



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique**

UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI OUZOU

Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques

Département des Science Géologiques

Mémoire de fin d'études

En vue l'obtention du diplôme de

MASTER EN GEOLOGIE

Option : Géologie des bassins sédimentaires

Thème :

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)

Encadré par : AHMED ZAID. I, MCA, UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI

MEDAOURI. M, Dr. Chef de département Berkine Ouest, SONATRACH

Réalisé par : AOUISSI NABILA

CHIKH NASSIMA

Soutenu le : 20/10/2019

Devant le jury :

Président :	KARDACHE R.	MCA, Université M. Mammeri
Promoteur :	AHMED ZAID I.	MCA, Université M. Mammeri
Co- promoteur :	BELLEBIOD S.	Ingénieur de réservoir, SONATRACH
Examineur :	ACHOU I M.	MAA, Université M. Mammeri

Promotion : 2018/2019

Remerciement

Au terme de ce travail nous tenons à exprimer vivement notre gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire. Ils trouvent ici toute notre reconnaissance.

En premier lieu, nous tenons à exprimer, une profonde reconnaissance à notre promoteur, I. Ahmed Zaid.

Nos vifs et profonds remerciements à M. Medaouri Dr. Chef de Département Berkine Ouest et S. Bellebiod, qui ont proposé et nous ont accueillies au sein de la société SONATRACH, Division Exporation, et supervisés, mis à notre disposition les moyens et les données dont ils disposaient. Nous tenons aussi à présenter nos remerciements à M. Bouras, S. Laceb et S. Haroun.

Notre gratitude va également au jury aient assisté à notre soutenance M. Achoui et R. Kardache, ainsi qu'à nos cher(e)s enseignant(e)s du Département des Sciences Géologiques qui nous ont entouré(e)s durant tout notre cursus, pour leur bienveillance, leur encadrement et leur dévouement.

Dédicace

En cet honorable lieu, d'un simple geste tracé par écrit, mais qui jaillie du profond sentiment de reconnaissance, permettez-moi de citer les noms comme un mémorandum pour ceux qui ont une place particulière :

D'abord aux êtres les plus chers à mon cœur, qui se sont sacrifiés pour mon bonheur et ma réussite, qui n'ont jamais cessé de m'encourager et de croire en moi

Mon très cher père Hocine

A ma très chère mère Ouardia

A mon cher frère Redouane

A ma très chère sœur Sabrina

A mes chers grands-parents

Et tous mes cousin(e)s, mes oncles et mes tantes

Ainsi qu'à tous mes ami(e)s :

En commençons par ma chère amie Nabila Aouissi,

A. Dihia, B. Karima, CH. Lysa, B. Fatma, M. Ouiza, T. Mrariem, M. Hanane

A la promotion de la 5^{ème} année Géologie des Bassins Sédimentaires 2018/2019

A tous mes ami(e)s sans exception.

A tous ; je dédie ce mémoire, qui est le sens de mes études supérieurs, tel un présent du cœur, en priant ALLAH tout puissant à le mettre au service de notre nation et du bien de l'humanité, et qu'il sera une lumière sur mon parcours professionnel.

Nassima

Dédicace

En cet honorable lieu, d'un simple geste tracé par écrit, mais qui jaillie du profond sentiment de reconnaissance, permettez-moi de citer les noms comme un mémorandum pour ceux qui ont une place particulière :

D'abord aux êtres les plus chers à mon cœur, qui se sont sacrifiés pour mon bonheur et ma réussite, qui n'ont jamais cessé de m'encourager et de croire en moi

Mon très cher père Cherif

A ma très chère mère Zohra

A mes très chères sœurs Anaïs, Thilelli,

Souad et son époux Malek

Ainsi qu'à mon petit neveu Adam

Ainsi qu'à tous mes ami(e)s :

En commençons par ma chère amie Nassima Chikh,

CH. Lysa, B. Fatma, A. Dihia,

A la promotion de la 5^{ème} année Géologie des Bassins Sédimentaires 2018/2019

A tous mes ami(e)s sans exception.

A tous ; je dédie ce mémoire, qui est le sens de mes études supérieures, tel un présent du cœur, en priant ALLAH tout puissant à le mettre au service de notre nation et du bien de l'humanité, et qu'il sera une lumière sur mon parcours professionnel.

Nabila

Résumé

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

L'application de la stratigraphie séquentielle, nous a permis d'identifier des cortèges sédimentaires transgressifs et des cortèges de haut niveau marin dans les deux (02) puits, et cela à l'aide d'interprétation du signal diagraphiques ainsi qu'aux descriptions pétrophysique. Et la description des carottes nous a fournit des informations sur les faciès et milieux de dépôt.

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

Mots clé : Bassin de Berkine, Taouil, stratigraphie séquentielle, silurien argilo-gréseux, cortèges sédimentaires, signal diagraphique, études pétrophysique.

Abstract

The Taouil region, a transition zone between the deltaic system and the shallow marine system, is located west of the Berkine Basin, in the eastern part of the Algerian Great Sahara. The application of the sequential stratigraphy, allowed us to identify transgressive sedimentary processions and processions of high marine level in the tow (02) well, this using logging signal interpretation as well as petrophysical descriptions.

The description of the carrots provided us with information on facies and depositional environments.

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

Key words: Berkine basin, Taouil, sequential stratigraphy, Silurian Argilo-Gresex, sedimentary processions, logging sign, petrophysical study.



Table de matières

Table de matières :

Liste des Figures

Liste des tableaux

Nomenclatures

Légende

Introduction et problématique

Chapitre I : Généralités

I.1. Introduction	01
I.1.1. Situation géographique du bassin de Berkine	01
I.1.2. Contexte géologique du bassin de Berkine	02
I.2. Historique de l'exploration dans le bassin de Berkine.....	03
I.3. Géologie régionale et locale	03
I.3.1. Géologie régionale	03
I.3.1.1. La stratigraphie du bassin de Berkine.....	03
I.3.1.2. Cadre structural du Bassin de Berkine.....	06
I.3.2. Géologie locale	08
I.3.2.1. Situation géographique du secteur étudié.....	08
I.3.2.2. Situation géologique du secteur étudié.....	09
I.3.2.3. Aspect structural du secteur étudié.....	10
I.4. Intérêt pétrolier	11
I.4.1. Introduction.....	11
4.2. La roche mère	11
4.3. La roche réservoir.....	11
I.4.4. La roche couverture.....	12
I.4.5. Les pièges pétroliers.....	13

Chapitre II : Etude Pétrophysique.

II. 1. Introduction.....	15
II.2. Diagraphies.....	15

II. 2.1. Les diagraphies nucléaires	16
II.2.1.1. Diagraphies de Gamma Ray naturelle (GR).....	16
II.2.1.2 Diagraphies de densité (Gamma-Gamma).....	17
II.2.1.3. Diagraphies de neutrons.....	19
II.2.2. Diagraphies acoustiques (log sonique).....	20
II.2.3. Diagraphies auxiliaires.....	21
II.3. Notion de pétrophysique	22
II.3.1. Introduction	22
II.3.2. Notion de réservoirs, matrices et fluides	22
II.3.2.1. Réservoirs.....	22
II.3.2.2. Matrice	22
II.3.2.3. Fluides	22
II.3.3. Les paramètres pétrophysiques	22
II.3.3.1. La porosité (Φ).....	22
II.3.3.2. Volume d'argile (Vsh).....	24
II.3.3.3. La perméabilité(K).....	24
II. 3.3.4. La saturation (S).....	25
II.3.4. Classification des paramètres pétrophysiques	26
II.3.4.1. La porosité	26
II.3.4.2. La perméabilité	26
II.3.5. Relation porosité – perméabilité.....	27
II.3.5.1. Méthodes d'évaluation de la porosité au laboratoire.....	27
II.3.5.2. Méthodes d'évaluation de la porosité par diagraphies.....	28
II.3.5.3. Méthodes d'évaluation de la perméabilité au laboratoire.....	29
II.3.5.4. Méthodes d'évaluation de la perméabilité par test de formation.....	30
II.4. Analyse pétrophysique des puits BRDS-Ext-1 et REHS-1.....	31
II.4.1. Introduction.....	31
II.4.2. L'analyse des données	32
II.4.2.1. Résistivité de l'eau de formation	32
II.4.2.2. Détermination des paramètres de stockage.....	32

II.4.3. Conclusions des interprétations pétrophysiques	34
II.4.3.1. Descriptions pétrophysiques du puits BRDS-Ext-1.....	34
II.4.3.2. Descriptions pétrophysiques du puits REHS-1.....	35
II.5. Interprétations diagaphiques.....	38

Chapitre III : Etude Sédimentologique

III.1. Introduction	41
III.2. Fondements conceptuels de la stratigraphie séquentielle	41
III.2.1. Définition de la stratigraphie séquentielle.....	41
III.2.1.1. Concept de base de la stratigraphie séquentielle.....	42
III.2.1.2. Les unités de la stratigraphie séquentielle.....	47
III.2.1.2.1. Séquence	47
III.2.1.2.2. Les cortèges sédimentaires (Systems tracts).....	47
III.2.1.2.3. Paraséquence.....	49
III.2.1.3. Les surfaces particulières en stratigraphie séquentielle	51
III.2.3.1. La surface d'inondation maximale ou Maximum Flooding Surface (MFS)	51
III.2.3.2. La surface régressive d'érosion marine (Regressive Surface of Marine Erosion(RSME)).....	51
III.2.3.3. Surface de régression maximum (Maximum Regressive Surface (MRS))	52
III.2.3.4. Discontinuité subaérienne (Subaerial Unconformity (SU)).....	52
III.2.3.5. La surface de conformité corrélatrice (Correlative Conformity (CC))	53
III.2.3.6. La surface de ravinement transgressive (Transgressive Surface of Erosion (TSE))	53
III.2.4. Classification morpho-séquentielle.....	53
III.3.1. Les milieux de dépôts.....	55
III.3.1.1. Environnement mixte	56
III.3.1.1.1. Les estuaires	56
III.3.1.1.2. Les deltas.....	57
III.4.1. Résultats de la description des carottes	60
III.4.1.1. Description de carottes du puits REHS-1	60

III.4.1.1.1. Carotte 1.....	60
III.4.1.1.2. Carotte 2.....	63
III.4.1.1.3. Carotte 3.....	65
III.4.2. Etudes sédimentologique des carottes	67
III.4.3. Association des faciès	67
III.4.4. Modèle de dépôt.....	70
III.5. Essai de découpage séquentiel des puits sur la base des réponses diagraphiques	72
III.5. 1.Puits BRDS-Ext-1	72
III.5.1.1. Séquence (01).....	72
III.5.1.2. Séquence (02).....	73
III.5.1.3. Séquence (03)	74
III.5.1.4. Séquence (4).....	74
III.5.2. Puits REHS-1.....	75
III.5.2.1. Séquence (01).....	75
III.5.2.2. Séquence (02).....	76
III.5.2.3. Séquence (03).....	77
III.5.2.4. Séquence (4).....	78
III.5.3. Corrélation des dépôts du SAG	80
III.5.3.1. Liens sédimentologique et signatures diagraphiques.....	80
III.5.3.2. Description des paraséquences.....	82
III.6. 1.La datation.....	86
III.7. Conclusion.....	87
Conclusion Générale	88



Liste des figures

Liste des Figures :

Figure 01 : Situation géographique du Bassin de Berkine	01
Figure 02 : situation géologique du bassin de Berkine ..	02
Figure 03 : Colonne stratigraphique du Bassin de Berkine	04
Figure 04 : Coupe synthétique du bassin de Berkine.....	08
Figure 05 : Situation de la zone d'étude sur la carte du domaine minier algérien	09
Figure 06 : Localisation de la zone d'étude dans le bassin de Berkine	10
Figure 07 : Types de pièges.....	14
Figure 08 : Schéma général d'un équipement de diagraphie	15
Figure 09 : Exemples d'enregistrements de gamma-ray globale.....	17
Figure 10 : Schéma des effets d'atténuation.....	18
Figure 11 : Outil de la diagraphie de densité	19
Figure 12 : Schéma d'une sonde de diagraphie de neutron	20
Figure 13 : Schéma d'une sonde de diagraphie acoustique	20
Figure 14 : Schéma d'un diamètreur (caliper) et type de courbe enregistrer.....	21
Figure 15 : La porosité des roches.....	23
Figure 16 : Schéma représentant les milieux poreux.....	23
Figure 17 : Présentation schématique de types de perméabilités.....	24
Figure 18 : Ce schéma explique l'application de la loi Darcy.....	25
Figure 19 : Schémas expliquant la saturation dans les roches	26
Figure 20 : Schéma représentant la pompe volumétrique.....	28
Figure 21 : Méthode de mesure de la perméabilité au laboratoire sur un échantillon De carotte.....	30
Figure 22 : Description lithologique des formations du puits BRDS-Ext-1 à partir des Diagraphies	37
Figure 23 : Description lithologique des formations du puits REHS-1 à partir des Diagraphies	37
Figure 24 : Interprétation du puits BRDS-Ext-1 déduit par les enregistrements Diagraphiques.....	40
Figure 25 : Interprétation du puits BRDS-Ext-1 déduit par les enregistrements	

Diagraphiques.....	40
Figure 26 : L'espace d'accommodation	42
Figure 27 : Géométrie de modèles d'empilement des strates liées aux trajectoires des rivages : régression Forcée, régression normale, transgression	43
Figure 28 : Processus de la régression forcée	44
Figure 29 : Processus de la régression normale	44
Figure 30 : Processus de la transgression	45
Figure 31 : Schémas d'empilement des strates d'une succession entièrement fluviale	
Dans un bassin versant	46
Figure 32 : Les cinq modèles de cortège sédimentaire ou system tracts.....	48
Figure 33 : La séquence de dépôt complète	49
Figure 34 : Exemple d'une paraséquence.....	50
Figure 35 : Successions progradante, rétrogradante et aggradante par rapport à	
La paléoligne de rivage	51
Figure 36 : Limites de séquence.....	52
Figure 37 : Les surfaces particulières de la stratigraphie séquentielle	53
Figure 38 : Classification morpho-séquentielle	55
Figure 39 : Morphologie des milieux de dépôts	56
Figure 40 : Morphologie d'un delta.....	57
Figure 41 : Classification des deltas.....	58
Figure 42 : les 3 types de deltas	58
Figure 43 : Progradation des faciès deltaïques sur une plate-forme	59
Figure 44 : Description lithologique de la carotte (01)	62
Figure 45 : Description lithologique de la carotte (02)	64
Figure 46 : Description lithologique de la carotte (03)	66
Figure 47 : Modèle de dépôt.....	71
Figure 48 : Cortèges sédimentaires de la séquence 1 du puits BRDS-Ext-1.....	72
Figure 49 : Cortèges sédimentaires de la séquence 2 du puits BRDS-Ext-1.....	73
Figure 50 : Cortèges sédimentaires de la séquence 03 du puits BRDS-Ext-1.....	74
Figure 51 : Cortèges sédimentaires de la séquence 04 du puits BRDS-Ext-1.....	75
Figure 52 : Cortèges sédimentaires de la séquence 01 du puits REHS-1.....	76

Figure 53 : Cortèges sédimentaires de la séquence 02 du puits REHS-1.....	77
Figure 54 : Cortèges sédimentaires de la séquence 03 du puits REHS-1.....	78
Figure 55 : Cortèges sédimentaires de la séquence 04 du puits REHS-1.....	78
Figure 56 : Corrélation diagraphique à travers les puits BRDS-Ext-1 et REHS-1.....	79
Figure 57 : Signatures diagraphiques des unités du SAG à travers les puits BRDS-Ext-1 Et REHS-1.....	81
Figure 58 : Découpage séquentiel et corrélation entre les deux puits selon les signatures Diagraphiques et les environnements de dépôts des unités du SAG.....	85



Liste des tableaux

Liste des Tableaux :

Tableau 01 : Les données de base du laboratoire de puit BRDS-Ext-1.....	31
Tableau 02 : Les données de base du laboratoire de puit REHS-1.....	32
Tableau 03 : Les principales méthodes pour calculer le volume d'argile du Puit BRDS-Ext-1.....	32
Tableau 04 : Les principales méthodes pour calculer le volume d'argile du Puit REHS-1.....	33
Tableau 05 : Les principales méthodes pour calculer la porosité du Puit BRDS-Ext-1.....	33
Tableau 06 : Les principales méthodes pour calculer la porosité du puit REHS-1.....	33
Tableau 07 : La lithostratigraphie selon les profondeurs.....	35
Tableau 08 : La lithostratigraphie selon les profondeurs de puit REHS-1.....	36
Tableau 09 : Récapitulatif des faciès observés et des caractéristiques sédimentaires.....	69



Numenclatures

Nomenclatures :

ND : Neutron densité.

