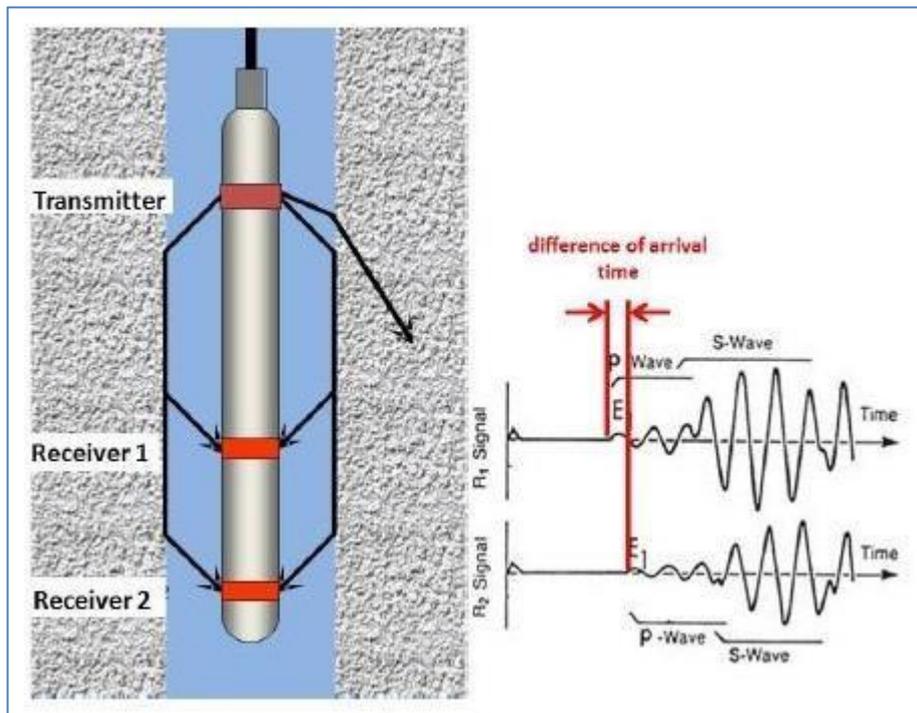


Figure 27: Schéma de principe de l'outil sonique (Schön, 2015).

II.3.10 L'outil :

La sonde sonique BHC :

La sonde BHC (Bore Hole Compensated) comprend deux émetteurs et deux paires de récepteurs dans le but de corriger les décalages dans les temps de parcours, les effets de cave et le décentrement de l'outil. On mesure les temps écoulés (ΔT_1 et ΔT_2) entre la détection des premières arrivées des ondes au niveau des deux paires de détecteurs. Le temps ΔT enregistré est une moyenne des deux mesures (Figure 28).

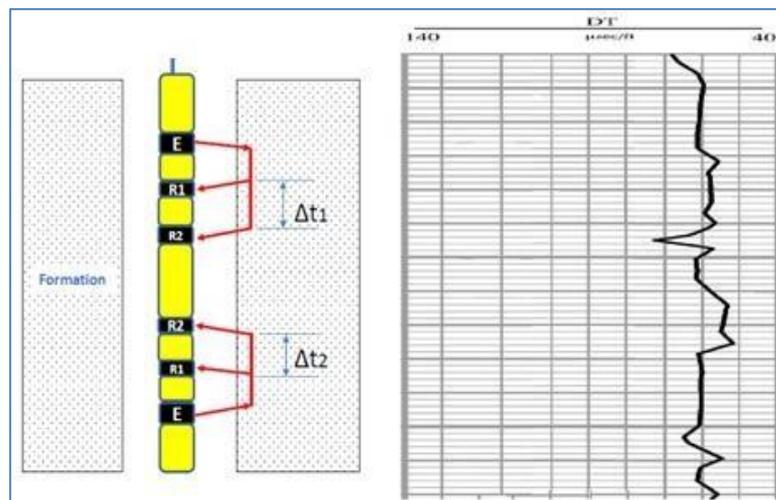


Figure 28 : Schéma de principe de la sonde sonique BHC et exemple de log enregistré (Beghoul, 2013).

II.3.11 Applications :

- Détermination de la porosité.
- Détermination des propriétés mécaniques de la formation.
- Analyse des fractures.
- Vérification de la cimentation.
- Corréler la lithologie d'un sondage à l'autre.
-

II.3.12 Les Diagraphies Electriques :

* *Les diagraphies de résistivité :*

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($\Omega.m$).

III. Interprétation des puits :

III.1 Introduction :

Deux puits ont été choisis pour mettre en application les connaissances et méthodes d'interprétation des diagraphies sont respectivement un puits jugé productif de l'huile (INS-1) et un puits jugé négatif à eau (IDSL-2) dans le réservoir TAGI qui correspond à la délinéation de INS-1. L'objectif pétrolier du forage INS-1 et IDSL-2 était d'explorer les réservoirs gréseux du Trias (TAGI et TAGS). Et évaluer des caractéristiques pétrophysiques et la détermination de la nature des fluides contenus dans le TAGI, le TAGS, traversés par le forage INS-1 et OMR-1.

1) Situation :

Le puits (INS-1) est situé dans la partie sud-est du bloc 212b du périmètre de recherche Erg El Ouar. Il se trouve à 1.9 km au nord-est du puits OMR-1, à 10.2 km au sud-est du puits FAR-1 et à 13.9 km au sud-ouest du puits IDR-2.

Le forage (IDSL-2) est un puits de délinéation de la découverte d'huile, réalisée dans le réservoir TAGI, lors du forage en 2020 du puits INS-1. Il est situé dans le périmètre de recherche Erg El Ouar (bloc 212b).

Chapitre III : Diagraphies et identifications minéralogiques

Le puits IDSL-2 se situe à 4.48 Km et à 5.71 km à l'est-nord-est des puits INS-1 et IDSL-1, à 12,22 km au sud-est de FAR-1, au sud-ouest des puits IDR-1 et IDR-2, respectivement à 11.69 km et à 9.97 Km.

2) Données de forage :

A. Tops Des formations

PUITS	Formation	Top prévu (m)	Top réalisé(m)	ECARTS (m) (+) plus haut)/(-) plus bas
INS-1	TAGS	2709	2729	-20
	TAGI	2737	2766	-29
IDSL-2	TAGS	2735	2734	1
	TAGI	2765	2776	-11

Tableau 3: Tops Des formations

b) Diagraphies enregistrées

Les diagraphies ont été enregistrées par la société de service BAKER HUGHES.

Les diagraphies sont de bonne qualité.

Puits	Phase	Date	Opération	Intervalle (m)	
INS-1	8.5"	29/01/2020	GR-XMAC -HDIL -6CAL - ORIT.	3401.4-2691.3 m	
			ZDL-CN-DSL		
		Du 29 au 30/01/2020	GR-MREX.		
		30/01/2020	GR-CBL-VDL-CCL CSG 9''5/8		2694.3-2088 m
		Du 30 au 31/01/2020	GR-VSP.		
		Du 01 au 02/02/2020	GR-RCI.	11 prétest et 05 échantillons	
IDSL-2	8.5"	18/06/2021	GR – XMAC B – HDIL A - 6CAL A-ORIT	2703 - 2481 m	
IDSL-2	8.5"	18/06/2021 20/06/2021	ZDL-CN-DSL	2701 – 3015 m	
			GR – CBL – VDL – CCL	2701 – 3015 m surface - 3015	
			GR-VSP.		
			IBC- GR- CCL SCHLUMBERGER	2698 - 2400	

Tableau 4: Diagraphies enregistrées

3) Interprétation des diagraphies :

Après avoir reçu les données de diagraphies complètes au format LAS et PDF, une interprétation finale a été faite sur la plateforme Géoframe, programme Elan Plus.

• Paramètres d'interprétation

Puits	Réservoirs	GR min (API)	GR max (API)	ΔT_{sh} ($\mu\text{sec}/f$)	NPHI sh	RHOB Sh	Salinité (g/l)
INS-1	TAGS	30	145	81	21	2.60	300
	TAGI	15	140	80	22	2.65	
IDSL-2	TAGS	30	145	81	21	2.60	
	TAGI	15	140	85	32	2.63	

Tableau 5: Paramètre d'interprétation

• Porosité utile

La porosité utile est déduite à partir de la combinaison des courbes Sonic/Neutron/Densité, corrigée de l'effet des argiles.

• Résistivité R_t

La résistivité de la zone vierge est prise comme étant la résistivité profonde mesurée par la courbe M2R9.

• Résistivité de l'eau de formation R_w

La résistivité de l'eau de formation (R_w) pour INS-1 est mesurée à partir de la salinité régionale 280 g/l, elle est de 0.012 Ohm.m à la température 110.7°C. et pour IDSL-2 la salinité régionale est de 300 g/l, elle est de 0.013 Ohm.m à la température 99.4°C.

III.2 Résultats d'interprétation :

L'interprétation des diagraphies, réalisée sur la base d'une salinité égale à 300 g/l et en considérant les Cut-off : $S_w = 50\%$ et $V_{sh} = 45\%$, montre :

INS-1 :

TAGS (2729-2747 m) :

Ce réservoir est aquifère, les saturations moyennes en eau sont élevées, S_w de 60% et une porosité moyenne de 8%. Ce résultat est confirmé par l'échantillon d'Eau prélevé par RCX à la profondeur 2732 m. Le reste de ce réservoir est compact et/ou argileux.

TAGI (2766-2817 m) :

Le top de ce réservoir (2766-2775 m) est à hydrocarbures sur une hauteur utile de 9m. La porosité et la saturation en eau moyennes sont respectivement de 17% et de 20%. Ce résultat est confirmé par l'échantillon d'huile prélevé par RCX à la profondeur 2774.2 m) et par les points de pression qui ont donné un gradient et densité d'huile ($G=0.95$ Psi/m $d=0.67$ g/cc).

A partir de la profondeur 2777 m les résistivités chutent et la saturation en eau augmente, indiquant ainsi la présence de l'aquifère. Ce résultat est confirmé par l'échantillon d'Eau prélevé par RCX à la profondeur 2777.6 m. Ce résultat dénote que nous sommes dans une zone de transition dans l'intervalle [2777-2777.6 m]. De plus, le tracé des points de pression a donné un gradient d'eau ($G=1.67$ Psi/m $d=01.17$ g/cc).

IDSL-2 :

TAGS (2734-2756 m) :

Ce réservoir est compact et/ou argileux.

TAGI (2776-2823 m) :

Ce réservoir est aquifère. La porosité et la saturation en eau moyennes sont de 16% et de 75% respectivement.

III.3 Elans diagraphiques du puits INS-1 et IDSL-2 au niveau des réservoirs du Trias :

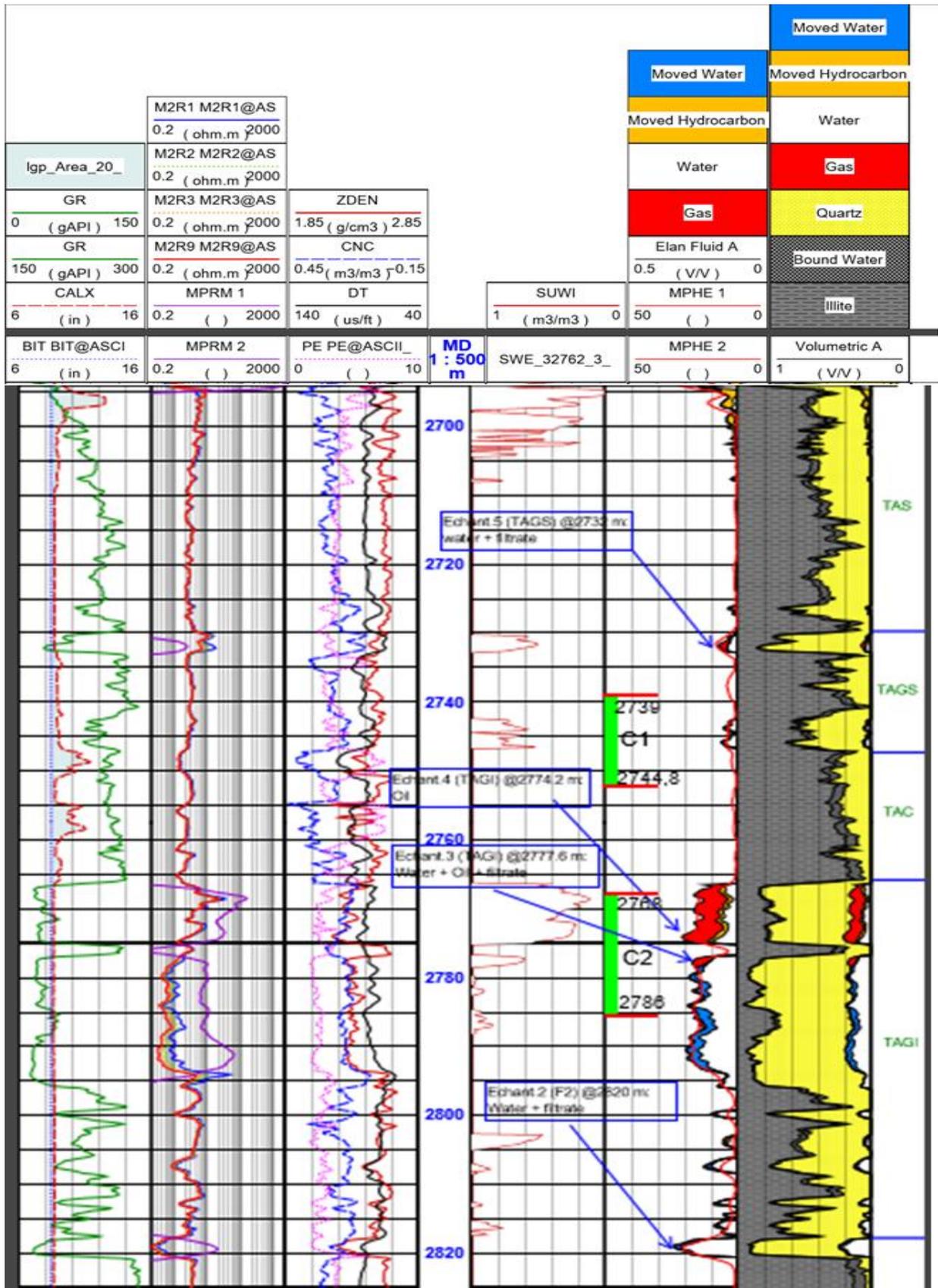


Figure 29: Elan des réservoirs TAGS TAGI de INS-1

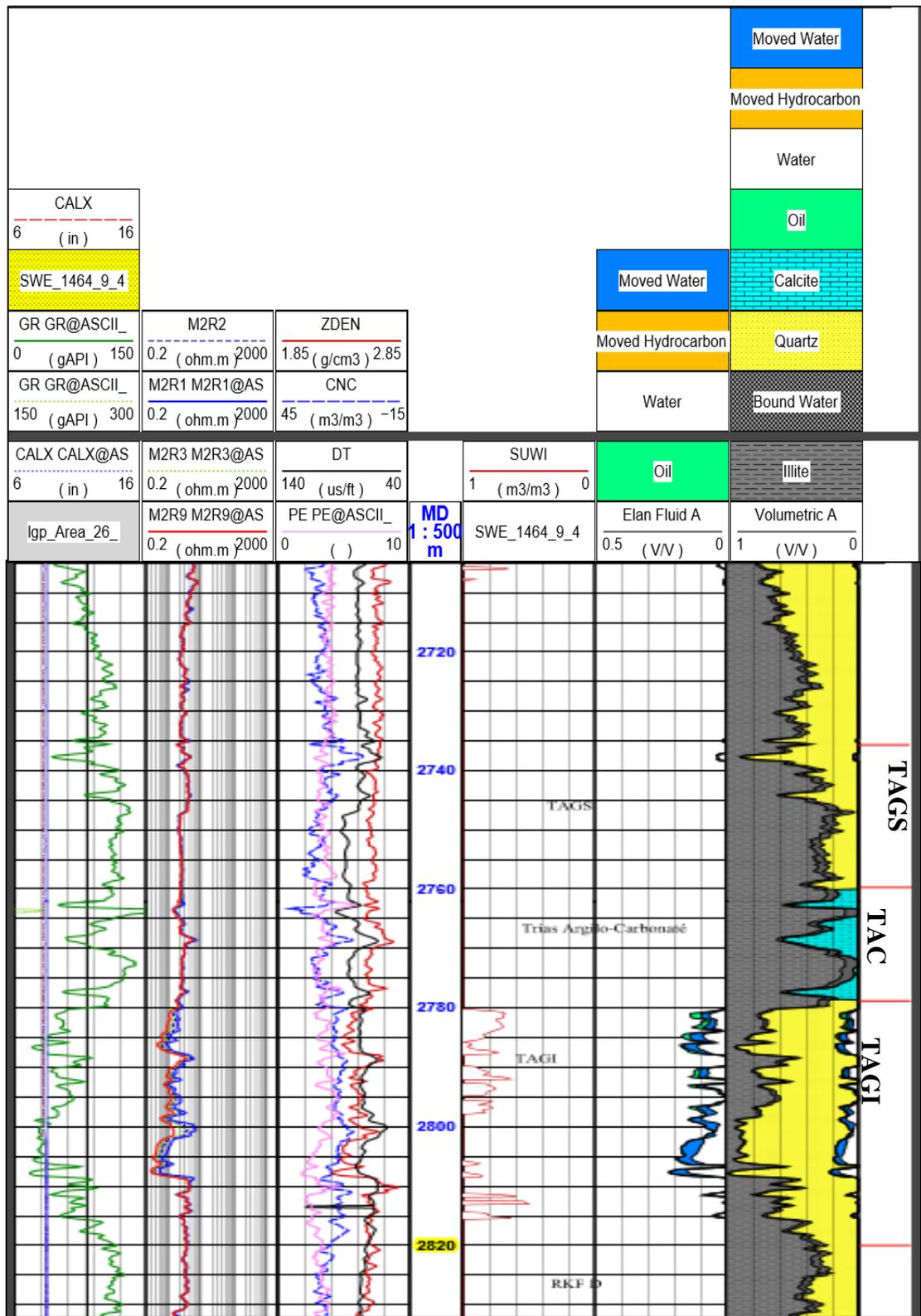


Figure 30: Elan des réservoirs TAGS TAGI de IDSL-2

Commentaire

Le diagramme Pression/Profondeur montre un gradient à huile de densité ($d=0.66\text{g/cc}$) et un gradient à eau de densité ($d=1.15\text{g/cc}$) dans le réservoir TAGI. Le contact Huile-Eau est défini à la profondeur 2777,6 (-2530,8 m).

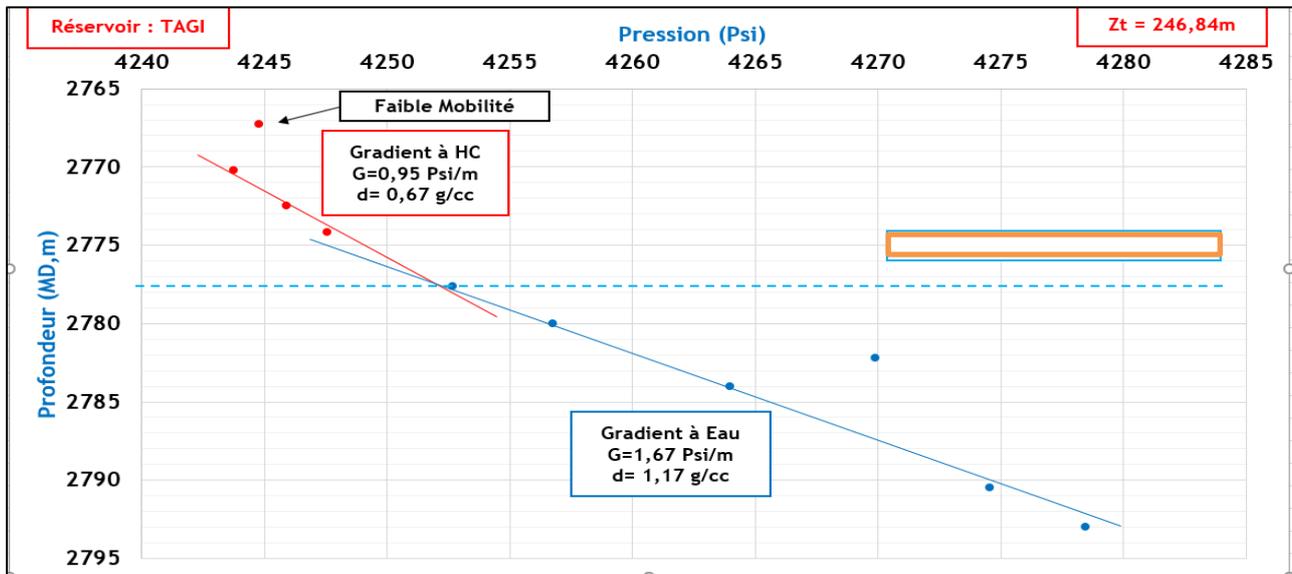


Figure 31 : Diagramme de pression /profondeur du puits INS-1 au niveau du réservoir TAGI

III.3.1 Conclusion :

Suite aux résultats d'interprétation des diagraphies et des mesures de pression et d'échantillonnage de fluide au niveau du puits INS-1, le réservoir TAGS est avéré aquifère, argileux et/ou compact. et sans intérêt pétrolier. Seul le réservoir TAGI présente un potentiel pétrolier avec de bonnes caractéristiques pétrophysiques

avec un net pay de 09m et une porosité moyenne de 17%. Un contact huile- eau a été déterminé à la profondeur à la profondeur 2777.6m (-2530.8 m).

INS-1. a été productif avec des débits de $18.69 \text{ m}^3/\text{h}$ d'huile et de $3974.6 \text{ m}^3/\text{h}$ de gaz, IDSL-2 il apparaît que les réservoirs traversés par ce forage sont aquifères, argileux et/ou compacts non productif.

IV. Identification Minéralogique

IV.1 Introduction :

A partir des données, de la spectrométrie gamma on effectue des rapports entre les abondances des principales sources radioactives les (éléments TH/K) via l'établissement de la méthode cross plot rapport Th/K dans le but de l'identification des minéraux radioactifs présents dans la roche et d'avoir une meilleure approche des environnements de dépôts. (HASSAN & COLL, 1976) ainsi le pourcentage et la nature minéralogique des argiles (kaolinite, illite, montmorillonite...)

IV.2 Intérêt du rapport Th/K :

- les changements brusques du rapport Th / K peuvent agir comme un indicateur de changement brusque de milieu de dépôt, (discordance).
- Détermination des types de conditions sédimentaires.
- Détermination du type de minéraux argileux.

IV.3 Caractéristiques des minéraux radios actifs TH /K :

Eléments	Caractéristiques
Thorium	<ul style="list-style-type: none"> • Insoluble dans l'eau. • Généralement combiné avec des argiles, peut fournir certaines informations sur la teneur en argile. • Combiné avec des minéraux lourds dans les roches ignées. • Indicateur de la présence de feldspaths et de micas.
Potassium	<ul style="list-style-type: none"> • L'un des composants de base des roches de schiste • Indicateur de la présence de feldspaths et de micas. • Se produit principalement sous forme oxydée. • Stabilise les minéraux argileux comme KCl.

Tableau 6:Caractéristiques des minéraux radios actifs TH/K

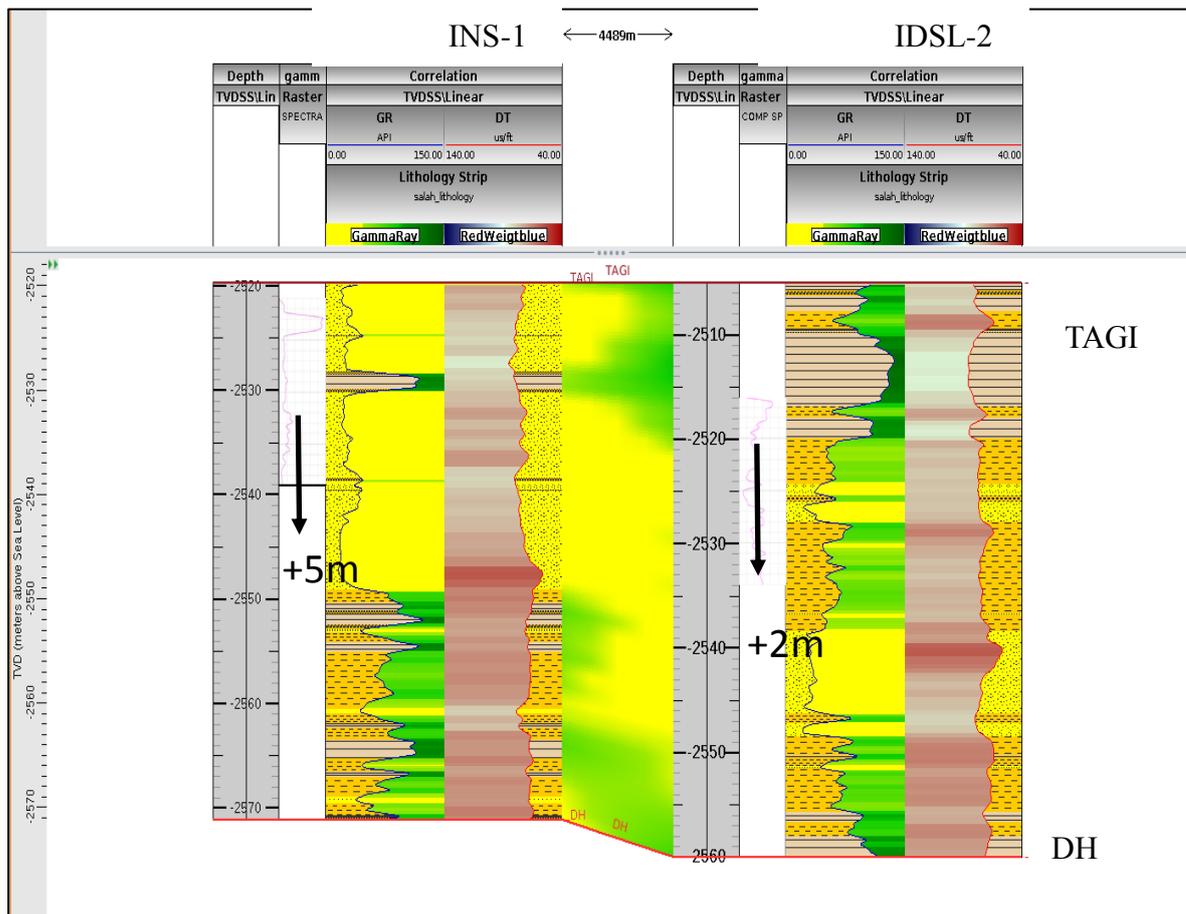


Figure 32:Transect d'une corrélation et calage des carottes flatnées au niveau du TAGI.