NS : Neutron sonique.

Otz : Offshore transition zone.

PFE : La plateforme externe.

Q : débit d'écoulement de fluide.

Q : débit.

r₁ : pression de réservoir.

r₂ : pression d'écoulement de puits

RSME : La surface régressive d'érosion marine (Regressive Surface of Marine Erosion)

RST : Regressive systems tracts (Un intervalle régressive).

Rt : résistivité de la formation (zone vierge) [Ohm.m].

RT : Transgression- régression.

Rw : résistivité de l'eau de formation [*Ohm. m*].

Rw : Résistivité de l'eau (water)

S : aire de la section de l'échantillon cylindrique.

S: saturation.

SAG : Silurien Argilo- Gréseux

SB : Séquence de Bondarie

Sg : saturation en gaz.

So : saturation en huile

Stb : Sub-tidal sand bar.

Stc : Sub-tidal channel

Sts M : Sub-tidal médiale.

Sts : Sub-tidal

Sts.D : Sub-tidal distal.

SU : Discontinuité subaérienne (Subaerial Uniconformity).

Sw : saturation en eau [%].

TAC : Trias Argilo Carbonater

TAGI : Trias Argilo- Gréseux inférieur

TAGS : Trias Argilo- Gréseux supérieur

TSE : La surface de ravinement transgressive (Transgressive Surface of Erosion)

TST : Transgressive system tract (Un intervalle transgressif)

u : Le paramétré de forme des pores.

Vcl : Volume d'argile.

Vf : volume de fluide.

Vg : volume du gaz

Vo : volume de l'huile.

Vp : volume des pores.

Vp : volume poreux disponible pour les fluides

Vp : volume des pores.

Vs : volume des solides.

Vsh : volume d'argile

Vt : volume total

ΔP : la chute de la pression à travers toute la longueur de l'échantillon

ΔT_f : temps de l'onde sismique dans le fluide.

ΔT_{lu} : temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés

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

μ : viscosité du fluide.

μ : viscosité.

Φ : porosité [%].

Φ_{cl} : densité propre à l'argile.

Φ_e : Porosité effective

Φ_t : Porosité totale

Φ_u : Porosité restante

ρ : Densité du fluide.

Φ : La porosité

Φ_D : Porosité donnée par les outils de densité.

Φ_{Dsh} : Porosité densité des argiles.

ρ_f : Densité de fluide.

Φ_m : débit massique.

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

Φ_{nsh} : porosité neutron lue en face des argiles.

Φ_{ssh} : porosité sonique de l'argile.

ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).

a : constante de la formule d'Archie.

A : section transversale

CC : La surface de conformités corrélative (Correlative Conformity)

CNL : Compensated Neutron Log

DT : Registre sonique.

FDL : Formation description log.

FSST : Falling-stage system tract

GR : Diagraphies de Gamma Ray naturelle

h : épaisseur.

HCS : Stratification en mamelons.

Hs : Hémiplogiques

HST : Highstand system tract (Un prisme de haut niveau marin)

k : perméabilité.

K : Perméabilité

L : longueur (cm).

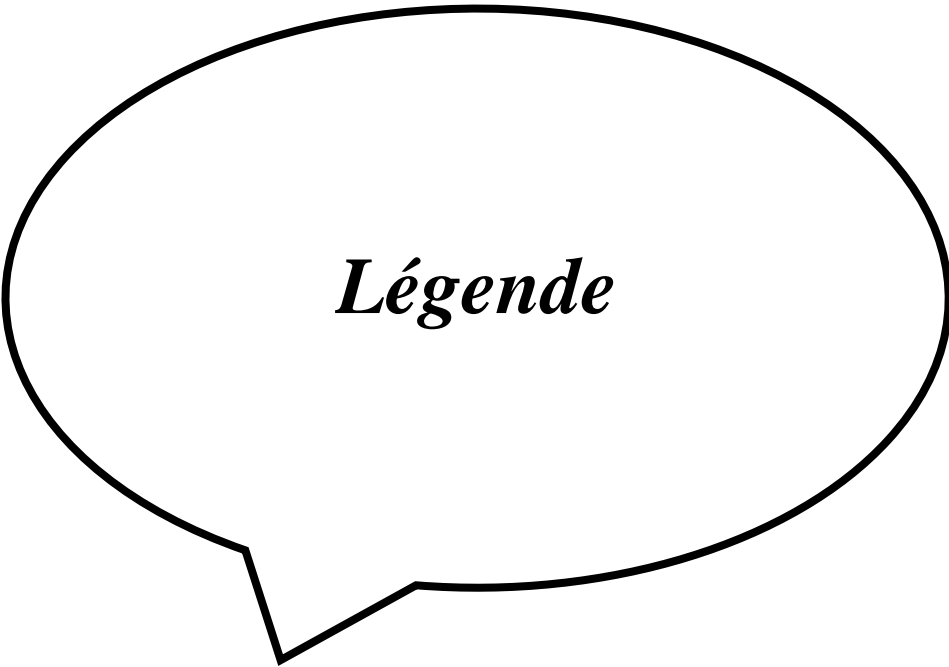
LST : Lowstand system tract

m : facteur de cimentation

MFS : Maximum flooding inondation (la surface d'inondation maximale)



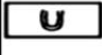

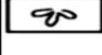
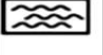

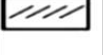


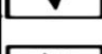
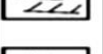
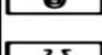
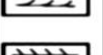
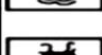
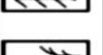

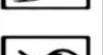
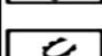
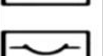



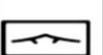
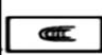
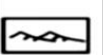
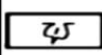
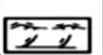

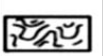
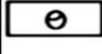
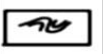

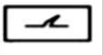
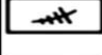
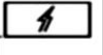
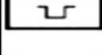
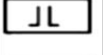
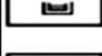
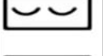
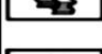
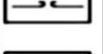
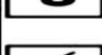
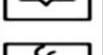
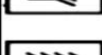
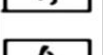
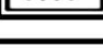
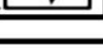


MRS : Surface de régression maximum (Maximum Regressive Surface)

n : exposante de saturation.








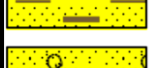




Légende

Légende

Terriers _ Anconichnus.....		Massive.....	
Terriers _ Arenicolites.....		Laminassions horizontale planaire.....	
Terriers _ Asterosoma.....		Laminassions indistinct.....	
Terriers _ Chondrite.....		Stratification croisée_ angle élevé.....	
Terriers _ Conichnus.....		Stratification croisée_ angle faible.....	
Terriers _ Cylindrichnus.....		Stratification croisée_ tabulaire planaire.....	
Terriers _ Diplocraterion.....		Stratification croisée_ jeux asymptotiques.....	
Terriers _ Gyrochorte.....		Stratification croisée_ herringbon, bidirectionnel.....	
Terriers _ Macaronichnus.....		Stratification croisée_ chenal.....	
Terriers _ Monocraterion.....		Stratification croisée_ hummocky, swaley.....	
Terriers _ Ophiomorpha.....		Surface creusée.....	
Terriers _ Palaeophycus.....		Laminassions croisée d'ondulation- courant...	
Terriers _ Planolites.....		Laminassions croisée d'ondulation- vague.....	
Terriers _ Rhizocorallium.....		Laminassions croisée d'ondulation- escalade.	
Terriers _ Rosselia.....		Rideaux de boue.....	
Terriers _ Skolithos.....		Laminassions convolutes.....	
Terriers _ Siphonichus indifférent.		Slump.....	
Terriers _ Siphonichus robust.....		Structure en forme de flamme.....	
Terriers _ Siphonichus fine.....		Dyke de sable.....	
Terriers _ Braugueria.....		Tube d'échappement d'eau.....	
Terriers _ Teichichnus.....		Structure en cuvette.....	
Terriers _ Teichichnis a zig zag.....		Rupture de laminassions.....	
Terriers _ Terebellina.....		Dessiccation_ fissuration de la synérèse.....	
Terriers _ Thalassinoides.....		Marbrure_ écoulement de fluide induit.....	
Terriers _ Zoophycos.....		Marbrure_ indifférencié, couleur.....	

Légende :

Argile.....	
Argile avec de fines lames de grès.....	
Siltes argileuse avec de fines lames de grès.....	
Siltes.....	
Grès silteuse.....	
Grès très argileuses.....	
Grès avec des séparations de boue.....	
Grès silteuse.....	
Grès cimenté au quartz.....	
Grès.....	



*Introduction et
problématique*

Introduction et Problématique

La plate-forme saharienne est compartimenté en plusieurs bassins sédimentaires modelés dès le Paléozoïque qui l'on répartit en 3 provinces :

- Province occidentale.
- Province oriental.
- Province triasique.

Ces bassins recèlent tous des hydrocarbures avec un niveau d'exploration variable. Parmi les plus explorés figure le bassin de Berkine qui constitue l'un des plus grands champs en Algérie.

Durant ces dernières décennies la SONATRACH cherche à mieux connaître et développer sa production en hydrocarbures. A ce titre elle s'engage sur de nouveaux axes d'exploration pour s'ouvrir de nouveaux horizons. C'est ainsi que plusieurs études ont été entreprises sur le bassin de Berkine, dont on essaie de mieux comprendre d'avantage les qualités de ses réservoirs pour une meilleure estimation de leurs capacités. Et parmi ces réservoirs l'intérêt est particulièrement porté sur les séries du Silurien Argileux Gréseux (SAG) de la région de TAOUIL.

Le SAG se caractérise par une grande complexité qui se résume entre autres en une extension mal connue de ses différentes unités, une continuité des corps gréseux non maîtrisée et son évaluation diagraphique reste assez difficile vu les phénomènes de basse résistivités qui pourraient se manifester.

Et dans ce cadre que s'inscrit le travail du présent mémoire, qui à partir des puits réalisés dans les séries du SAG, vise à mettre en œuvre un découpage et une analyse séquentielle sur la base d'enregistrements diagraphiques et de l'analyse de carottes.

L'objectif est donc d'identifier les milieux de dépôts par une définition des cortèges et des paraséquences pour enfin établir l'évolution spatiale des unités ainsi qu'une évaluation des paramètres pétro-physiques éléments clés des estimations des volumes d'hydrocarbures initialement en place, en s'appuyant sur une analyse détaillée des diagraphies, des corrélations lithologiques et un découpage séquentiel. Les outils informatiques utilisés pour le traitement des données sont majoritairement PETREL de Schlumberger et d'autres logiciels graphiques comme Illustrator.



Chapitre I

I. 1. Introduction :

Le bassin de Berkine (Ghadamès) fait partie des bassins les plus prospectifs 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

I. 1.1. Situation géographique du bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine est localisé dans l'Erg oriental du Sahara algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10°Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde el Baghel, et Rhourde Nouss (Fig.01). Il s'étend sur trois pays, la partie occidentale est située en Algérie, la partie orientale en Libye et le Sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.