Chapitre III : Diagraphies et identifications minéralogiques

Cette présente corrélation est réalisé à base de la plateforme géoscience DSG montre clairement la distribution latérale et verticale du faciès du réservoir principal avec le modèle lithologique déceler via la courbe du gamma Ray toute en montrant les niveau gréseux, silteux et argileux du niveau réservoir du trias, comparé aux résultats de carottes décrites dans le chapitre sédimentologie

Quant aux résultats de carottes confirme clairement la présence des grès au niveau de la partie sommitale du TAGI dans le puits INS-1 comparativement au puits IDSL-2 ou la carotte est prise un peu plus bas à la partie sommitale du TAGI, à cet effet elle a été démontré par la courbe du gamma Ray exprimé par un pic argileux.

Dans le but d'identifier le type des minéraux argileux au niveau du puits INS-1 on a réalisé le modèle cross plot TH /K suivant (Figure 33) :

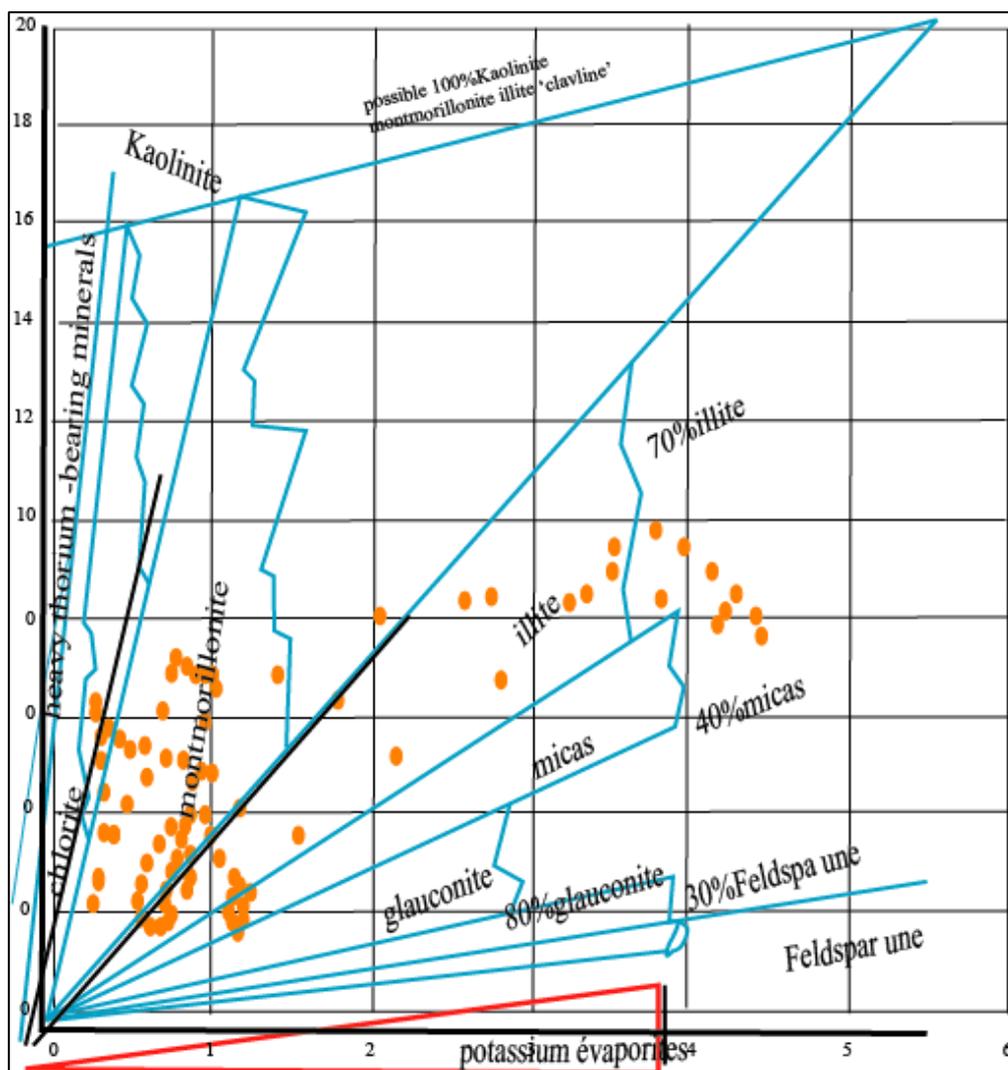


Figure 33: Cross-plot Thorium / Potassium du puits INS-1

Selon la concentration de nuage de point cette argile contient un grand pourcentage de montmorillonite et un peu d'illite et des micas.

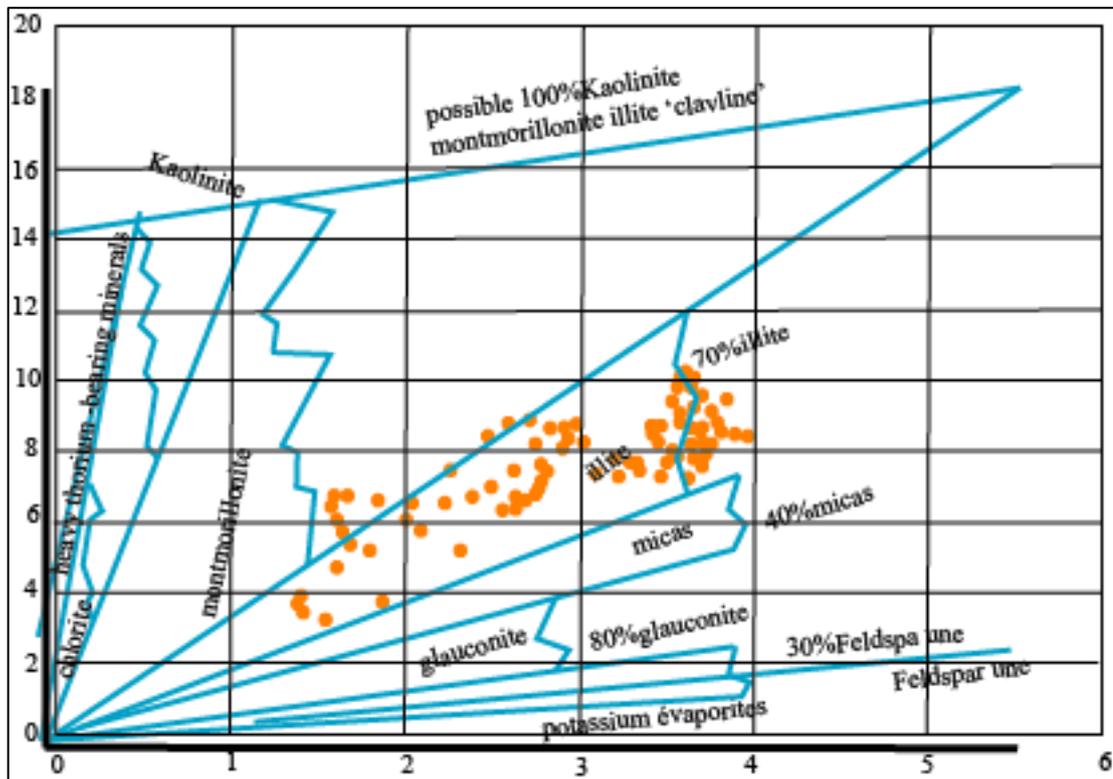


Figure 34: Cross-plot Thorium / Potassium du puits IDSL-2

Selon la concentration de nuage de points cette argile contient avec un grand pourcentage l'illite et un très peu de montmorillonites.

V. Conclusion :

En combinant le modèle lithologique qu'on a réalisé avec le DSG (Decision Space Géoscience) on a tiré comme résultat que le puits INS-1 contient des grès qui constituent l'unité sommitale de la productivité et le puits IDSL-2 est l'équivalent de la séquence argileuse. La nature du dépôt n'est pas faite de la même manière ce qui indique 2 types d'argiles différents et le mécanisme diagenétique de dépôt change d'une manière latérale en allant de INS-1 vers IDSL-2 vu que les dépôts sont des chenaux imbriqués qui influent sur la productivité des paramètres de réservoirs.

Chapitre IV :
Stratigraphie et réservoirs
potentiels du Trias

I. Introduction :

Nous traitons d'une manière précise les caractéristiques des réservoirs du Trias sur la base d'une banque de données de puits et de leur exploitation avec le logiciel DSG(Décision Space Géoscience) et Adobe Illustrator et les données recueillis sur les puits nous a permet de mieux comprendre l'évolution spatiale de la sédimentation, son accrétion verticale et horizontale à l'aide de l'établissement de 4 corrélations lithologiques en combinaison avec les cartes en isopâques des réservoirs TAGI et TAGS.

Quant aux autres formations du paléozoïque des corrélations à l'échelle régionale ont été réalisées dans le but d'observer la réparation globale des formations présentent et la conséquence de la discordance hercynienne sur les réservoirs carbonifères.

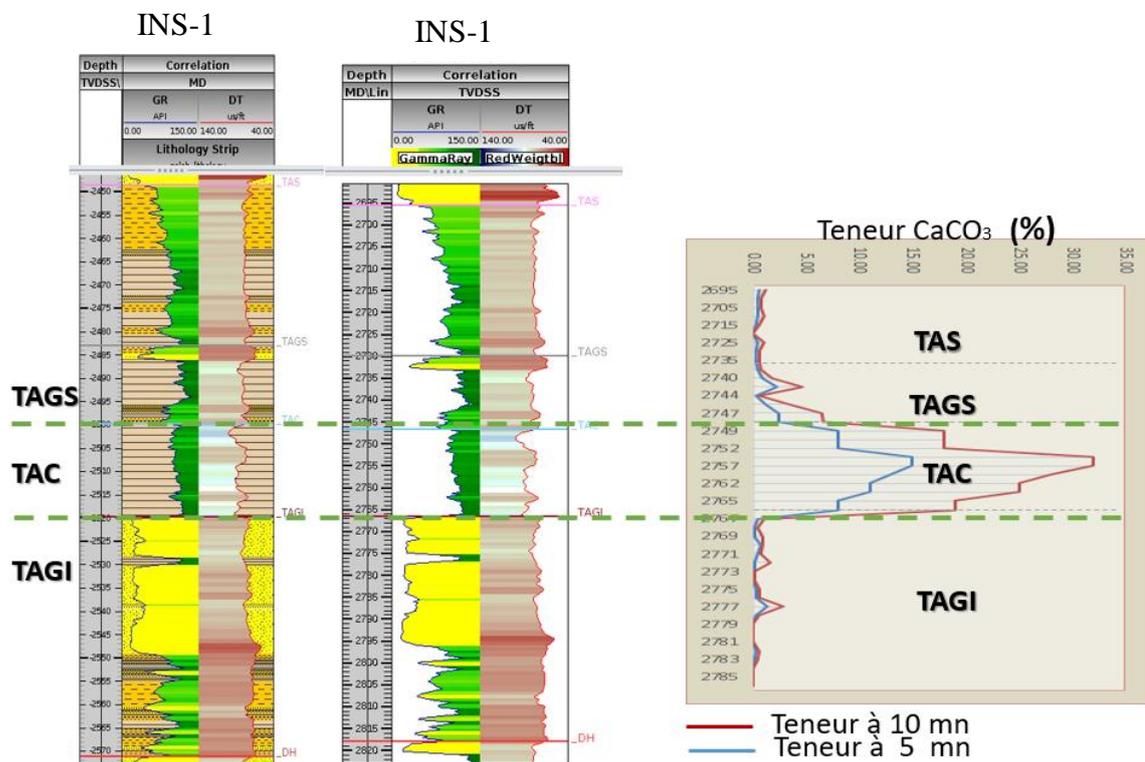


Figure 35: Découpage du trias à partir des résultats de la calcimétrie au niveau du puits IAW-1

1. Géologie locale et Ecorché à la discordance hercynienne

Le périmètre de recherche Erg El Ouar (212b) se situe sur la bordure septentrionale du bassin d'Illizi, la série Mésozoïque y est presque complète, les termes les plus bas au-dessus de la discordance hercynienne sont représentés par les dépôts clastiques du Trias argilo-gréseux. Les séries clastiques et

Chapitre IV : Stratigraphie et réservoirs potentiels du Trias

évaporitiques du Jurassique et du Crétacé sont similaires aux dépôts rencontrés dans les autres parties du bassin. Au-dessous de la discordance hercynienne, on trouve les termes Paléozoïques les plus récents correspondent au Tournaisien (Carbonifère), ainsi que les autres étages du Paléozoïques (Dévonien, Silurien, Cambro-ordovicien). Le mouvement tectoniques intense affectant le bassin d'Illizi, ont beaucoup influencé sur la répartition des dépôts dans le temps et dans l'espace, particulièrement la phase hercynienne qui est à l'origine de la genèse de nombreux faisceaux d'anticlinaux orientés NW-SE. Ces mouvements, n'ont pas été sans conséquences sur les dépôts des formations Paléozoïques, notamment sur le non dépôt du Carbonifère, l'absence d'une partie du Dévonien (Strunien Argileux, Strunien F2 SST-Eq, Strunien Marquer-Eq, Dévonien-Moyen F3), du l'Ordovicien (Unité IV-3, Unité IV-2) et l'Unité II du Cambrien.

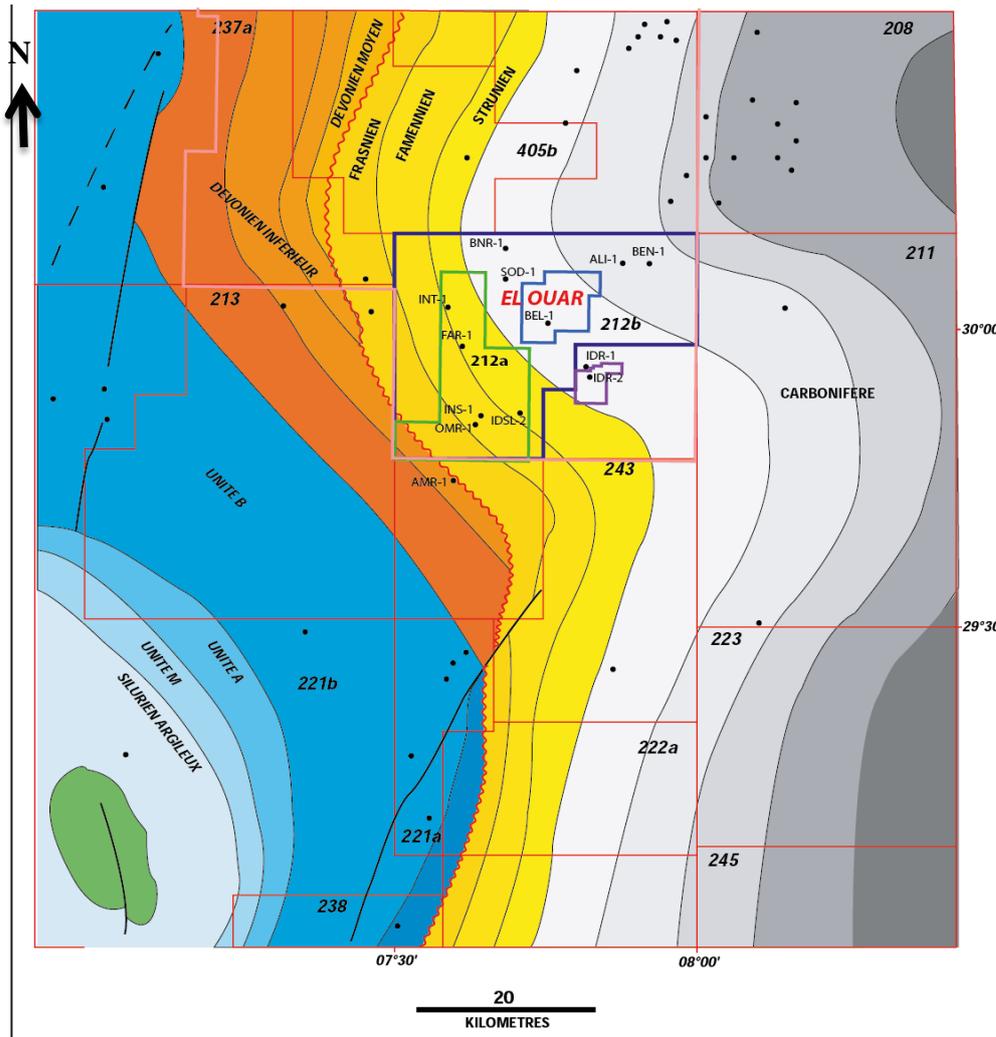


Figure 36: Ecorché géologique de la région à la discordance hercynienne

Il apparait clairement de l'érosion qu'a généré la discordance hercynienne dans la partie west de la région d'étude et la partie supérieur du dévonien. Montrer aussi dans les corrélations de la figure 37 et 39 ainsi sa présence dans la partie Est de la région montrée dans la corrélation de la figure 40.

II. Interprétation des cartes en iso pâques :

La carte en isopâque du réservoir TAGI de la région d'étude montre que les grandes valeurs d'épaisseurs sont enregistrées dans la partie Nord- West (72 m-80 m) au niveau des puits BNR-1 et BEZ-1 ainsi au Nord -Est (72 m) au niveau des puits ALI-1, BEN-1, BEL-1 et IDR-1 à l'ouest de la carte une épaisseur varie entre (56 m) au niveau du puits FAR-1 à l'est l'épaisseur varie entre 56 m au niveau du puits IDR-2 en allant vers la partie centrale on remarque la diminution d'épaisseur avec 52 m au niveau des puits INS-1, OMR-1 et IDSL-2 et en allant vers le Sud West une diminution importante d'épaisseur avec 34 m au niveau du puits AMR-1. (Figure 37)

Chapitre IV : Stratigraphie et réservoirs potentiels du Trias

La carte isopâque du réservoir TAGS de la région d'étude montre que les grandes valeurs d'épaisseurs sont enregistrées dans la partie Nord- West et une variation très rapide d'épaisseur avec 60 m au niveau du puits SOD-1 marqué par un dépôt centre ainsi une épaisseur de 45 m au niveau des puits BEZ-1 et diminution d'épaisseur au Nord West avec 30 m au niveau des puits ALI-1 et BEN-1 et vers le centre des épaisseurs diminuent jusqu'à 25 à 20 m au niveau des puits BEL-1 et IDR-2 , la partie West présente une épaisseur de 30 m au niveau du puits FAR-1 en allant vers le sud une diminution importante qui varie entre 15 et 18 m au niveau des puits OMR-1 ,INS-1 IDSL-2 et au Sud- West le puits FAR-1 avec 16 m(Figure 38).

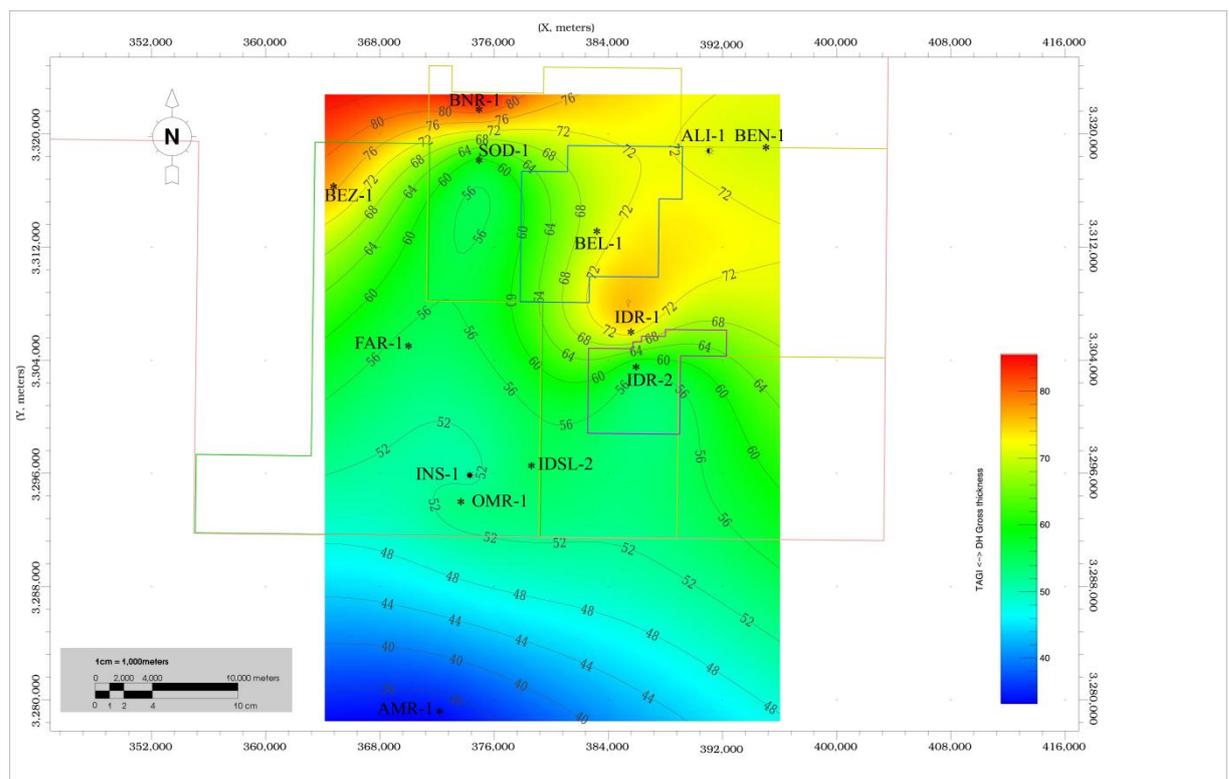


Figure 37:Carte isopâque du réservoir TAGI

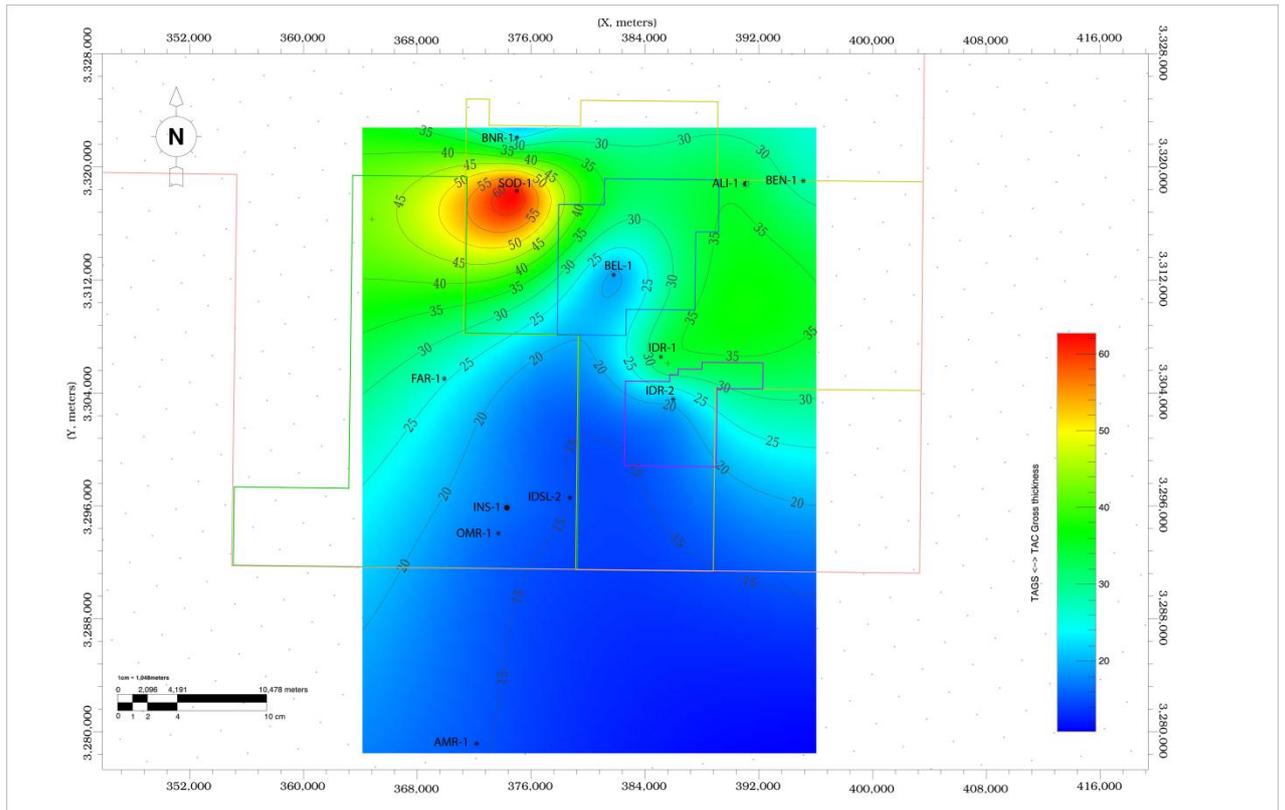


Figure 38: Carte en isopaque du réservoir TAGS

Corrélation 1 : d'orientation Sud -Nord passe par les puits AMR-1,OMR-1,FAR-1,BEZ-1(figure43)

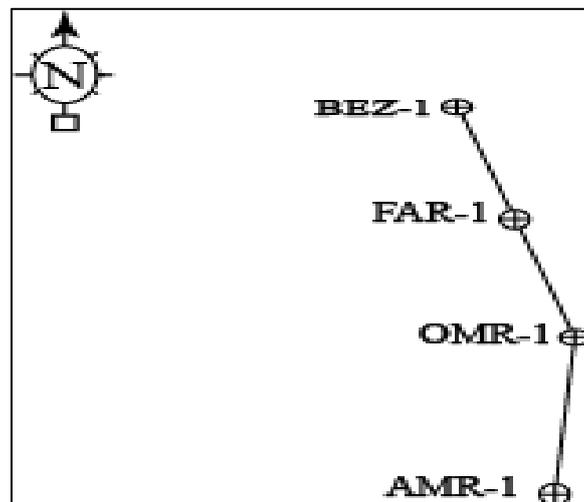


Figure 39: Carte de position de profil de corrélation 1

Interprétation :

Cette présente corrélation présente les principaux réservoirs du trias et de l'Emsien et l'absence des réservoirs carbonifères coiffés et la partie supérieure du dévonien par la Discordance Hercynienne

Chapitre IV : Stratigraphie et réservoirs potentiels du Trias

Le Trias argilo gréseux inférieur (TAGI) est limité à la base par la discordance hercynienne (DH) et au sommet par le Trias argilo carbonaté (TAC) il est gréseux et devient argileux au niveau de AMR-1, le Trias argilo gréseux inférieur s'épaissit du nord vers le sud en allant du AMR-1 vers BEZ-1.