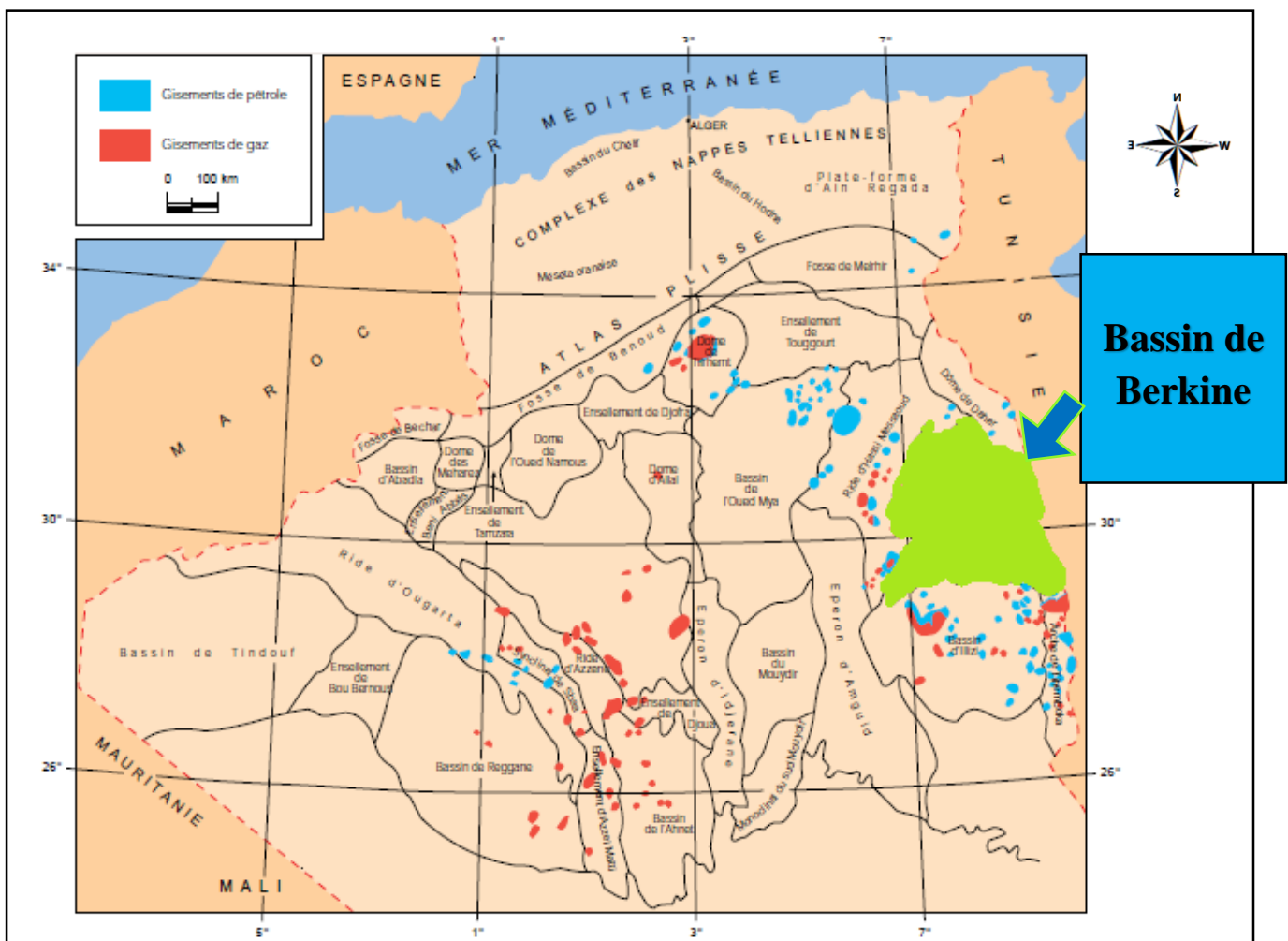


Figure 01 : Situation géographique du Bassin de Berkine (WEC 2005)

I. 1.2. Contexte géologique du bassin de Berkine :

Du point de vue géologique le Bassin de Berkine est de type cratonique. Il se situe dans la partie Nord Est de la plate-forme saharienne (Fig.02), il est défini comme étant un bassin de plate-forme à substratum infracambrien. Ce socle que l'on peut rencontrer à une profondeur (cote absolue) de 7000 m est constitué de roches cristallines, métamorphiques et volcaniques.

Au-dessus du socle, repose en discordance une série sédimentaire comprenant des termes, allant du Cambrien à l'actuel.

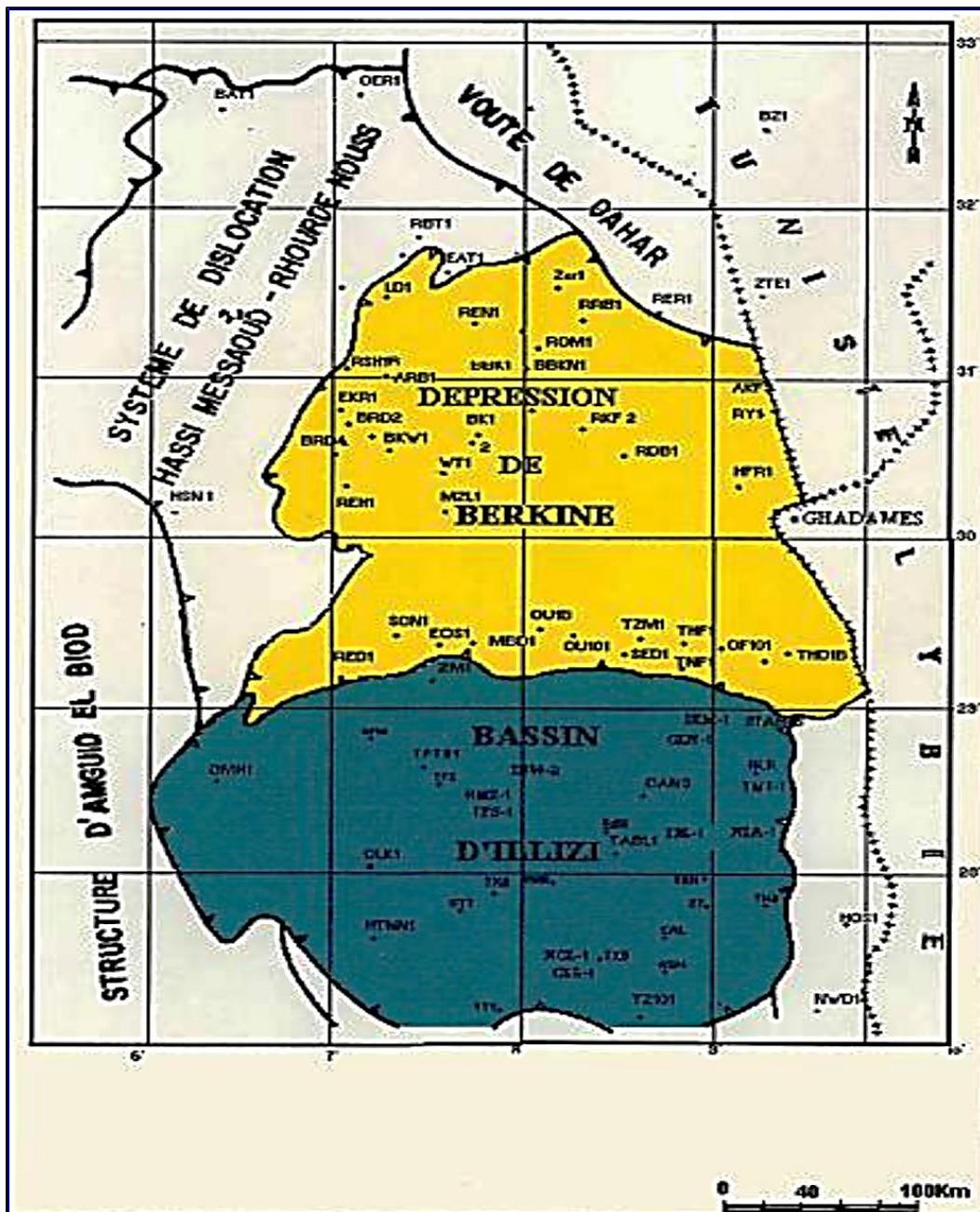


Figure 02 : Carte de situation géologique du bassin de Berkine (SONATRACH, 2003)

I. 2. Historique de l'exploration dans le bassin de Berkine :

Plusieurs sociétés pétrolières ont réalisé de nombreux travaux géologiques sur la plateforme saharienne et principalement dans la région de Berkine Ouest, mais la SONATRACH reste le principal opérateur.

Les activités d'exploration dans ce bassin ont été entamées vers la fin des années 1950, en commençant par la découverte du gaz et du condensat en 1958 dans les quartzites de Hamra (Ordovicien) et les réservoirs triasiques.

Ensuite, ce fut la découverte d'huile en 1967 dans le bassin de Berkine et exactement dans la région d'El Borma, suivie par celle de Wadi El Teh en 1976, et de Rhourd El Roumi en 1987.

Au début des années 1990, ces sociétés ont accéléré les recherches dans le bassin de Berkine. C'est ainsi que plus de 350 puits ont été forés ayant pour résultat la découverte d'un nombre important de gisements d'huile et de gaz.

La progression de la technologie et l'acquisition de nouveaux outils, ont aidé à détecter et évaluer de nouveaux pièges subtils d'hydrocarbures dans les formations Siluriennes, communément appelée dans le jargon pétrolier du Silurien argilo gréseux (SAG).

I. 3. Géologie régionale et locale :

I. 3.1. Géologie régionale :

I. 3.1.1. La stratigraphie du bassin de Berkine : A la suite de Malla. A, et al, (2016)

Le remplissage sédimentaire du bassin de Berkine (Fig.03) 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. (Boudjema, 1987).

- **Le socle** : il est composé de roches précambriennes sur laquelle reposent en discordance les formations du paléozoïque.
- **Le Paléozoïque** :

La série paléozoïque repose en discordance sur le socle précambrien, et débute au Cambrien et se termine au Carbonifère.

- **Le Cambrien** :

Correspond à la formation des grès de Hassi Messaoud montrant trois termes, à granoclassement décroissant. Il débute à la base par des grès grossiers conglomératiques, mal classés, feldspathiques et argileux, cette sédimentation est de type deltaïque. Cette série est surmontée de grès à grains moyens à grossiers, mal classés, très argileux à nombreuses passées d'argiles. La série se termine par des grès à grains fins à grossiers, anisométriques, quartzitique avec des intercalations d'argiles. Selon

Le Cambro-Ordovicien :

Le passage du Cambrien à l'Ordovicien est marqué par une zone de transition appelée « Cambro-Ordovicien » qui est composée de deux ensembles. Un ensemble basal constitué d'une alternance de grès fins à moyens admettant des passées d'argiles et de silts à Glauconites et des tigillites et un ensemble sommital constitué d'une alternance d'argiles, de Silts et de grès fins à glauconites appelée zone des alternances.

- **L'Ordovicien** :

Il est essentiellement détritique, épais d'environ 250m il est subdivisé en 8 :

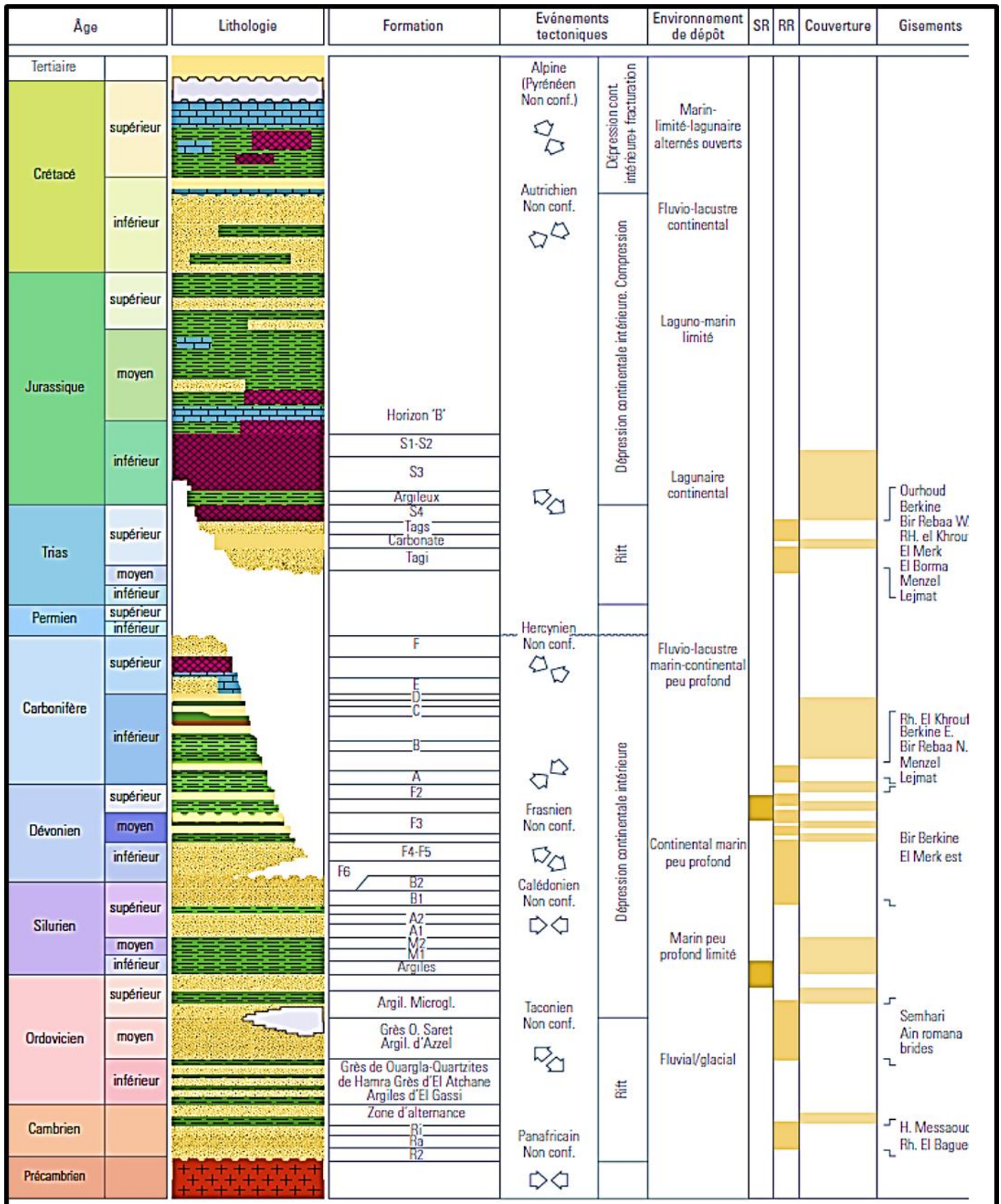


Figure 03 : Colonne stratigraphique du Bassin de Berkine (WEC 2007)

- Les grès de Ramade constitués à la base de grès quartzitiques et de fines passées d'argiles surmontés par des grès quartzitiques de la dalle de M'Kratta.
- Les grès d'El Atchane et parfois des conglomérats contenant des graptolithes du milieu marin profond.
- Les argiles noires silteuses et microconglomératiques à galets de quartz, d'origine marin profond.
- Les grès d'Oued Saret à grains fins à moyens pouvant être quartzitiques, argileux dolomitiques ou micacés et admettant des intercalations d'argiles.
- Les argiles noires d'Azzel, micacées.
- Les grès quartzitiques d'Ouargla à grains fins à moyens.
- Les grès quartzitiques compacts de Hamra.

- **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.

- **Le Dévonien :**

Il est érodé sur une grande partie du bassin de Berkine, excepté au Nord-Ouest du bassin où il est préservé entièrement. Reposant parfois sur le Silurien en discordance, le Dévonien correspond à une série clastique d'épaisseur comprise entre 200 et 700 m. Il est composé de dépôts marins organisés selon trois ensembles :

- 1- **Dévonien inférieur :** constitué d'argiles gréseuses.
- 2- **Dévonien moyen :** représenté par une série argilo-carbonatée constituée d'argiles grises indurées, de marnes et de quelques passées gréseuses.
- 3- **Dévonien supérieur :** formé d'argiles grises, noires à brunes foncées et d'intercalations de calcaires argilo-gréseux.

- **Le Carbonifère :**

Il est formé de calcaires et d'alternances de grès clairs et d'argiles traduisant une évolution d'un milieu lagunaire à continental. L'épaisseur du Carbonifère varie de 900 m à 1050 m.

• **Le Mésozoïque :**

La série mésozoïque est composée des dépôts essentiellement continentaux et caractérisée par une grande variété de faciès. Elle débute au Trias et se termine au Crétacé supérieur.

- **Le Trias :**

Il est constitué par des sédiments continentaux clastiques, d'une épaisseur qui peut atteindre 300 m. Il est subdivisé en des formations suivant :

- **Trias Argilo Carbonaté (TAC) :** Il est constitué d'argile brun rouge, rarement grise verte à éléments fins à moyen devenant grossier vers le bas avec d'intercalation d'argile gris vert et brunâtre indurée, siliceuse et feuilletée.

- **Trias Argilo- Gréseux inférieur (TAGI) :** Il est constitué de grès gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier subarrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux, localement pyriteux, friables à moyennement consolidé avec intercalations d'argile brun rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse.

- **Trias Argilo- Gréseux supérieur (TAGS) :** Il est constitué de grès gris blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée, silteuse.

- **Jurassique :**

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.

- **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. Cet ensemble est surmonté d'argiles siliceuses tendres admettant des intercalations de silts bruns argileux, de grès à grains très fins, argileux et des passées de calcaires argileux.

- **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 passées d'anhydrites blanches.

- **Crétacé :**

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

- **Le Barrémien :**

Est composé de grès blancs à gris clairs, fins à grossiers à intercalations d'argiles brunes rouges à gris vertes, sableuses et carbonatées.

- **L'Aptien :**

Est constitué de calcaires blancs micro-cristallins, argileux montrant des passées de dolomies et d'argiles gris vertes-carbonatés.

- **L'Albien :**

Comprend des grès gris à blancs fins à moyens, parfois grossiers argileux peu consolidés.

- **Le Cénomaniens :**

Est composé d'une alternance d'argiles gris-vertes, de sels blancs et des calcaires blancs.

- **Le Turonien :**

Est constitué de calcaires blancs, gris et argileux à intercalations de marnes.

- **Le Sénonien :**

Comprend des sels massifs à intercalations d'argiles et d'alternances de calcaires parfois dolomitiques, blancs à beiges, de dolomies gris-calcaires à beiges et d'anhydrites blanches (Boudjema. A, 1987).

- **Le Cénozoïque :**

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

I. 3.1.2. Cadre structural du Bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine est classé comme un bassin intra-cratonique, où la déformation se propage sur de vastes surfaces, il est caractérisé par l'opposition très nette entre deux domaines dont le style structural est celui d'une tectonique de socle qui sont :

- **Un domaine ouest :** fortement structuré avec des rejets importants (> 500 m) et des fermetures structurales appréciables atteignant les 900 m (exemples de Rhourde Nous).
- **Un domaine central :** faiblement structuré avec une remontée en monoclinale prononcée vers le Sud.

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 :

- **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.
- **L'orogénèse taconique :** il s'agit d'un mouvement compressif, ressenti le long des accidents subméridiens accompagnés de soulèvements régionaux, en particulier Reguibat

et Touareg. Ces soulèvements ont été suivis d'une érosion atteignant parfois l'Ordovicien inférieur.

- **L'orogénèse calédonienne** : est une phase compressive, elle est à l'origine du passage brutal du milieu marin à l'installation d'un milieu plus continental, prédominé par un faciès gréseux.
- **L'orogénèse Hercynienne** : c'est l'événement majeur qui termine le cycle sédimentaire du paléozoïque, deux directions de serrage majeur se sont manifesté, 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 correspond 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 sous l'effet de cette phase, ce qui a engendré une érosion intense au Nord-Ouest et la préservation Sud-Est.
- **L'orogénèse de Rifting** Trias-Jurassique : à cause d'importantes variations d'épaisseur de part et d'autre des failles Nord-Est /Sud-Ouest.
- **L'orogénèse Autrichienne** : elle est caractérisée par des mouvements compressifs (Est/Ouest) elle est à l'origine de la plupart 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
- **L'orogénèse Alpine** : son effet s'est surtout traduit par des réajustements et des inversions structurales sur les accidents Nord-Est/Sud-Ouest.

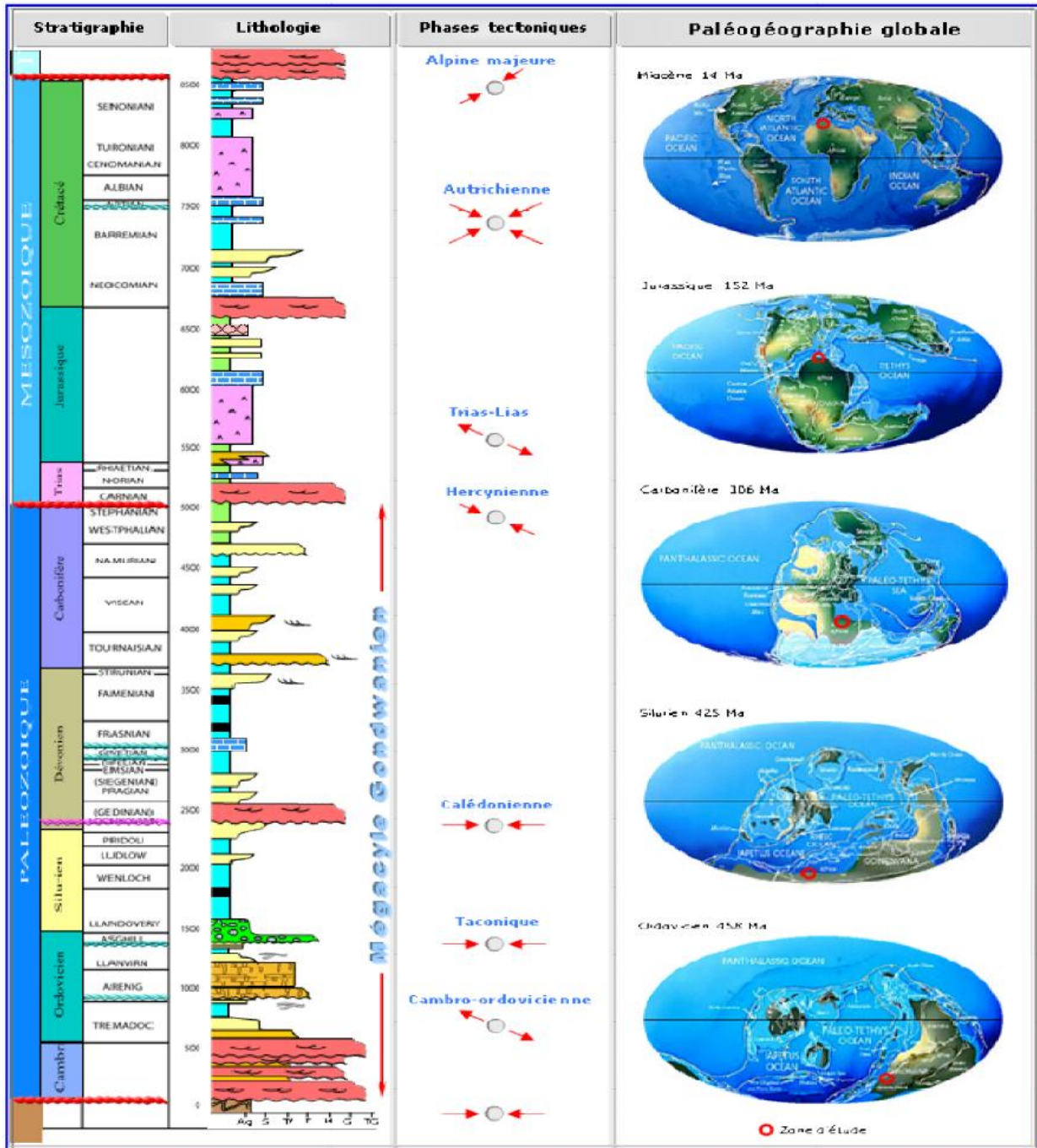


Figure 04 : Coupe synthétique du Bassin de Berkine
GHENIMASMA Fethia, 2012– modifié)

I. 3.2. Géologie locale :

I. 3.2.1. Situation géographique du secteur étudié :

La région de Taouil qui constitue la zone étudiée est localisée dans la partie Sud-Est du domaine minier algérien, avec une représentation géologique semblable à celle du bassin de Berkine (Fig.05).

Elle recouvre principalement la partie ouest du bassin Berkine, située dans la partie orientale du grand Sahara algérien.

Elle couvre une superficie d'environ 120 000 km², incluse dans un polygone délimité par les latitudes 29° N et 31° N, et les longitudes 6°, 00 E et 10°, 00 E.

En gros, la région de Taouil s'étale entre les latitudes 30° 00'N et 30° 30'N, et longitudes 06°45'E et 07° 15'E.

L'accès à cette région est très difficile vu qu'elle se noie sous la couverture dunaire épaisse du grand Erg oriental.

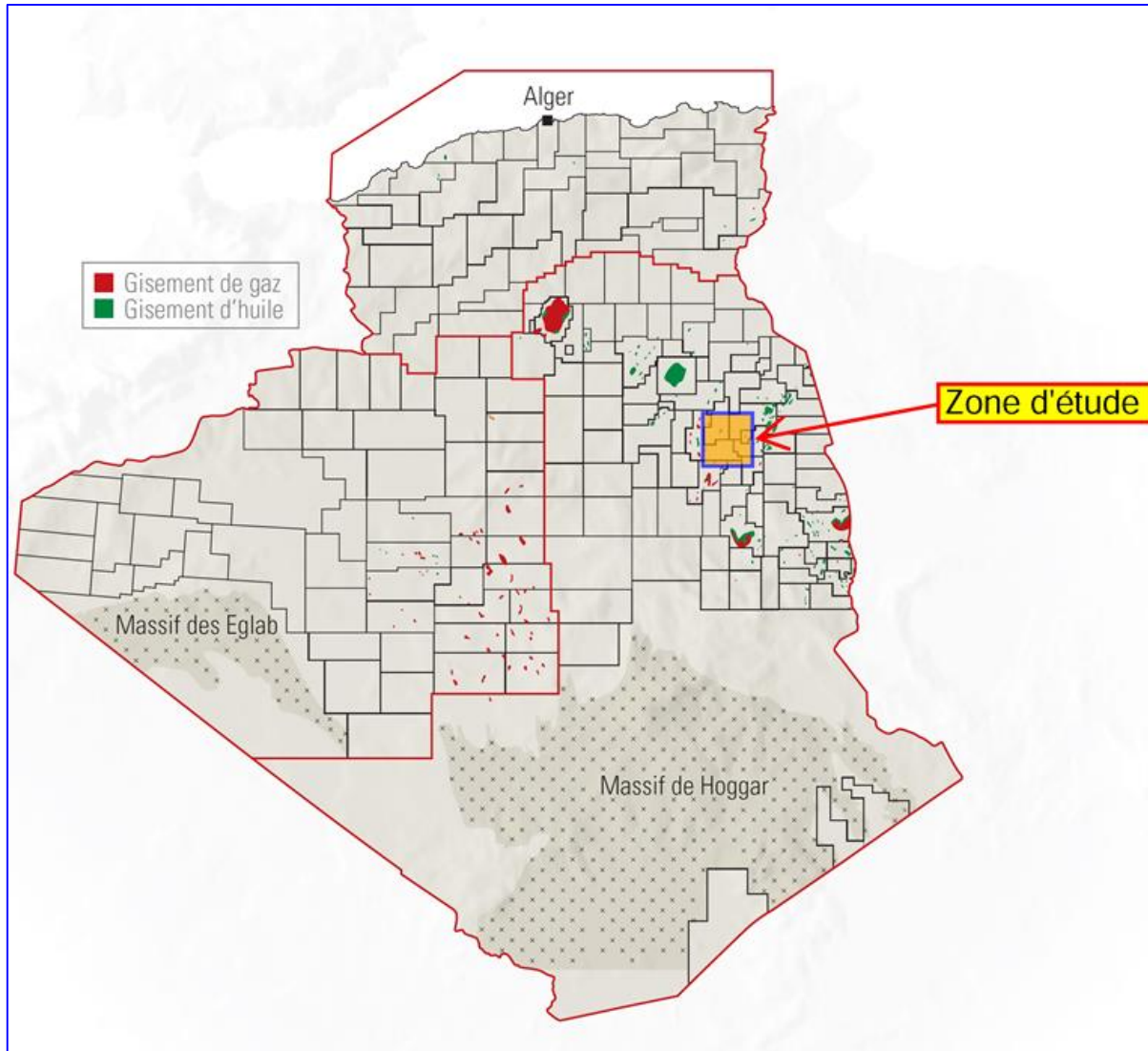


Figure 05 : Situation de la zone d'étude sur la carte du domaine minier algérien.
(Document SONATRACH, 2012).

I.3.2.2. Situation géologique du secteur étudié :

La région de Taouil est située dans la partie Est de la province Sud- Est triasique (Fig.06).

Elle a été le siège de mouvements tectoniques polyphasés ayant généré des trends structuraux, essentiellement d'orientation Nord-Est, Sud-Ouest, Est-Ouest et Nord-Sud, analogues à ceux qui caractérisent tout le bassin Berkine.