Le Trias argilo gréseux supérieur (TAGS) est argileux s'épaissit du nord vers le sud en allant de AMR-1 vers BEZ-1 et il devient gréseux dans la partie sommitale du puits OMR-1.

Corrélation 2 : d'orientation Nord West –Sud Est passe par les puits OMR-1, INS-1, FAR-1 et BEZ-1 (figure 44).

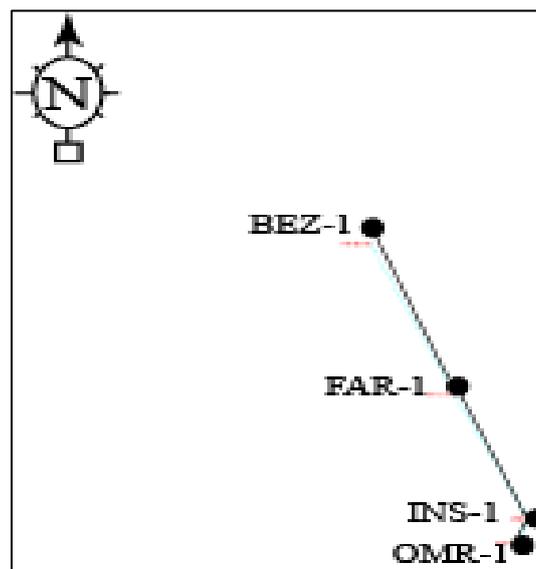


Figure 40 : Carte de position de profil de corrélation 2

Le Trias argilo gréseux supérieur (TAGS) est de nature argileuse avec deux séquences gréseuse basale et sommitale au niveau de puits BEZ-1 et sommitale au niveau de puits OMR-1, on remarque un épaississement du NW vers SE en allant de OMR-1 vers BEZ-1.

Le Trias argilo gréseux inférieur (TAGI) est du facies gréseux avec quelques intercalations d'argiles silteuses et il s'épaissit du NW vers SE en allant de OMR-1 vers BEZ-1

Corrélation 3 : d'orientation N-S passe par les puits AMR-1, OMR-1, FAR-1, BEZ-1 et BNR-1 (figure 45)

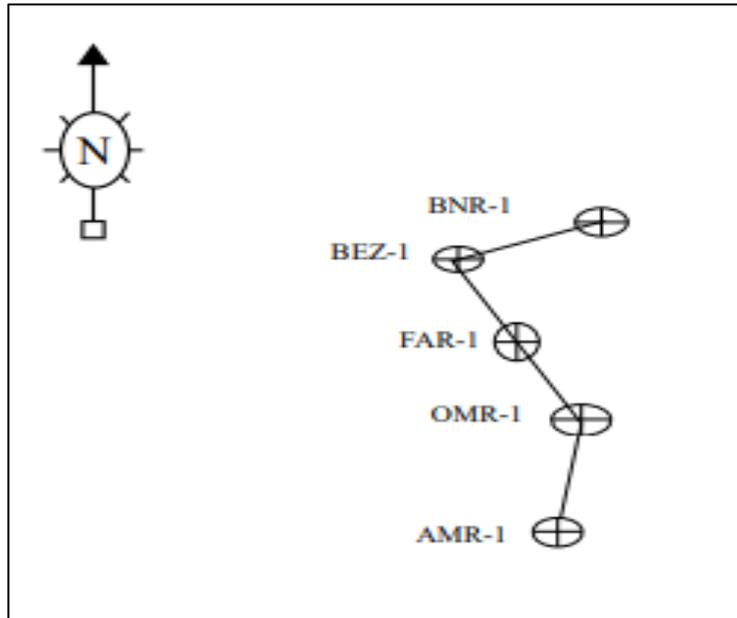


Figure 41 : Carte de position de profil de corrélation 3.

Interprétation

Le TAGS est globalement est du faciès gréseux avec une partie sommitale argileuse au niveau du puits BEZ-1, on remarque un amincissement de Ouest vers l'Est.

TAGI est de nature gréseuse qui s'épaissit de l'Est vers l'Ouest et au niveau des puits BNR-1 et AMR-1 le faciès devient argileux dans la partie sommitale.

Corrélation 4 : d'orientation Est –West passe par les puits OMR-1,INS-1,IDR-1,IDR-2(figure 46).

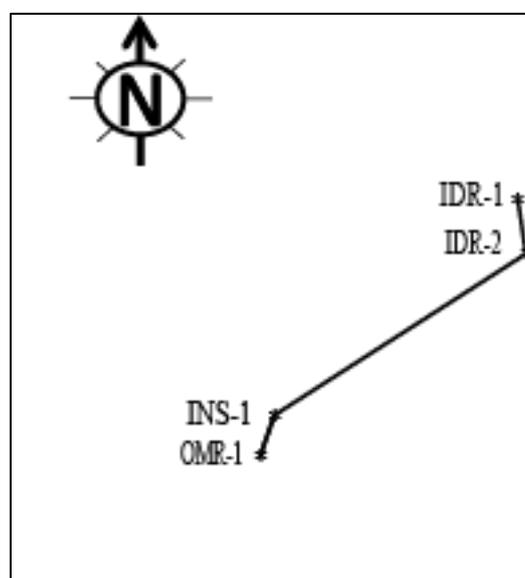


Figure 42 : Carte de position de profil de corrélation 4

Chapitre IV : Stratigraphie et réservoirs potentiels du Trias

Interprétation

Le TAGI est principalement gréseux il s'épaissit de Est vers l'ouest du puits OMR-1 vers IDR-1, contrairement au TAGS qui est argileux silteux avec intercalation de grès au niveau du puits OMR-1 et IDR-2 il s'amincit de l'Ouest vers l'Est en allant de IDR-1 vers OMR-1. Le carbonifère affleure dans la partie est de la région d'étude traversé par les forages IDR-1 et IDR-2.

Chapitre II : Sédimentologie et environnements de dépôt

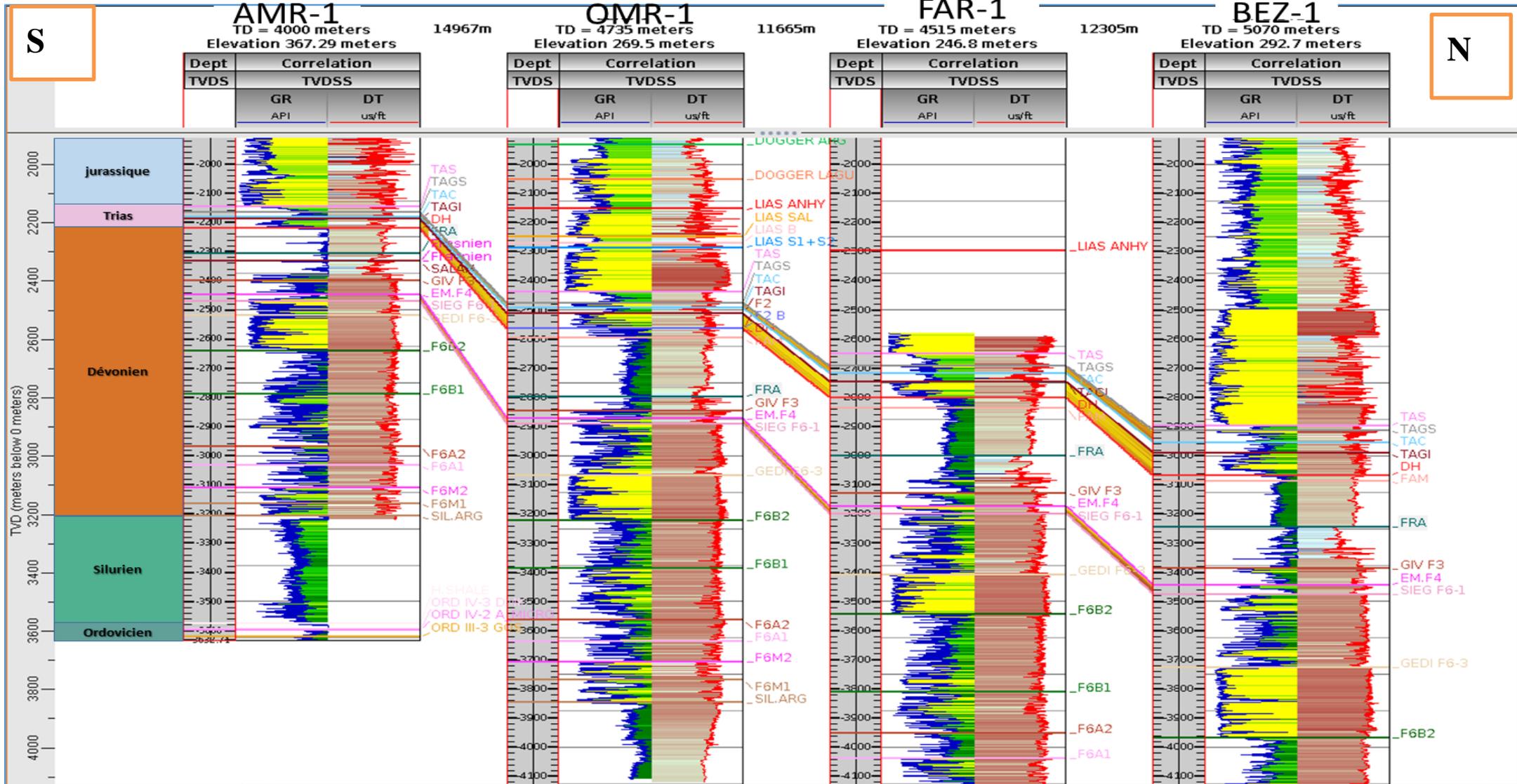


Figure 43: Transect d'une corrélation de direction sud Nord passant par les puits AMR-1, OMR-1 ,FAR-1,BEZ-1.

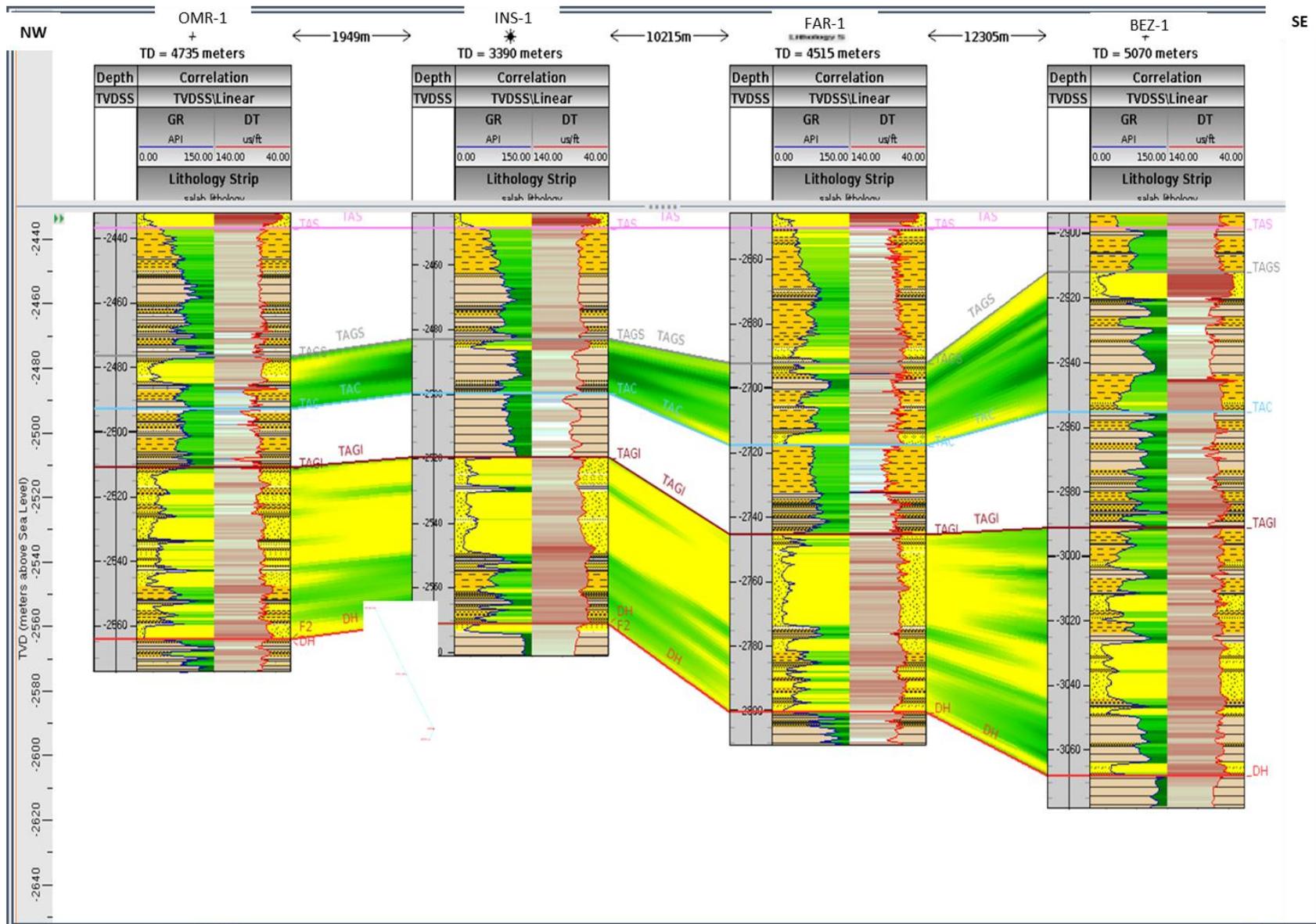


Figure44 : Transept de corrélation stratigraphique d'orientation NW_SE passant par les puits (OMR-1, INS-1, FAR-1, BEZ-1).

Chapitre III : Stratigraphie des réservoirs potentiels du trias

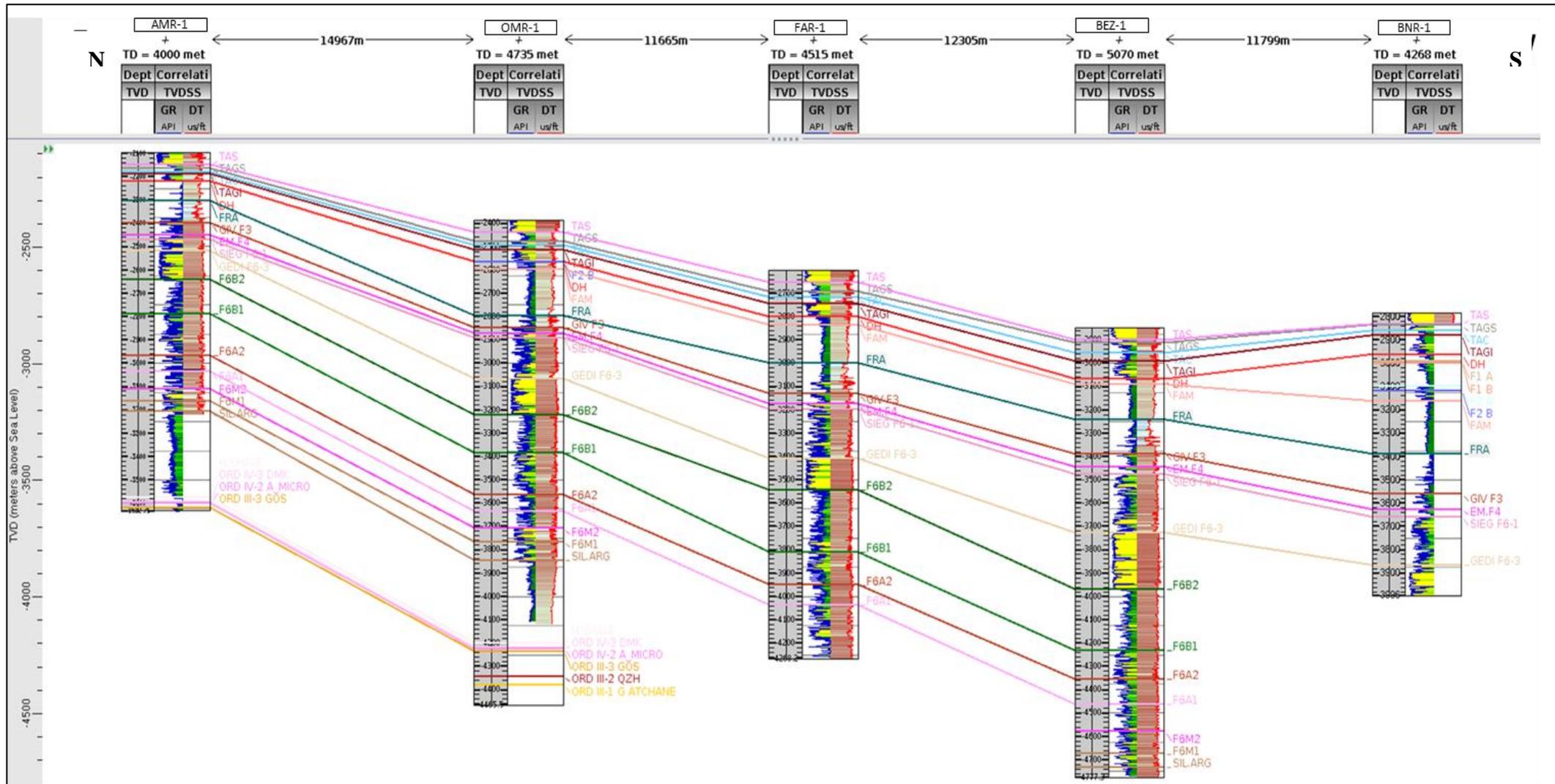


Figure 45: Transept d'une corrélation de direction N-S passant par les puits (AMR-1,OMR-1,FAR-1,BEZ-1-,BNR-1).

Chapitre IV : Stratigraphie et réservoirs potentiels du Trias

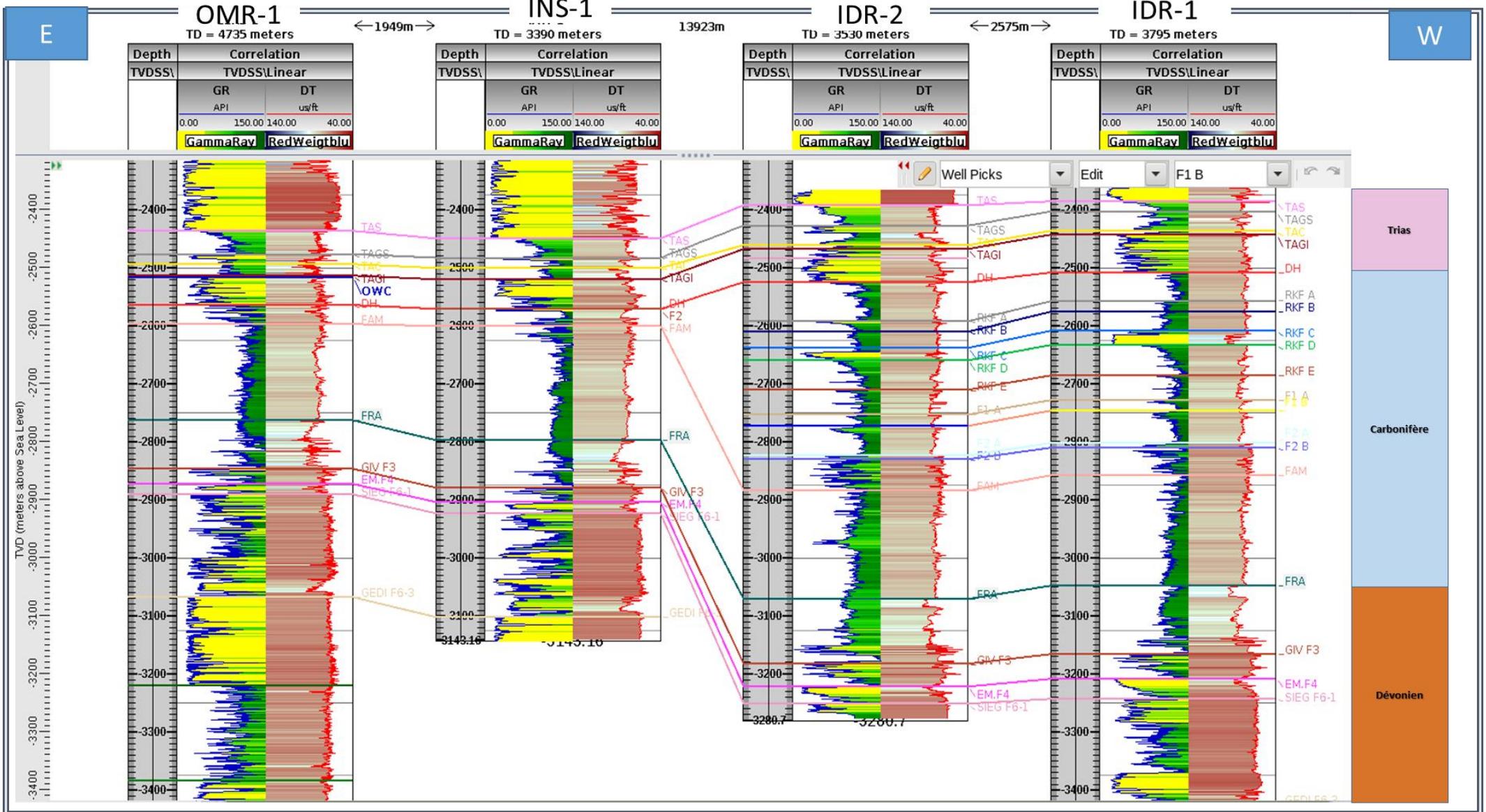


Figure 46 : Transept d'une corrélation de direction E-W passant par les puits (OMR-1,INS-1,IDR-2,IDR-1).

III. Conclusion :

Pour conclure on peut dire que à partir des cartes en isopaques au niveau des réservoirs TAGI et TAGS on a un épaissement en allant du sud vers le nord et les corrélations établies de différentes directions et entre différents puits ont montrés que le TAGI est principalement gréseux et le TAGS est argileux avec intercalations de siltes .

Chapitre V :

Caractéristiques

pétrophysiques et qualités

réservoirs

Chapitre V : Caractéristiques pétrophysiques et qualités réservoirs

I. Introduction :

L'étude des propriétés pétro-physique des roches constitue un important objectif dans l'exploration et la production pétrolière du réservoir. En effet, pour comprendre et prévoir les qualités de la production d'un réservoir, il est nécessaire de connaître les propriétés pétrophysique (porosité, perméabilité, saturation, densité) des Réservoirs à hydrocarbures.

La porosité et la perméabilité sont deux paramètres fondamentaux qui caractérisent un réservoir pétrolier, dépendent essentiellement des milieux de dépôt, la nature des sédiments et la diagenèse, etc. C'est pourquoi ces deux variables ne sont pas corrélables

II. Rappel sur les propriétés petrophysiques :

II.1 Porosité

La porosité est définie par le rapport du volume des pores dans une roche sur son volume total.

$$\Phi = V_p / V_t * 100$$

Φ : Porosité exprimée en (%);

V_t : Volume total de la roche;

V_p : Volume des pores;

V_s : Volume de solide;

Il est d'usage de distinguer différents types de porosité :

- Porosité utile Φ_u (effective ou connectée) : C'est le rapport entre le volume des pores reliées entre eux et le volume totale de la roche, elle est accessible aux fluides libres, elle varie entre 1% et 40%, elle est évalué par la combinaison des porosités neutron, sonique et densité.

- Porosité résiduelle Φ_r : C'est le rapport entre le volume des pores non reliés entre eux et le volume total de la roche.

II.2 Perméabilité :

Est la capacité d'une roche de laisser circuler les fluides. Elle est mesurée en Darcy(D)ou milidarcy (mD).La perméabilité(K) permet de décrire la capacité des sédiments à expulser des

Chapitre V : Caractéristiques pétrophysiques et qualités réservoirs

fluides(liquide et /ou gaz)sous l'effet d'un gradient hydraulique qui va diminuer avec l'enfouissement sédimentaire.

La perméabilité est qualifiée de :

- Très faible si $K < 1 \text{ mD}$ - Faible si $1 \text{ mD} \leq K < 10 \text{ mD}$ - Médiocre si $10 \text{ mD} \leq K < 50 \text{ mD}$ - Moyenne si $50 \text{ mD} \leq K < 200 \text{ mD}$ - Bonne si $200 \text{ mD} \leq K < 500 \text{ mD}$ - Excellente si $K \geq 500 \text{ mD}$

A l'instar de la porosité, on distingue différents types de perméabilité :

a. Perméabilité absolue K_a :

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.

b. Perméabilité effective K_e

C'est la perméabilité mesurée avec deux fluides présents.

c. Perméabilité relative K_r

C'est le rapport entre K_a et K_e .

La perméabilité dépend essentiellement de la porosité et de la saturation en eau de la formation considérée.

II.3 La saturation (S)

La saturation est le rapport des fluides qui remplissent les pores avec le volume des pores.

$S = \text{Volume des fluides} / \text{Volume des pores}$.

Dans la zone lavée, les pores sont remplis de filtrat de boue et résidus d'hydrocarbure. On évalue, donc, les deux saturations, respectivement, S_{xt} et S_h par la formule :

$$S_{xt} + S_h = 1$$

Dans la zone vierge, où les pores sont remplis d'eau et d'hydrocarbures, elle se traduit par les deux saturations respectives, S_w et S_h et par la formule :

$$S_w + S_h = 1$$

Dans le cas où les hydrocarbures sont composés d'huile et de gaz, ils sont caractérisés par les deux saturations respectives S_o et S_g , et par la formule :

$$S_h = S_o + S_g$$

Remarque : Dans le cas d'un niveau réservoir aquifère, $S_w = 1$ et $S_{xt} = 1$

Chapitre V : Caractéristiques pétrophysiques et qualités réservoirs

Avec :

Sw : la saturation en eau dans la zone vierge.