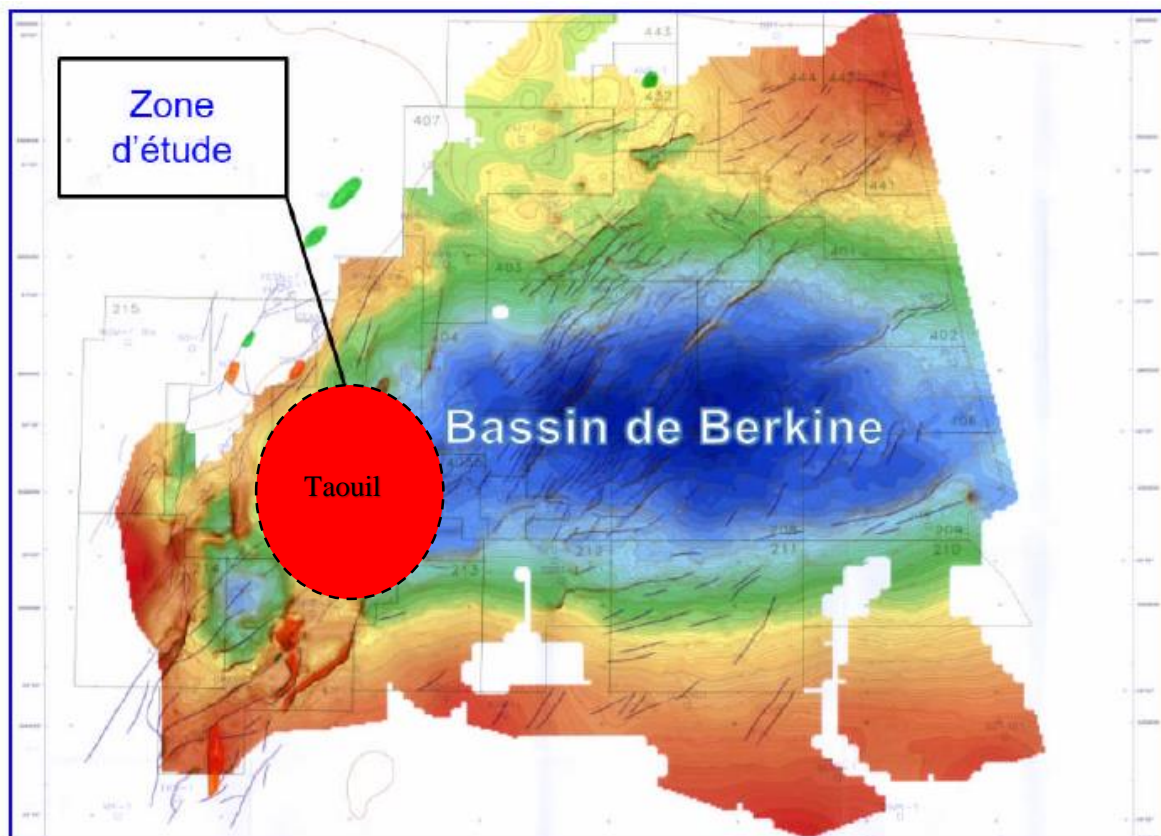


Figure 06 : Localisation de la zone d'étude dans le bassin de Berkine
(Document Sonatrach, 2012)

I.3.2.3. Aspect structural du secteur étudié :

L'aspect structural du secteur étudié est essentiellement configuré par plusieurs mouvements tectoniques régionaux importants qui sont les suivants :

-Les mouvements hercyniens : caractérisés par deux phases de compression majeure :

- La première phase : la contrainte principale est orientée N 40° d'âge Viséen.
- La deuxième : dite aussi proximale est d'âge post-Namurien, orientée suivant la direction N 120°. Elle a engendré la plupart des structures majeures de la plate-forme saharienne.

Elle se manifeste par l'érosion graduelle des termes supérieurs du paléozoïque à l'échelle du bassin de Berkine. Sur la zone des brides ouest, les mouvements hercyniens ont engendré des reliefs résiduels qui ont un impact sur la distribution des zones post-Trias.

-la phase distensive Trias-Lias : en rapport avec l'ouverture de l'atlantique Nord –Est responsable de la création des failles NE-SW, du basculement des blocs et des variations importantes d'épaisseurs des formations triasiques et liasiques.

-les mouvements autrichiens : ayant un régime de contraintes compressives de direction Est-Ouest, ce sont les mouvements clé dans cette région. Ils sont responsables des pièges sur les principaux gisements, ainsi que de la dismigration, et de la destruction de certains pièges hercyniens et notamment sur les régions occidentales.

-Enfin, le mouvement tectonique Alpin/Atlasique d'âge Tertiaire, ayant des contraintes de direction NW-SE de types transpressifs qui ont essentiellement contribué au remodelage des grandes structures existantes de certaines régions à l'image des structures de Brides et de Taouil (Hamzaoui. D, et Hassaim. M, 2017).

I. 4. Intérêt pétrolier :

I. 4.1. Introduction :

La géologie du pétrole ou des hydrocarbures est un terme utilisé pour désigner l'ensemble des disciplines géologiques qui sont appliquées spécifiquement à la recherche d'hydrocarbures (exploration pétrolière). Elle porte principalement sur l'évaluation de sept éléments clés dans les bassins sédimentaires (Origine, réservoir, couverture, pièges, timing, maturation, migration).

Un système pétrolier est un système géologique qui englobe les roches mères et tout ce qui peut être en relation avec les hydrocarbures. Il inclut toutes les structures et processus géologiques essentiels à une éventuelle accumulation d'hydrocarbures.

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

Afin d'emmagasiner les hydrocarbures dans des pièges structuraux et/ou stratigraphiques, il est nécessaire d'avoir des processus d'expulsion, migration secondaire et d'accumulation.

En ce qui concerne le bassin de Berkine, les éléments qui définissent un système pétrolier se présentent ainsi :

I. 4.2. La roche mère :

Dans le bassin de Berkine il existe 2 principaux niveaux de roche mère : Silurien argileux et Dévonien supérieur.

-Le Silurien : le silurien argileux est présent presque sur la totalité du bassin sauf en bordures Ouest et Nord où il a été érodé durant la phase Hercynienne.

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

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

I. 4.3. La roche réservoir :

Est une formation du sous-sol poreuse et perméable renferme une accumulation naturelle d'hydrocarbures limitée au-dessus par une barrière de roche imperméable. Ses caractères sont les suivants :

- Porosité et perméabilité.
- Accumulation naturel d'hydrocarbures avec un régime de pression naturelle.
- Couverture ou fermeture.

Il s'agit des grès, sables, carbonates, dolomites ou des roches fracturées. La porosité des roches réservoirs est comprise en général entre 5 à 30% du volume total de la roche.

- I. 4.4. La roche couverture** : est une roche imperméable qui se trouve au-dessus ou forment une fermeture qui empêche les hydrocarbures contenue réservoir d'aller loin se sont des roches argileuses, peuvent être évaporitique : sel, hydrate.

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

- **La Migration :**

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

I. 4.5. Les pièges pétroliers :

Les pièges pétroliers sont des structures géologiques qui emmagasinent les hydrocarbures. Ils sont diversifiés et on distingue les types suivants (Fig.7) :

A) Pièges de type anticlinaux :

Une situation commune et recherchée, c'est le piège au sommet de plis anticlinaux où alternent roches perméables et roches imperméables. Les fluides se déplacent, des points de plus forte pression aux points de plus faible pression, c'est-à-dire de bas en haut (flèches rouges). Ces fluides sont un mélange d'eau et de gouttelettes d'huile et de gaz. A cause de la barrière à la migration que forme la couche imperméable, les fluides s'accumulent dans la partie haute du pli. Il se fait une séparation des phases selon leurs densités respectives. Le gaz occupera la partie la plus haute, suivi de l'huile puis de l'eau.

B) Pièges de type faille :

Une autre situation propice à la formation d'un piège est offerte lorsque les fluides circulant dans une couche perméable sont coincés sous des couches imperméables dans un biseau formé par le déplacement des couches à la faveur d'une faille.

Ces deux types de pièges sont dits pièges structuraux

C) Pièges de type stratigraphiques :

Des lentilles de roches ou de sédiments très perméables contenus dans des couches imperméables peuvent aussi servir de pièges (partie inférieure droite du piège structural C). Par exemple, c'est la situation du delta du Mississippi où les sédiments imperméables boueux, riches en matières organiques à l'origine, servent de roche mère et les lentilles du sable, de réservoirs. Les discordances angulaires, lorsqu'elles sont recouvertes par des couches imperméables, offrent aussi une situation intéressante (partie supérieure droite du piège stratigraphique C).

D) Pièges associés à un diapir :

Il y a aussi des pièges qui sont associés aux dômes de sel (pièges mixtes D). Lorsque les diapirs de sel se sont mis en place, ils ont repoussé les couches et créé des biseaux qui sont scellés par les couches imperméables et par le sel lui-même qui est imperméable.

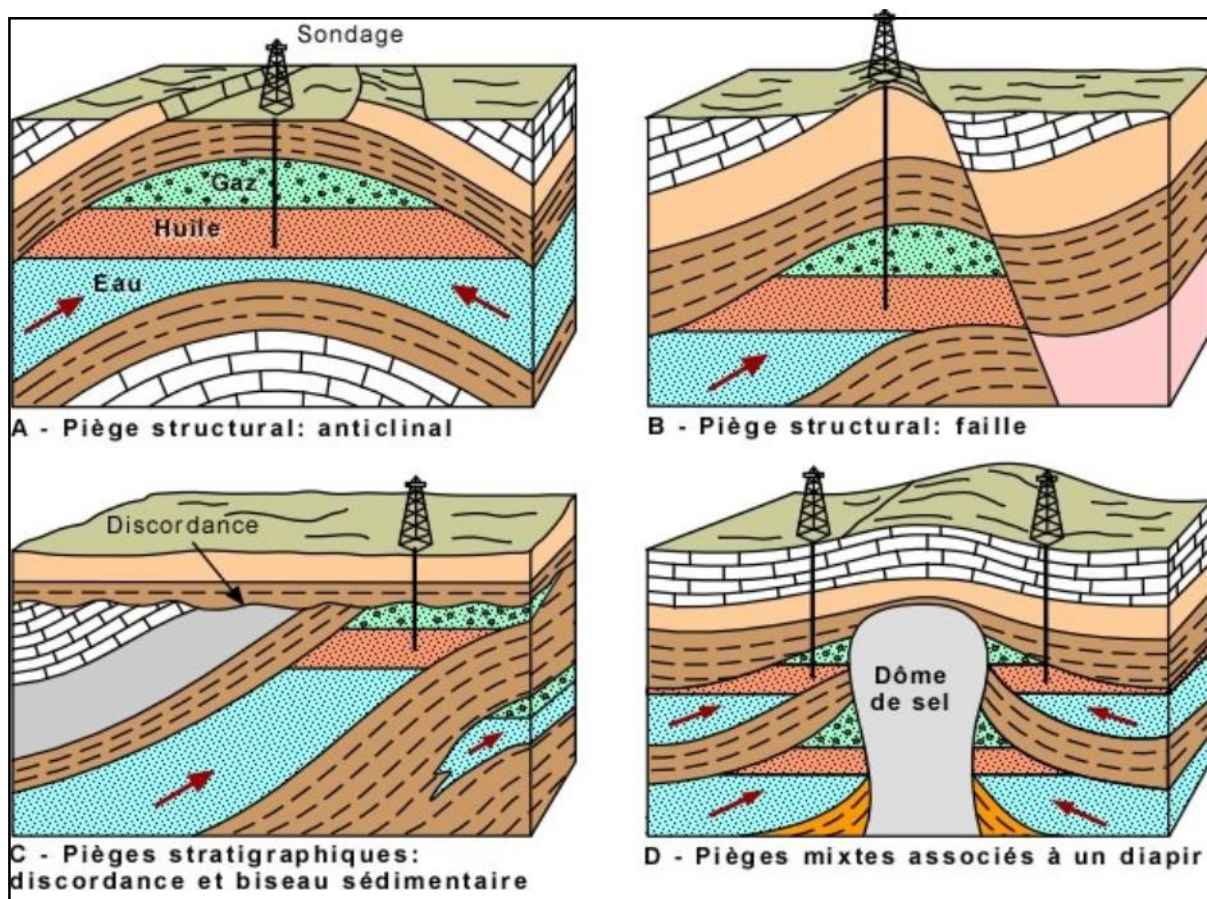


Figure 07 : Types de pièges. (A) Piège structural de type anticlinal, (B) Piège structural par faille, (C) Piège stratigraphique par lentille sableuse et biseau sous discordances. (D) Piège mixte lié à un dôme de sel.

- Dans le Bassin de Berkine les pièges stratigraphiques les plus représentatifs sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère.

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

Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie Nord-Ouest du bassin où le Dévonien inférieur est biseauté sous les roches éruptives ou sous le Trias.

En outre, les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures (Mohdjoubi. A et Mouane. A, 2016).

Dans le (SAG) le piégeage des hydrocarbures est essentiellement de type stratigraphique, pour les unités du Silurien F6.



Chapitre II

II. 1. Introduction :

Les méthodes de diagraphie sont des techniques géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage. Elles permettent l'enregistrement en continu des variations des paramètres physiques et pétrophysiques en fonction de la profondeur.

Hormis la méthode du Gamma-Ray (GR) qui sera développée en détail, nous nous contenterons d'énumérer les méthodes de diagraphies les plus utilisées et les plus courantes utilisées dans le domaine pétrolier. Les enregistrements diagraphies exécutés dans différents puits servent à établir des profils de corrélations entre puits.

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

II. 2. Diagraphies :

L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de la sonde dans le puits (ouvert ou tubé) et on distingue dans ce cas deux types de diagraphies :

- Les diagraphies instantanées, qui sont réalisées pendant le forage.
- Les diagraphies différées, qui sont réalisées à la fin du forage.

Elles rendent aussi possible les corrélations de puits à puits, donc le suivi des horizons lithologiques entre les sondages, et fournissent une image en trois dimensions des structures géologiques. C'est pourquoi elles revêtent une importance qu'on ne peut plus ignorer de nos jours pour une synthèse géologique élaborée.

Les diagraphies traduisent en effet un état de fait qu'on ne peut changer. Elles établissent en quelque sorte un constat incontournable. Elles sont donc la signature propre des formations traversées par le forage.

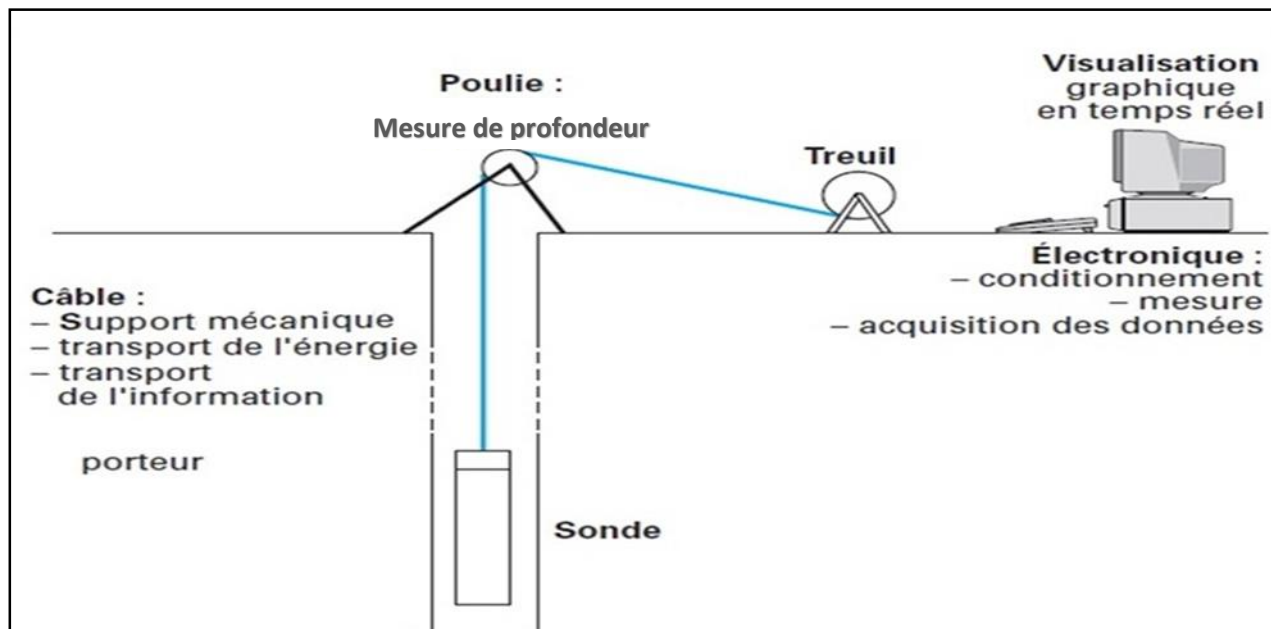


Figure 08 : Schéma général d'un équipement de diagraphie. (R. Lagabrielle, 2013)

- Parmi toute la diversité des méthodes diagraphiques on a exploité dans cette étude les mesures :
 - Des diagraphies nucléaires.
 - Des diagraphies acoustiques.
 - Des diagraphies auxiliaires.

II. 2.1. Les diagraphies nucléaires :

Les diagraphies nucléaires 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.

Les plus couramment utilisés sont :

- Le log gamma ray naturel.
- Le log gamma-gamma (densité).
- Le log de neutrons.

II. 2.1.1. Diagraphies de Gamma Ray naturelle (GR) :

Les rayonnements gamma naturels sont des photons de haute énergie émis par des éléments radioactifs présents dans les roches suite à la désintégration de leurs noyaux atomiques. Il faut savoir que toutes les roches peuvent à priori être radioactives du fait de la dissémination très générale de ces éléments.

Les seuls éléments radioactifs ayant une concentration notable dans les matériaux naturels sont :

- Le Potassium. $^{40}_{19}K$
- L'Uranium. $^{238}_{92}U$
- Le Thorium. $^{232}_{90}Th$

Dans les roches sédimentaires, l'activité gamma varie généralement de **0 à 200 API**.

➤ Application des diagraphies gamma naturelles :

- Apporter des informations qui aident à l'interprétation lithologique.
- Permet d'estimer le pourcentage d'argile dans les formations sableuses.
- Sert pour la corrélation de l'enregistrement d'autres types de diagraphie.
- Le GR est utilisé dans la corrélation entre sondages.

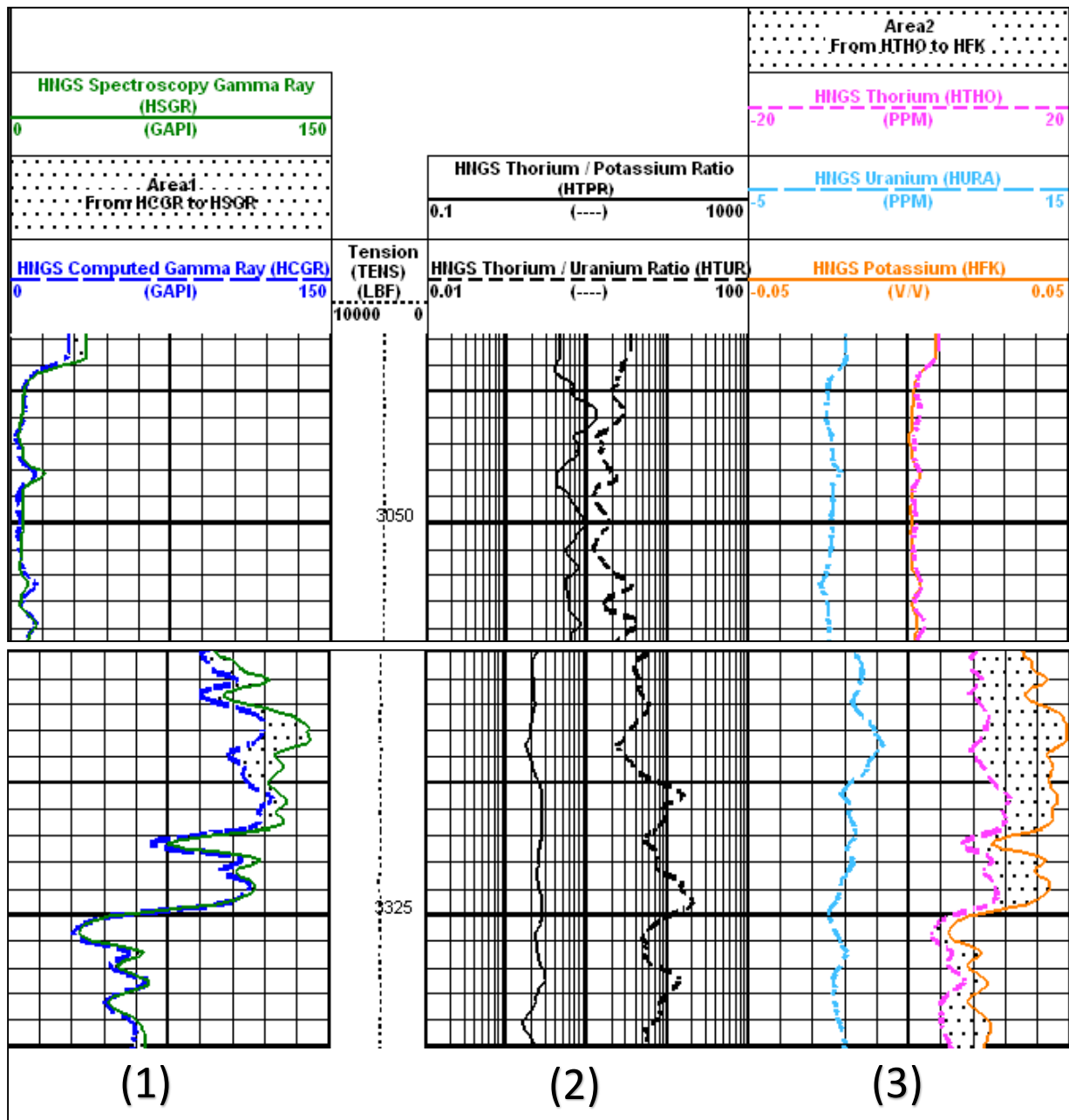


Figure 09 : Exemples d'enregistrement de (1) gamma-ray global, (2) de rapports Th/Potassium et Th/Uranium et (3) des radioactivités séparés Th, K, U.

II. 2.1.2 Diagraphies de densité (Gamma-Gamma) :

C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives pour l'émission des rayons Gamma.

➤ **Principe :**

Les formations sont soumises à un bombardement de rayons gamma produite par une source radioactive fixée au bas de la sonde. L'isotope Césium (^{137}Cs) est l'élément radioactif le plus utilisé comme source. Les sondes contiennent en général deux ou plusieurs détecteurs de rayonnements gamma, espacés de quelques centimètres de la source.

Les photons gammas émis entrent en collision avec les électrons de la matière. A chaque collision, l'énergie du faisceau incident est atténuée, cette atténuation résulte de trois phénomènes distincts résultant de l'interaction des rayons gamma avec des atomes de la roche comme il est expliqué sur **la figure 11** :

- (1) Par effet photoélectrique.
- (2) Par effet de Compton.
- (3) Par effet de production de pair (e^- , e^+) selon l'énergie du rayon incident.

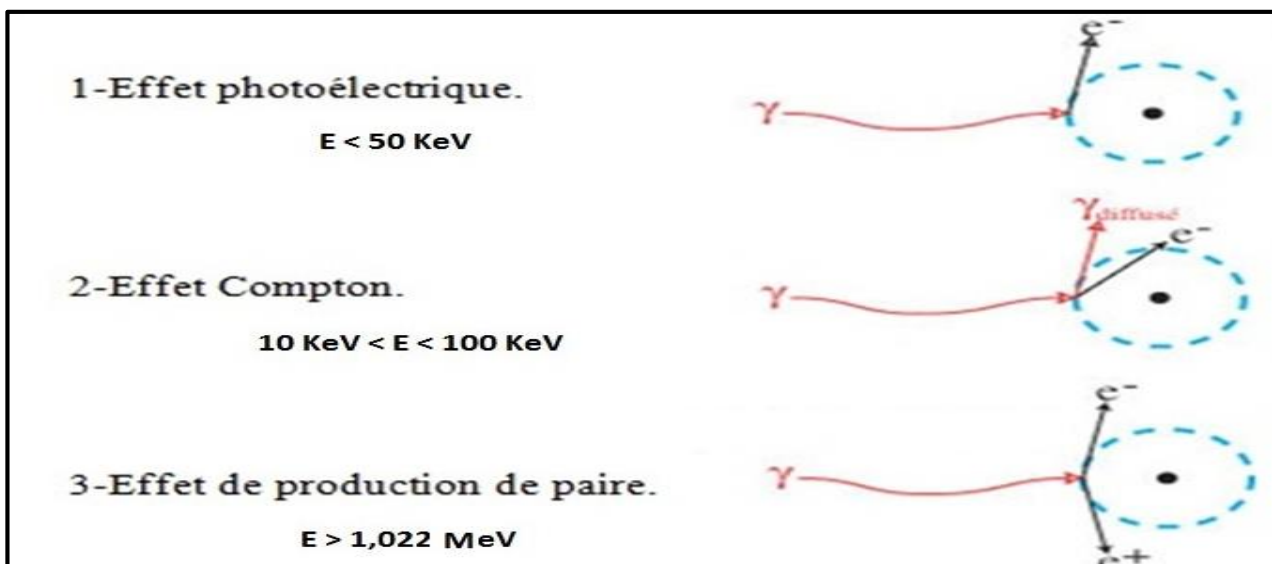


Figure 10 : Schéma des effets d'atténuation.

C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique de faible énergie qui intéressent les diagraphies de densité en mesurant le coefficient d'absorption photoélectrique.

Le nombre de photons diffusés retournant au détecteur dépendra du nombre d'électrons orbitaux présents et de l'énergie de la source. La réponse de l'outil est donc déterminée essentiellement par la densité électronique qui est partiellement proportionnelle à la masse atomique.

Il est donc justifié de considérer que la densité électronique que l'on mesure est proportionnelle à la densité de la formation, qui elle dépend de la densité de la matrice, de la porosité et de la densité des fluides remplissant les pores.

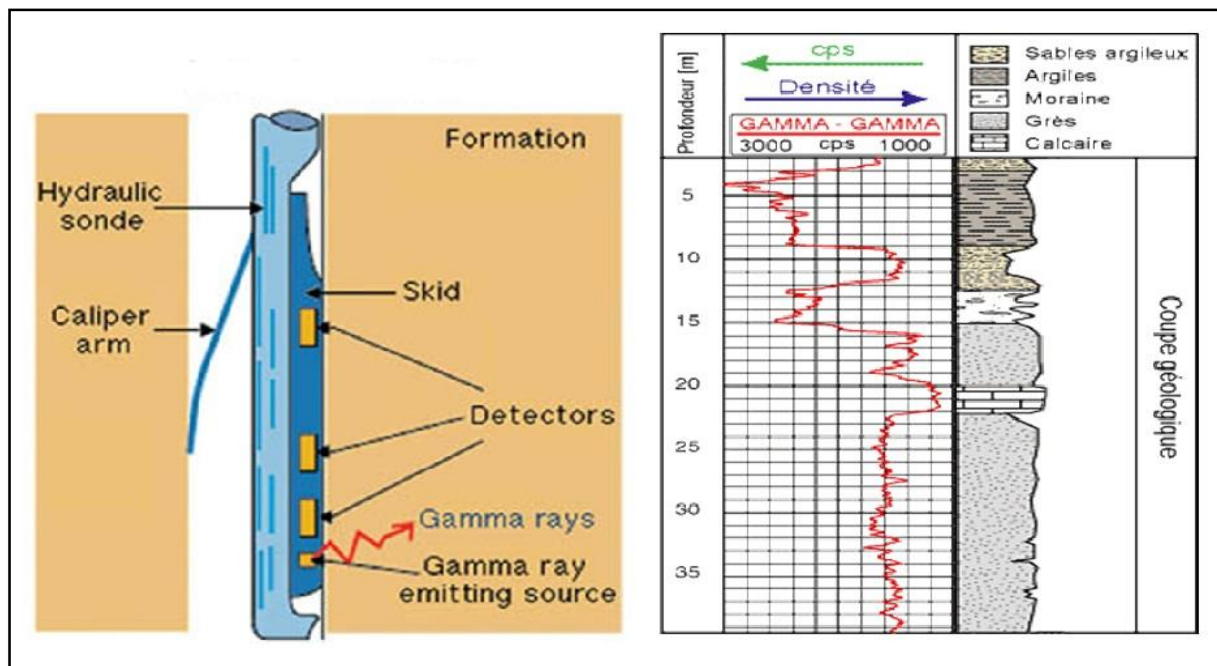


Figure 11 : Outil de la diagraphie de densité (Gamma-Gamma) et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique du signal.

II. 2.1.3. Diagraphies de neutrons :

La sonde à neutrons est équipée d'un ou plusieurs détecteurs de neutrons thermiques (neutron dont l'énergie cinétique est en équilibre d'agitation thermique avec celle des noyaux du milieu où il se trouve, avec une énergie cinétique inférieure à 0,025 eV et une vitesse inférieure à 2 190 m/s), situés généralement à une distance comprise entre 15 cm et 40 cm de la source.

Une sonde à petit espacement ne générera qu'un log qualitatif, alors que dans le cas d'un outil à double espacement de mesure, le résultat obtenu peut être converti en valeurs de porosité.

➤ Le CNL (Compensated Neutron Log) :

Il enregistre les neutrons thermiques. Cette sonde est munie d'une source radioactive et dotée de deux détecteurs placés à différents espacements réduisant ainsi les effets de trou. La mesure issue de ces deux détecteurs est convertie automatiquement en unités de porosité neutron.