Sh : la saturation en hydrocarbure.

Sg : la saturation en gaz.

Sx0 : la saturation en eau dans la zone lavée .

II.4 La résistivité (R)

C'est la résistance qu'oppose une substance à laisser passer un courant électrique, elle est exprimée en « ohm. mètre ». Chaque fluide et chacune des parties autour du trou de forage est caractérisée par sa propre résistivité que l'on désigne comme suit :

Rw : Résistivité de l'eau de formation

Rm : Résistivité de la boue.

Rmc : Résistivité du mud-cake.

Rmf : Résistivité du filtrat de boue.

Rxo : Résistivité de la formation de la zone lavée.

Rt : Résistivité de la formation de la zone vierge.

Ri : Résistivité de la formation de la zone intermédiaire.

Rsh : Résistivité des argiles.

Ces résistivités permettent de définir un paramètre important que l'on appelle facteur de formation que l'on peut relier à une propriété fondamentale d'une formation réservoir, la porosité.

II.5 Facteur de formation

Il est défini comme la valeur du rapport de la résistivité de la roche poreuse à la résistivité de l'eau qui l'imprègne : $F = R_0/R_w$

Le facteur de formation d'une roche sans argile peut être relié à la porosité par la

formule d'Archie : $F = a / \Phi^m$

Avec :

a : Coefficient dépendant de la lithologie, la nature de la roche

Chapitre V : Caractéristiques pétrophysiques et qualités réservoirs

m : Facteur de cimentation variant avec le degré de consolidation de la roche

ϕ : porosité effective

III. Méthode du Cross plot Porosité/ Perméabilité

III.1 Principe du Cross plot Porosité/ Perméabilité :

C'est une méthode statistique qui nous permet de matérialiser les paramètres pétrophysiques sur un diagramme, porosité en pourcentage (%) sur l'axe des abscisses et perméabilité en mDarcy (mD) sur l'axe des ordonnées. Une fois le nuage de points établi, on trace une droite de régression qui passe par le centre du nuage englobant la majorité des points alignés à proximité de celle-ci. avec un coefficient de corrélation qui varie entre $1 > R^2 > 0.4$.

Grace au cross plot ϕ/K , on peut mettre en évidence les différentes propriétés pétrophysiques des puits à étudier : INS-1, IDSL-1, FAR-1 et OMR-1. Palier à cela, la distribution des données de porosité et de perméabilité par séquence dans les diagrammes, nous permettront de déduire certains environnements de dépôts

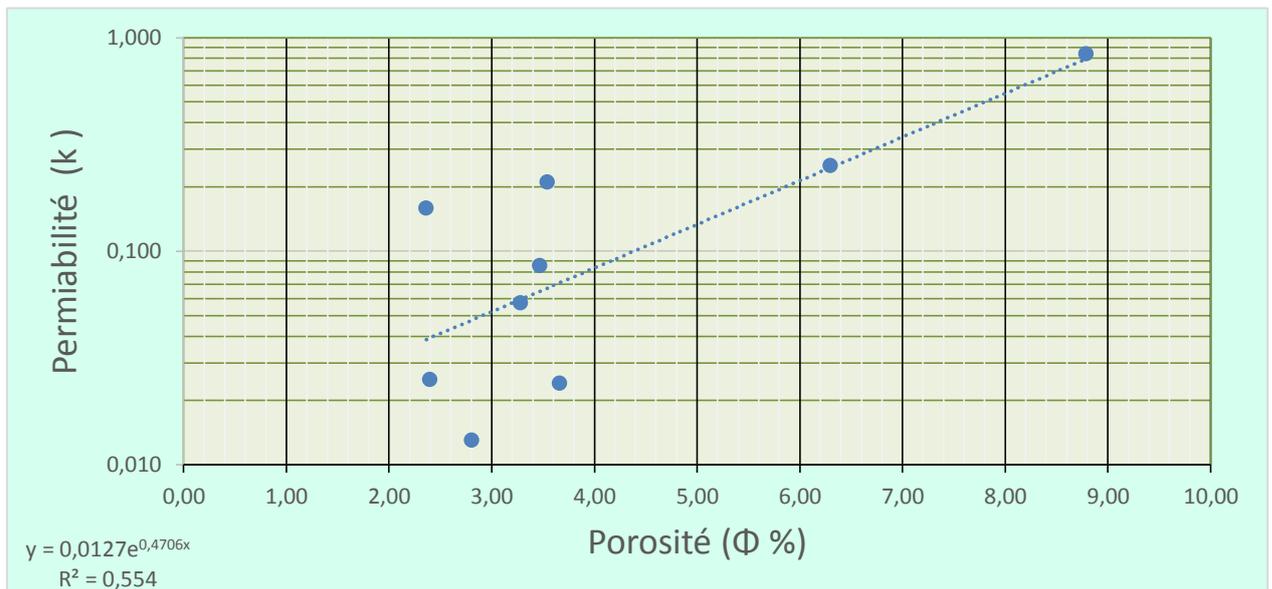


Figure 47: Cross plots perméabilité /Porosité de carotte n°1 du réservoir TAGS du puits FAR-1

Le cross plot FAR-1 : montre une mauvaise corrélation dans l'intervalle [2913,00 m à 2922,00], avec un coefficient de détermination $R^2=0,554$ et une droite de régression dont la fonction est $Y=0,0127e^{0,4706x}$.

Chapitre V : Caractéristiques pétrophysiques et qualités réservoirs

Ce nuage de points montre des valeurs de porosité et de perméabilités basse et très dispersées par rapport à la droite de régression.

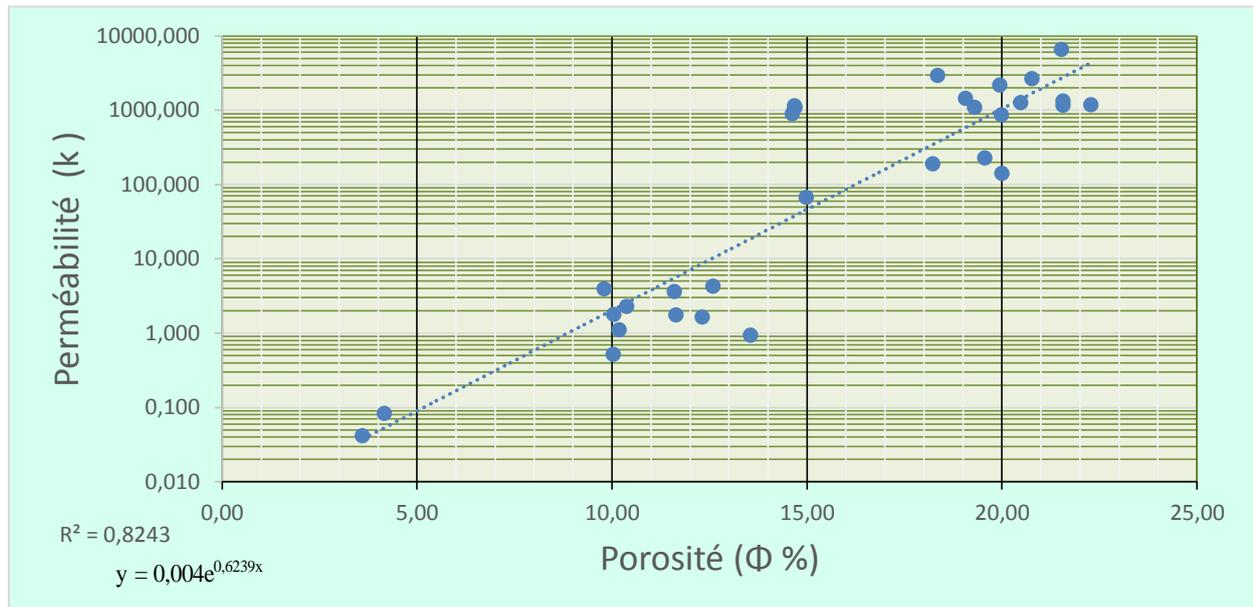


Figure 48:Cross plots perméabilité /Porosité de carotte n°2 du réservoir TAGI du puits OMR-1

Le crosse plot OMR-1: montre une bonne corrélation dans l'intervalle [2735,00m à 2753,00], avec un coefficient de détermination $R^2=0.824$ et une droite de régression dont la fonction est $Y=0.004e^{0.6239x}$

Ce nuage de point montre des valeurs de porosité et de perméabilités élevées qui se situent au voisinage immédiat de la droite de régression.

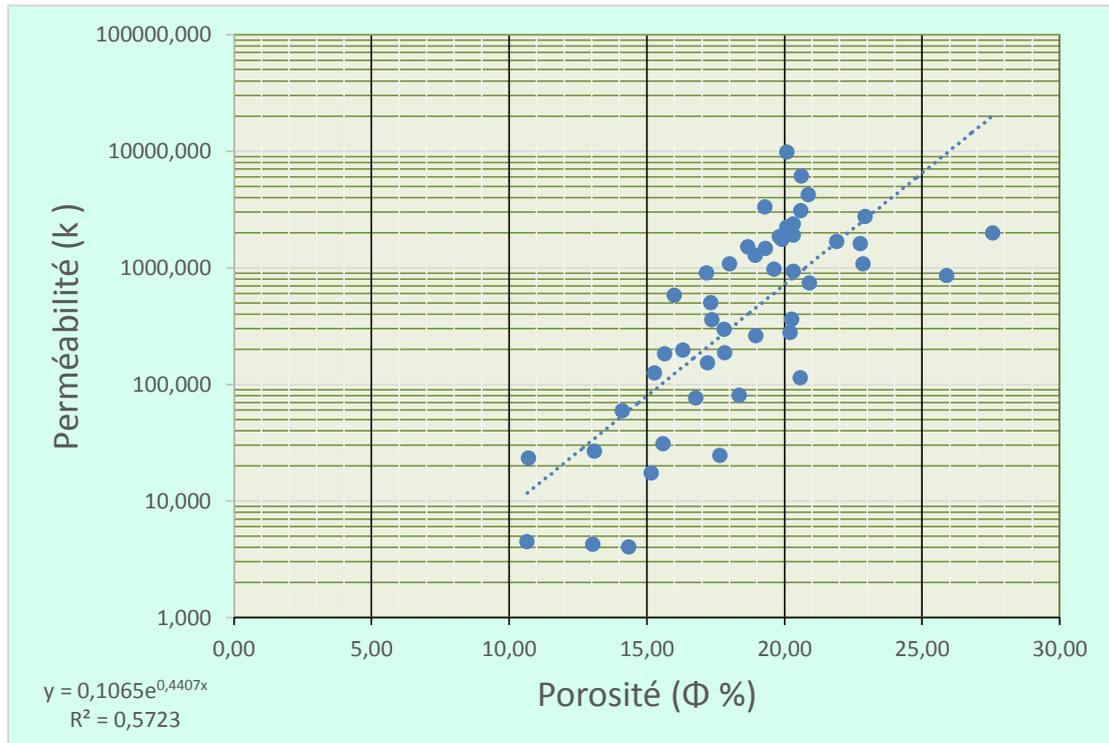


Figure 49: Cross plot perméabilité /Porosité de carotte n°2 du réservoir TAGI du puits INS-1

Le cross plot INS-1 : montre une corrélation plus aux moins dans l'intervalle [2768,00 m à 2786,00 m], avec un coefficient de détermination $R^2=0,5723$ et une droite de régression dont la fonction est $Y=0,1065e^{0,4407x}$.

Ce nuage de point montre des valeurs de porosité et de perméabilité élevées qui se situent au voisinage immédiat de la droite de régression.