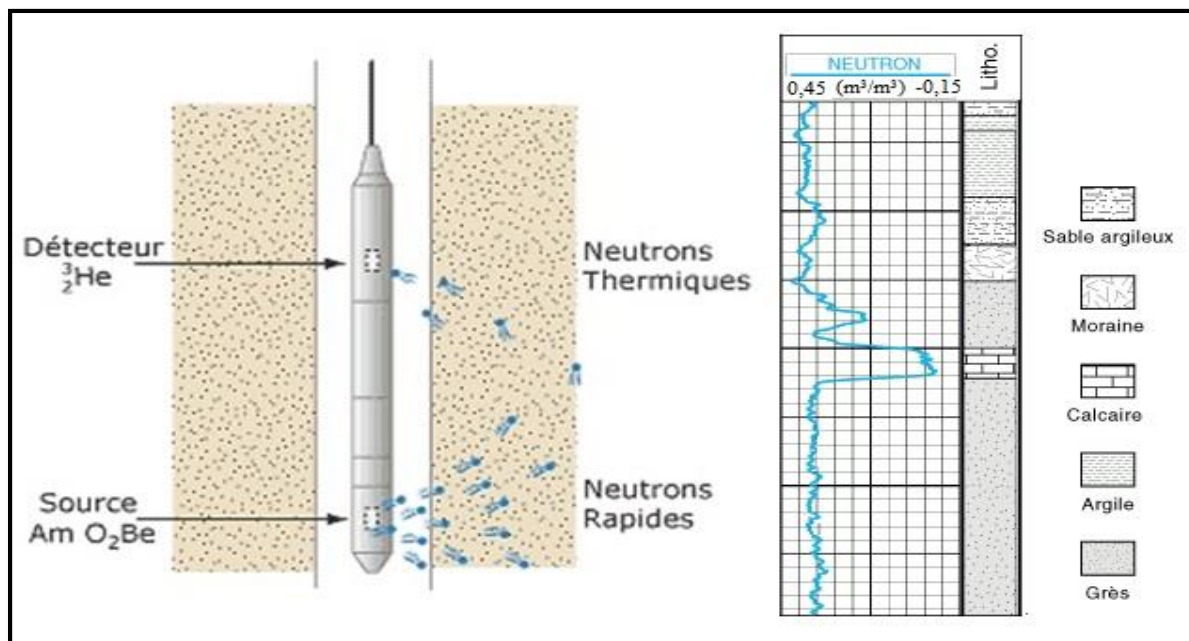


Figure 12 : schéma d'une sonde de diagraphie de neutrons et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique.

II. 2.2. Diagraphies acoustiques (sonic log) :

Dans la pratique, le log sonique mesure le temps de transit ΔT entre deux récepteurs, des ondes longitudinales envoyées dans la formation.

Souvent le système utilisé comporte deux émetteurs et deux récepteurs couplés, afin de pouvoir corriger les décalages dans les temps de parcours.

La profondeur d'investigation du sonique n'est pas très élevée, c'est un outil qui mesure dans la zone lavée.

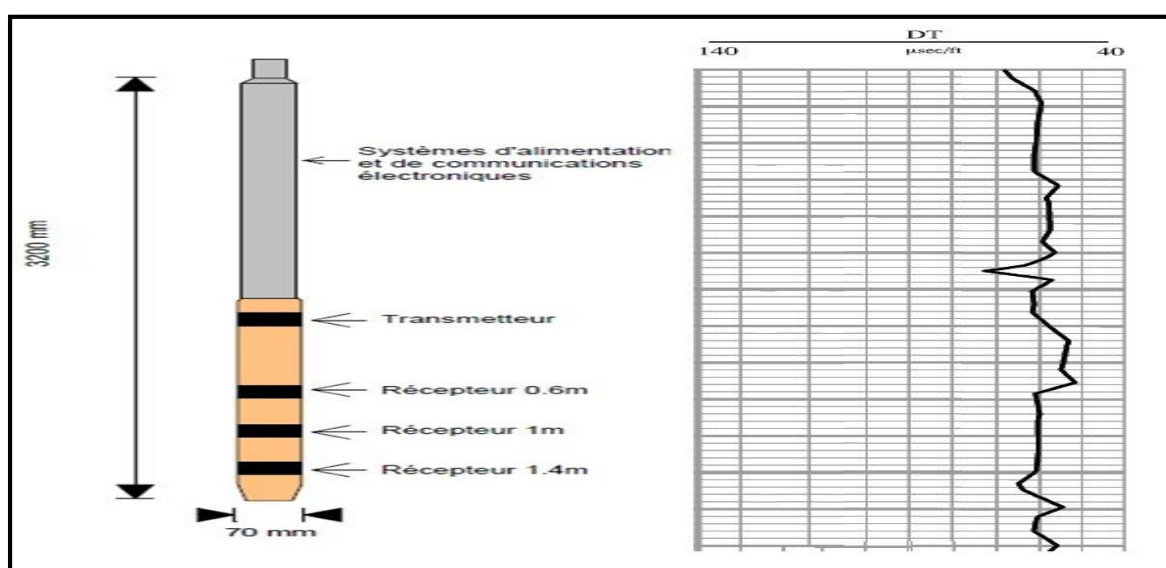


Figure 13 : schéma d'une sonde de diagraphie acoustique et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique

➤ **Application des diagraphies acoustiques :**

- Détermination des propriétés mécaniques de la formation (porosité, perméabilité, densité).
- Analyse des fractures.
- Vérification de la cimentation.
- Estimation de la perméabilité.

II. 2.3. Diagraphie auxiliaire : Diamètreur ou caliper

La mesure du diamètre du trou est réalisée à l'aide de deux bras articulés symétriques reliés à un curseur d'un potentiomètre. Les variations du diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations de résistance.

Un simple étalonnage permet à l'inverse de passer des résistances aux diamètres.

Le log du caliper est enregistré avec une échelle qui varie entre 6 et 16 inches.

La sonde étant motorisée, l'ouverture et la fermeture de l'outil peuvent être réalisées dans le trou.

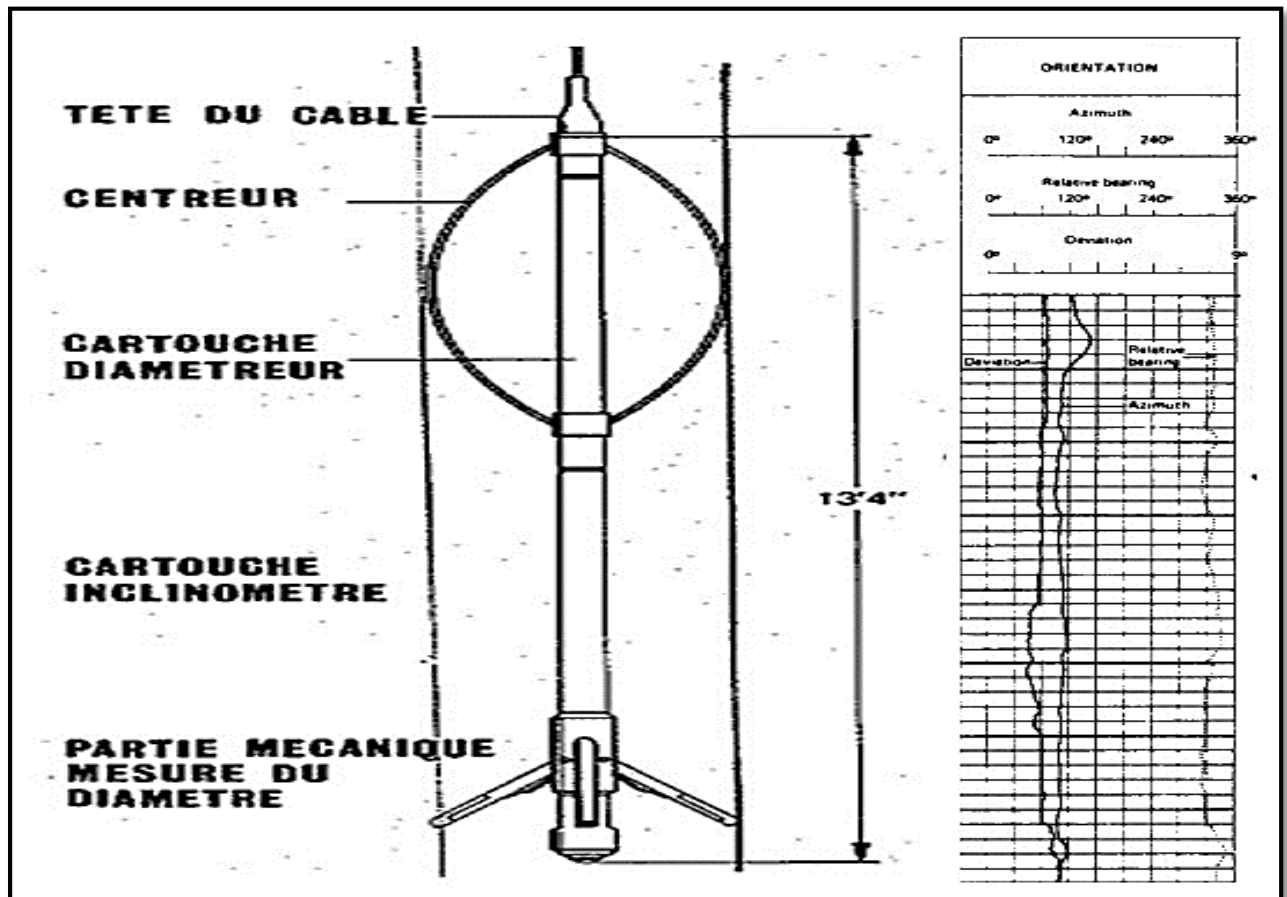


Figure 14 : Schéma d'un diamètreur (caliper) et type de courbe enregistrée.

II. 3. Notion de pétrophysique :

II. 3.1. Introduction :

En géologie pétrolière, il est nécessaire de caractériser chaque couche réservoir par ses principaux paramètres. Ceux-ci permettent d'apprécier les qualités de la production d'un réservoir et de faire des prévisions.

Ces paramètres ou ces propriétés pétrophysiques comprennent (porosité, perméabilité, saturation et densité).

La porosité et la perméabilité dépendent essentiellement des milieux de dépôts, la nature des sédiments et la diagenèse.

II. 3.2. Notion de réservoirs, matrices et fluides :

II. 3.2.1. Réservoirs :

Les réservoirs sont des roches présentant des vides, pores ou fissures reliées entre eux, et dans lesquelles peuvent circuler et se rassembler des fluides.

Ils sont souvent fermés par des couvercles de roche imperméable qui entravent la remontée des hydrocarbures vers la surface terrestre.

Du point de vue géologique, les meilleures roches réservoirs sont :

- Les roches détritiques telles que les sables et les grès.
- Les roches carbonatées tels que les calcaires et les dolomies.

II. 3.2.2. Matrice :

Elle consiste les éléments solides figurés (grains et liants) qui constituent une roche, à l'exception des argiles.

Selon SERRA (1979), il existe 3 types de matrice :

- **Matrice simple** : les éléments et le ciment reliant sont constitués du même minéral (calcite, quartz, etc).
- **Matrice complexe** : les éléments ont une composition minéralogique variable dont le ciment est de nature différente, (grès à ciment calcaire).
- **Matrice propre** : c'est quand elle ne contient pas d'argiles.

II. 3.2.3. Fluides :

Leurs pourcentages dans les roches dépendent du pourcentage des espaces vides (pores, fissures), et peuvent être de nature différente (eau, gaz, huile ou bitume).

II. 3.3. Les paramètres pétrophysiques :

II. 3.3.1. La porosité (Φ) : c'est le volume des vides (pore) existant dans la roche sur le volume total de la roche dans un échantillon donnée.

Elle est calculée à l'aide de la relation suivante :

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} * 100 = \left[\frac{V_p}{(V_p + V_s)} \right] * 100$$

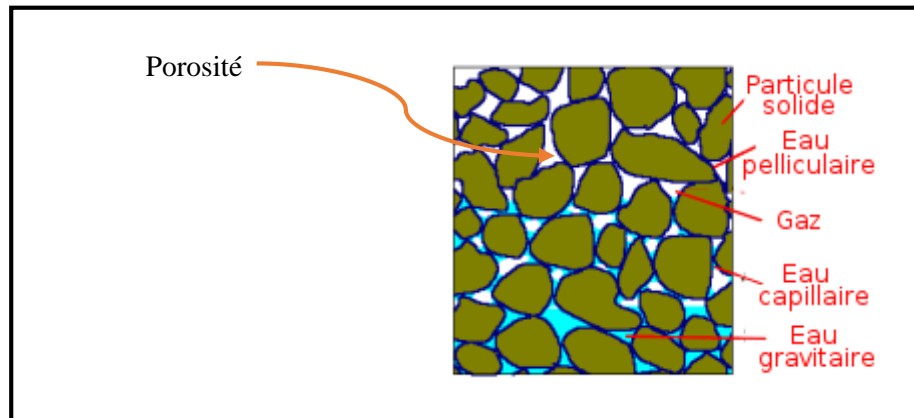


Figure 15 : la porosité des roches

Dans cette configuration on distingue :

- **Porosité totale (Φ_t)** : c'est la fraction du volume totale occupée par les pores.

$$\Phi_t = \frac{V_v}{V_t}$$

- **Porosité effective (Φ_e)** : c'est le rapport du volume des pores reliés entre eux au volume total d'échantillon exprimé en pourcentage.

$$\Phi_e = \frac{V_p}{V_t}$$

- **Porosité restante (Φ_u)** : c'est la soustraction de la porosité propre à l'argile.

$$\Phi_u = \Phi_t - V_{cl} * \Phi_{cl}$$

Φ_t : porosité total.

V_{cl} : Volume d'argile.

Φ_{cl} : densité propre à l'argile.

On peut calculer la porosité directement sur un échantillon et cela en connaissant les trois paramètres suivants V_s , V_p , V_t :

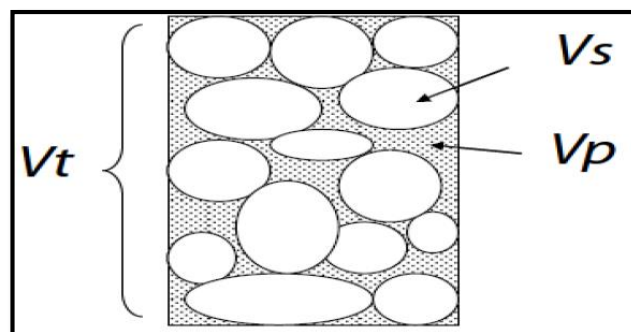


Figure 16 : schéma représentant les milieux poreux

- V_t : volume total.
- V_s : volume des solides.
- V_p : volume des pores.

Les roches réservoirs ont des propriétés très variables et leur porosité est généralement comprise entre 10% et 35%.

II. 3.3.2. Volume d'argile (V_{sh}) : C'est le pourcentage volumique d'argile. Il peut être calculé à l'aide des réponses de la courbe de rayon-gamma (GR), en utilisant la relation suivante :

$$V_{sh} = [GR_{lue} - GR_{min}] / [GR_{max} - GR_{lue}]$$

A noter :

- GR_{lue} : Valeur GR du banc donné lue directement sur le log.
- GR_{min} : Valeur GR minimum du même banc.
- GR_{max} : Valeur GR maximum du même banc.