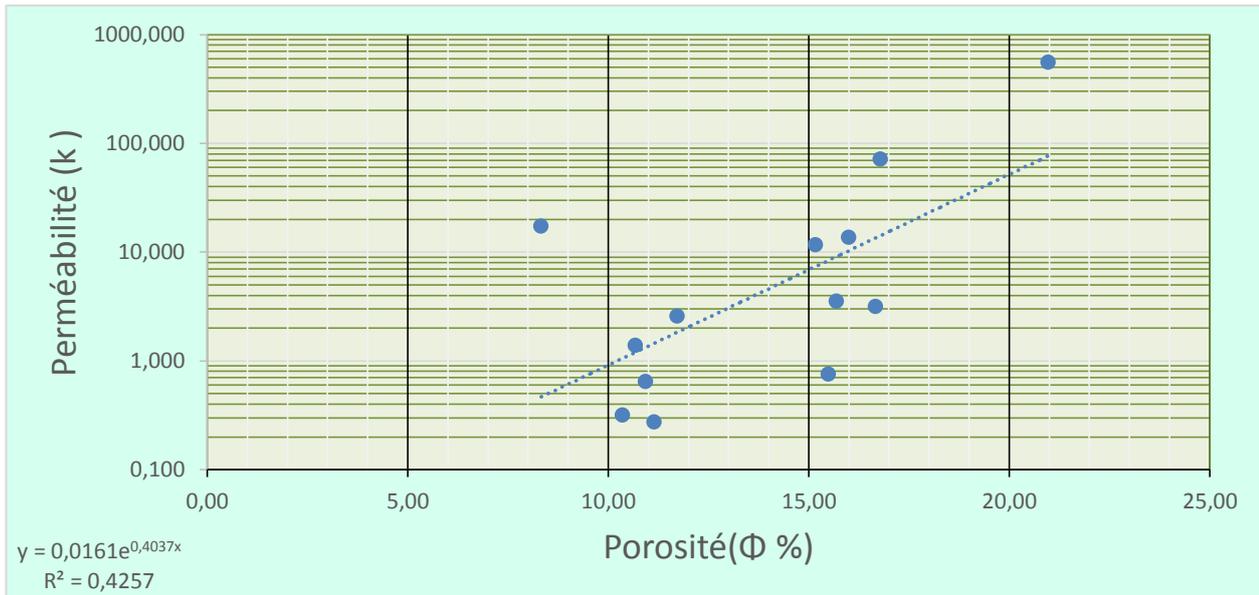


Figure 50 :Cross plots perméabilité Porosité de carotte n°2 du réservoir TAGS du puits IDSL-2

Le cross plot montre une mauvaise corrélation dans l'intervalle [2776,00 m à 2794,00 m] avec un coefficient de détermination $R^2=0.4257$ est une droite de régression dont la fonction est $Y=0.0161e^{0.4037x}$.

Ce nuage de points montre que certaines valeurs de porosités et de perméabilité sont basses et proches de la droite de régression.

III.2 Conclusion :

Sur l'aspect de qualité réservoirs et analyses pétrophysiques les corrélations indiquent la relation entre porosité-perméabilité à travers des Cross plot (K/Φ) des échantillons des carottes. Notons que le but de ces cross plot est de voir le facteur de corrélation (degrés de corrélation) entre les deux paramètres et leur évolution.

Les courbes de corrélation de perméabilité et porosité ont une tendance exponentielle dont le coefficient de corrélation est élevé dans les carottes n°2 des puits INS-1 et OMR-1 prélevé dans le réservoir TAGI, et qui indique la relation directe entre K et Φ. Cette tendance est liée exclusivement aux formations de TAGI, ou le degré d'homogénéité plus élevé ou l'argilosité et moins importante d'après les carottes.

Chapitre V : Caractéristiques pétrophysiques et qualités réservoirs

Par ailleurs dans les carottes n°1 prélevé dans le puits IDSL-2 qui a une tendance exponentielle dont le coefficient de corrélation est moins élevé . Cela expliqué par la nature gréseuse et l'hétérogénéité de ce niveau du réservoir du TAGS ou l'argilosité est plus importante, sauf le cas du puits FAR-1 malgré une corrélation jugée plus ou moins bonne cela implique que la carotte est prélevée dans un niveau plus ou moins gréseux.

Conclusion générale

Conclusion générale

A l'issus des résultats obtenus dans ce modeste travail il en ressort sur l'influence de la productivité des réservoirs triasiques du point de vue caractérisation sédimentologique, pétrophysique nous avons aboutis aux résultats suivants :

-En premier lieu nous avons réalisé l'étude sédimentologique à partir de la description de carottes en se basant sur deux puits INS-1 et IDSL-2 on a montré un faciès à dominance gréseuse avec des passées argileuses, et que l'environnement de dépôt est fluviatile à méandre, en tresse, plaine alluviale et plaine d'inondation

-Suite aux résultats des diagraphies montrent que le Trias argilo-gréseux inférieur est considéré comme réservoir significatif dans la région et il présente un intérêt pétrolier au niveau du puits INS-1 contrairement au Trias argilo-gréseux supérieur qui est argileux il est considéré aquifère et sans intérêt pétrolier au niveau puits IDSL-2 .

-L'identification minéralogique via les cross plots montre que les deux puits INS-1 et IDSL-2 sont de nature minéralogique différentes ce qui fait la nature de dépôt n'est pas faite de la même manière qui indique deux types d'argiles différents.

-L'ensemble de corrélation établies ont montrés que TAGS est argileux et TAGI est gréseux , à partir des cartes en isopâques les épaisseurs augmentent du sud vers le nord.

-La nature des séquences fluviatiles et leur géométrie peuvent influencer sur la répartition des fluides.

-L'accrétion des chenaux peut influencer sur la nature des dépôts dans le TAGI et le TAGS ainsi sur les caractéristiques pétrophysiques.

BIBLIOGRAPHIE

Ahmed O. et Benkrid S., (1998) : Evaluation du Potentiel pétrolier du Trias de La Région Del Merak-Sidi Yedda Blocs 208-211 du Bassin de Berkine,

Mémoire de fin d'études, Université des Science et de la Technologie Houari Boumediene .P28.

Ait Salem H.,(1990) :Le Trias détritique de l'Oued Ma(Sahara algérien).Sédimentation estuarienne, diagenèse et orogénèse, potentialités pétrolières. Thèse de doctorat science de la terre. Université Claud Bernard –Lon1-Français.

Ait Salem K., (2017) : Stratigraphie Séquentielle, Intérêt des Paléosols et Géométrie des dépôts du Trias Argilo-Gréseux Inferieur du Bassin de Berkine (Régions de Rhourde ER Rouni et El Borma), Sahara Algérien,

Mémoire de fin d'études master, Université des Science et de la Technologie Houari Boumediene .P99.

Ait Slimani M. et Beggche M., (2017) : Caracterisa2tion Sédimentologique et Pétrophysique du niveau Dolomitique D2 de Hassi R'Mel,

Mémoire fin d'étude master, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou .P71.

Alioua T. et Belabbass A., (2017) : Caractérisation Sédimentologique et Pétrophysique des réservoirs du Dévonien Inferieur dans le périmètre de Tidikelt, Bassin de L'Ahnet,

Mémoire de fin d'étude master, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.88P.

Allouache S. et Haroun T., (2020) : Découpage Séquentiel, Evaluation Pétrophysique Et Etude Du Phénomène de basse Résistivité dans le Réservoir Silurien Argilo-Gréseux du 2Bassin de Berkine (Région de Zemlet En Naga et Zemoul el Kbar, Berkine Est),

Mémoire de fin d'étude Master, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou .P134.

Amara D. et Guiddir T., (2017) : Caractérisation Sédimentologique et Pétrophysique des Réservoirs du Dévonien Inferieur de la partie Nord-Est du Bassin de Reggane .

Ameur Y. et Mezien T., (2018-2019) : Analyse Séquentielle du réservoir du Silurien Argileux-Gréseux (SAG) de la région de Rhourde El Hamra, (Berkine Ouest, Sahara, Algérie) sur la basse de l'exploitation des réponses diagraphiques du Gamma Ray et des données de carotte, mémoire de fin d'étude master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.74P.

Aouissi N. et Chikh N., (2019) : Etude Pétrophysique et Sédimentologique des séries du Silurien Argilo-Gréseux (SAG) : Application des Diagraphies à L'analyse Séquentielle de La Région de Taouil, (Berkine Ouest, Sahara, Algérie).

Assous C. (2018) : Analys8e Minéralogique Et Environnement De Dépôt Des Réservoirs Du Dévonien Moyen-Inférieur De La Région D'El Ouar à Partir Des Mesures Du Gamma Ray Spectral.

Bassin De Berkine ; Sud - Est Algérie, mémoire de fin d'études Master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.

Beghoul M., (2013-2015) : Les diagraphies différées : Interprétation pétrophysique et géophysique IAP. Sonatrach.

Benarab S., (2011) : Structure et potentiels n hydrocarbures de la région de Gara , périmètre In-Aménas,bassin d'Illizi.Mémoire de fin d'études université des sciences et technologie Houari Boumediene.

Boudjema A., (1987) : Evolution structural du bassin pétrolier "triasique" du Sahara Nord oriental (Algérie). Thèse Doct.d'Etat, Univ. P et M. Curie – Paris (France).

Boudjema D. et Ouldmedi A.,(2015) : Etude Sédimentologique et Pétrographique et Diagenétiques et Pétrophysique du cambrien de Hassi Guettar (Sondage HGA-1, HGA-3, HGA-4), mémoire de fin d'étude Master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.

Boulvain F., (2015) : Elément de sédimentologie et de pétrologie sédimentaire, Université de Liège faculté des sciences, Département de Géologie.

Chaouche A., (1992) : Genèse et mise en place des hydrocarbures dans les bassins d'Erg Orientale (Sahara Algérien). (Thèse Doctorat. Université Michel de Montaigne-Bordeaux 3 en science de la terre.

Chapellier D.et Mari J20.,(04) : Cours en ligne de géophysique, institut de géophysique université de Lausanne, institut français de pétrole(IFP).

Chatbi T. et Louhi A., (2018) : Sédimentologie et analyse structurale des réservoirs du Silurien Argilo-Gréseux (SAG) de la Région de Taouil , (Berkine Ouest , Sahara, Algérie), mémoire de fin d'études Master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Cherattia Z., (2017/2018) : Caractérisation Structural et Pé2trophysique de réservoir Ordovicien (unité IV) de Tin Fouyé-Tabankort (TFT) De Bassin d'Illizi (Sud-est Algérien), mémoire de fin d'étude master, Université Kasdi Merbah-Ouargla.55P.

FABRE J., (1976) :Introduction à la géologie du Sahara Algérien et des régions voisines. Soc. Nat. Ed. SNED

FOURNIER F.,(2011) : Géologie des ressources fossiles, Université de Province.

Hamlaoui L. et Ould Youcef F., (2020-2021) : Utilisation Du Gamma Ray Spectral pour le Découpage Séquentiel Des Série Sédimentaires Du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) dans La

Région Du Nord Ahara Du Bassin De Berkine, mémoire de fin d'études Master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.

Hassen et Coll (1976) : Fundamentals of the differential gamma-ray log-interpretation technique , SPWLA, 17th Ann, Log, Symp.

Ibersiene N. et Sai S., (2019) : Etude Sédimentologique et Biostratigraphique du Miocène post-nappe de la coupe de Boukerdene (Bassin de Menacer), Algérie.

mémoire de fin d'étude master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou .P65.

Lakrib M., (2019/2020) : Contribution à l'étude des Paléo-Vallées Glaciaires de l'Ordovicien Supérieur de la région d'In2 Amenas, Bassin d' Illizi : Caractérisation sismique, Sédimentologique et Diagraphique des faciès et d'environnements de dépôts,

mémoire de fin d'étude master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.90P.

Lamrani R. et Sam N., (2016) : Contribution à la caractérisation d'un réservoir pétrolier et estimation des réserves initialement en place à l'aide de diagraphies différées (Cas : Bassin d' Illizi : Unité IV-3 de l'Ordovicien du champ d'Amassak, mémoire de fin d'étude master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.90P.

Leghlam H., (2014/2015) : Cartographie Régional du Trias du Dévonien Inférieur et du Silurien Argileux Gréseux du Périmètre El-Assel Blocs (236b, 404a1 &405b1), Rapport interne Sonatrach.P52.

Leharani Y. et Rahim K., (2020) : Découpage Séquentiel,Evaluation Pétro-Physique et Fracturation Hydraulique des Réservoirs Compact (Tight) de L'Ordovicien Du Bassin de L'Ahnet (Région D'Oued Tisa-Araret et Djbel Mouima Sud, Ahnet Central),mémoire de fin d'étude ,université Mouloud Mammeri.

Maghnini M. et Kennahe., (2017) : Etude Sédimentologique du Dévonien Inferieur dans la région de Bechar Oued Namous, mémoire de fin d'étude master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou. 72P.

Mahjoubi A. Et Mouane A., : Etude Sé2dimentologique et Pétrophysique de Réservoir (TAGI) Bloc 402b du Bassin de Berkine, mémoire de fin d'étude Master, université Kasdi Merbah-Ouargla. P62.2

Malla A. et Ouyahia S., (2016) : Caractérisation du Passage Carbonifère-Trias dans la région De Sif Fatima bassin de Berkine, mémoire e fin d'études , université des sciences t de la technologie Houari Boumediene.

Mechrouk A., (2021) : Etude Sédimentologique et caractérisation diagénétique du réservoir silicoclastiques du Silurien supérieur –Dévonien inférieur (le F6) du Bassin d’Illizi, mémoire de fin d’étude master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.92P.

Megdoud N. et Amara A., (2017) : Découpage Séquentiel par des Méthodes Diagraphiques du Réservoir Eifelien de la Région de Menzel Ledjmet et El Haiad du Bassin de Berkine, mémoire de fin d’étude Master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.

Note découverte INS-1 : Document Sonatrach

Sediri F., (2017) : Etude des Unités du Silurien Argileux Gréseux de l’Ouest du Bassin de Barkine (Sédimentologie et Bio-stratigraphie), mémoire de fin d’étude Master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.

Serra O.,(1985) :Diagraphies différées (ThomeII) : acquisition des données diagraphiques edition SNEAP ELF PAV-France.

Schon J., (2015) : Basic well logging and formation evaluation, first edition.

Whitman A., (1971) : Cambro-Ordovician rocks of Al Jazair (Algeria).

WEC (Wsell évolution conférence) (2007) : Document Sonatrach/Schlumberger, Alger.