II. 3.3.3. La perméabilité (K) : elle exprime la capacité d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (gaz, huile ou eau).

Elle est considérée comme une propriété importante de roche qui est lié au taux de récupération des hydrocarbures. Son unité c'est le Darcy.

La Loi de Darcy est utilisée pour déterminer la perméabilité, dans les limites des conditions suivantes :

- Ecoulement laminaire
- Pas de réactions entre les fluides et la roche
- Une seule phase présente à 100% dans l'espace poreux

Fluide Incompressible Le vide existant entre les grains et les différents ciments a permis de mettre en évidence deux types de perméabilité : Interparticulaire et fissuration.

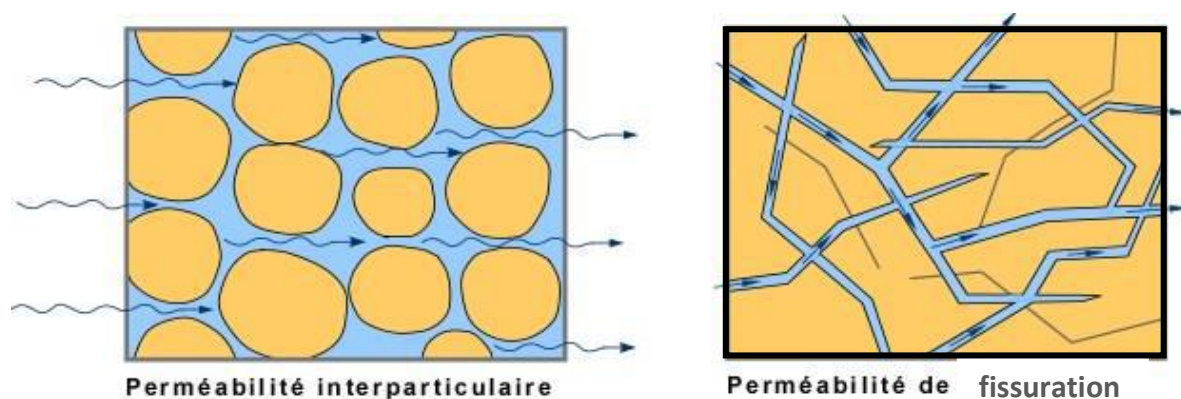


Figure 17 : Présentation schématique de types de perméabilités interparticulaire et fissurale.

Les valeurs varient considérablement de moins de 0,01 millidarcy (md) à plus de 1 Darcy.

On dit de la perméabilité qu'elle est minimum pour la production de l'huile quand sa valeur est de 0,1mD.

La loi de Darcy (I FP 2015) :

$$Q = \frac{K}{\mu} S \frac{P_1 - P_2}{L} = - \frac{K}{\mu} A * \Delta P$$

Q : débit d'écoulement de fluide.

μ : viscosité cinématique. Avec : $\mu = \frac{\eta}{\rho}$ / (η : porosité dynamique ; ρ : densité)

ΔP : la chute de la pression à travers toute la longueur de l'échantillon.

S : aire de la section de l'échantillon cylindrique.

L : longueur (cm).

K : perméabilité.

Unité : **K** en Darcy = $0.987 * 10^{-12} \text{ m}^2$

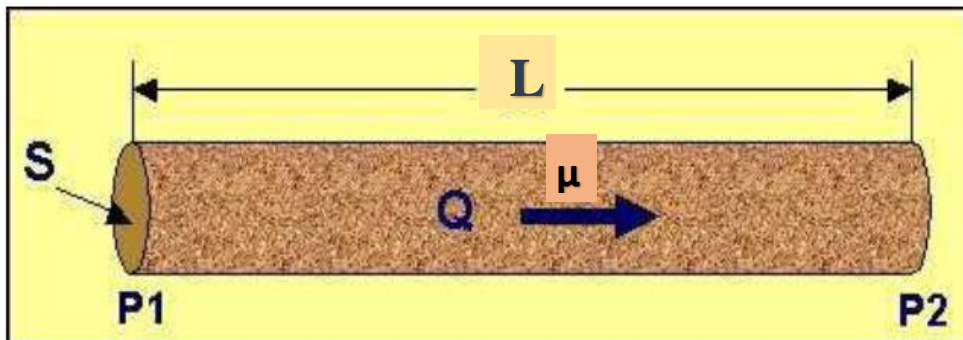


Figure 18 : ce schéma explique l'application de la loi Darcy pour un échantillon cylindrique.

II. 3.3.4. La saturation (S) : c'est le volume d'un fluide donné par rapport au volume poreux total disponible pour les fluides.

$$S = \frac{V_f}{V_p}$$

- **S**: saturation.
- **V_f** : volume de fluide.
- **V_p** : volume poreux disponible pour les fluides

Quand un réseau poreux contient de l'eau, de l'huile et du gaz au même temps on aura :

$$S_o = (V_o / V_p) * 100\%$$

S_o = saturation en huile.

$$S_g = (V_g / V_p) * 100\%$$

S_g = saturation en gaz.

V_o = volume de l'huile.

V_g = volume du gaz

V_p = volume des pores.

$$\text{Avec : } S_w + S_o + S_g = 1$$

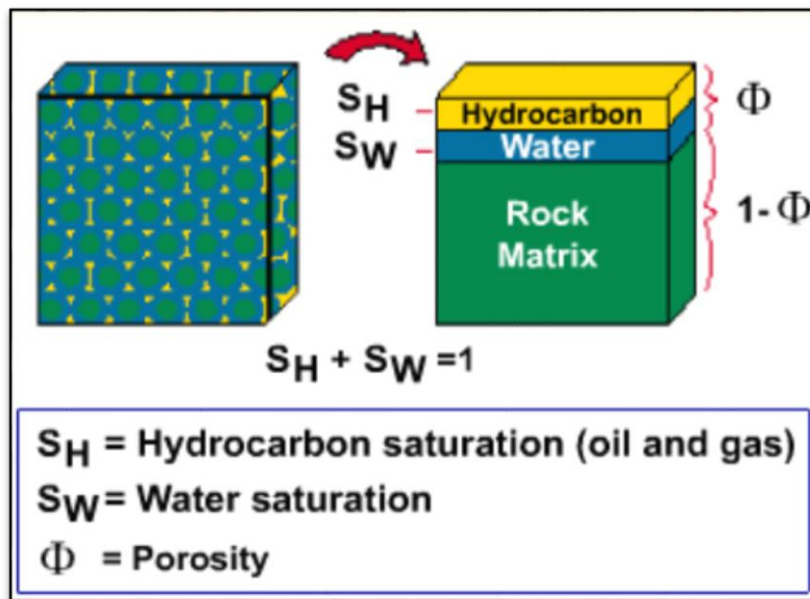


Figure 19 : Schémas expliquant la saturation dans les roches (Statoil, 2012)

II. 3.4. Classification des paramètres pétrophysiques :

II. 3.4.1. La porosité :

- Faible : 5%
- Médiocre : 5% _ 10%
- Moyenne : 10% _ 20%
- Bonne : 20% _ 30%

Très bonne : 30%

II. 3.4.2. La perméabilité :

- Très faible : $K < 1\text{mD}$
- Faible : K de 1 à 10mD
- Médiocre : K de 10 à 50mD
- Moyenne : K de 50 à 200mD
- Bonne : K de 200 à 500mD
- Excellente : K est $> 500\text{mD}$

II. 3.5. Relation porosité - perméabilité :

Généralement on ne constate pas de relation quantitative directe entre ces deux caractéristiques fondamentales du réservoir.

C'est notamment le cas des argiles poreuses : les pores et les canalicules sont extrêmement fins et renforcent les actions liées à la tension interfaciale due aux forces de tension superficielle liées à la présence des fluides.

Dans le cas des roches fissurées, souvent compactes, notamment les carbonates, elles présentent généralement une perméabilité élevée mais des porosités faibles.

II. 3.5.1. Méthodes d'évaluation de la porosité au laboratoire :

La détermination de la porosité est précisée en fonction des méthodes utilisées pour sa mesure.

Sa détermination est assurée par une observation visuelle et une mesure au laboratoire. Cette dernière nécessite la connaissance du volume total de l'échantillon, et soit le volume des pores ou le volume des grains.

Le volume de l'échantillon est habituellement mesuré par la méthode de déplacement volumétrique d'un fluide non mouillant, comme le mercure ou par une mesure directe d'un échantillon de forme régulière.

Diverses façons sont utilisées pour l'obtention du volume des pores. Si la composition minéralogique de la roche est connue, le volume des grains peut être calculé à partir de la densité et le poids de l'échantillon. Le volume des pores est le volume total moins le volume solide.

• Méthode de déplacement volumétrique :

Le principe de base de cette méthode consiste à injecter le mercure dans les pores des échantillons sous des pressions relativement élevées. Un manomètre de lecture de pression est attaché au cylindre pour les lectures de pressions sous laquelle le fluide de mesure a été injecté à l'intérieur des pores. Le volume de mercure qui entre dans l'échantillon de carotte est obtenu à l'aide d'un instrument avec une incertitude de l'ordre de $\pm 0.01 \text{ cm}^3$. (Fig.20).

Cette méthode permet aussi mesurer le volume total d'un échantillon cylindrique de forme régulière ou irrégulière. Le volume total est obtenu par le déplacement d'un volume de mercure par immersion d'un échantillon cylindrique dans la cellule. Le volume de mercure déplacé par l'échantillon est déterminé par gravimétrie (principe d'Archimède).

La mesure du volume total de l'échantillon est obtenue au moyen d'une pompe à mercure (Fig. 20) basée sur la loi d'Archimède munie d'une chambre en acier inoxydable.

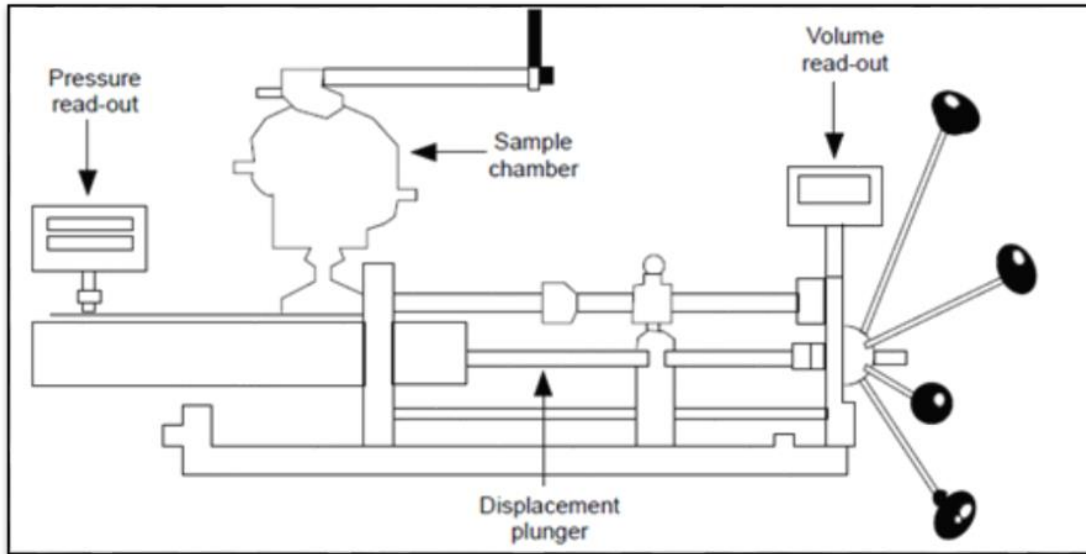


Figure 20 : Schéma représentant la pompe volumétrique.

II. 3.5.2. Méthodes d'évaluation de la porosité par diagraphies :

A. Porosité Sonique :

Elle est calculée à partir de la relation suivante :

$$\Phi_s = \frac{\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

ΔT_{lu} : temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés.

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

ΔT_f : temps de l'onde sismique dans le fluide.

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante.

$$\Phi_{sc} = \Phi_s - V_{sh} * \Phi_{ssh}$$

Φ_{ssh} : porosité sonique de l'argile.

B. Porosité neutron :

Elle est directement lue sur un log de neutrons et doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante

$$\Phi_{nc} = \Phi_n - V_{sh} * \Phi_{nsh}$$

Φ_{nsh} : porosité neutron lue en face des argiles.

C. Porosité de densité :

La porosité de densité de la formation est donnée par :

$$\Phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Avec :

ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cm³).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité du fluide.

V_{sh} : volume d'argile.

Φ_D : Porosité donnée par les outils de densité.

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet de l'argile, par la formule suivante :

$$\Phi_{nc} = \Phi_n - V_{sh} * \Phi_{Dsh}$$

Φ_{Dsh} : Porosité densité des argiles.

II. 3.5.3. Méthodes d'évaluation de la perméabilité au laboratoire :

La perméabilité à l'air est mesurée en effectuant à l'aide des équipements de laboratoires conçus pour évaluer la perméabilité sur des échantillons cylindriques de taille variant entre 1 et 1.5 pouce de diamètre.

La technique consiste à :

- Enfermer un échantillon de forme cylindrique de longueur et diamètre connus dans un manche étanche en caoutchouc (the hasseler sleeve).
- On injecte un fluide de viscosité connue dans cet échantillon.
- Les échantillons sont soit des morceaux de carottes entières généralement 6 pouces de long ou des échantillons cylindriques prélevés sur des carottes.
- Le débit de l'écoulement est mesuré lors de la chute de la pression à travers l'échantillon, et la perméabilité est calculée par la loi de Darcy.
- Le fluide utilisé est soit l'air ou l'eau salée saturée.
- Les résultats sont comparables, quand les débits d'écoulement élevés sont maintenus.
- La perméabilité dans l'air serait plus élevée que celle dans l'eau, quand les débits d'écoulements sont faibles.

Et cela est dû au fait que le gaz n'adhère pas aux parois des pores, contrairement au liquide et du glissement des molécules de gaz le long des parois des pores en découle une dépendance apparente à la pression.

C'est ce qu'on appelle effet de Klineberg, et c'est important dans les roches à très faible perméabilité.

Les échantillons sont orientés horizontalement pour éliminer l'effet de la gravité.

La perméabilité devrait être mesurée quand les échantillons sont sous certaines conditions de pression de confinement équivalentes à celle des conditions de réservoir.

Cet aspect est important lorsque les échantillons contiennent des microfissures et des stylolites, parce que dans les conditions atmosphériques ces éléments tendent à constituer des zones d'écoulement qui se traduisent par des valeurs de perméabilités anormalement élevées.

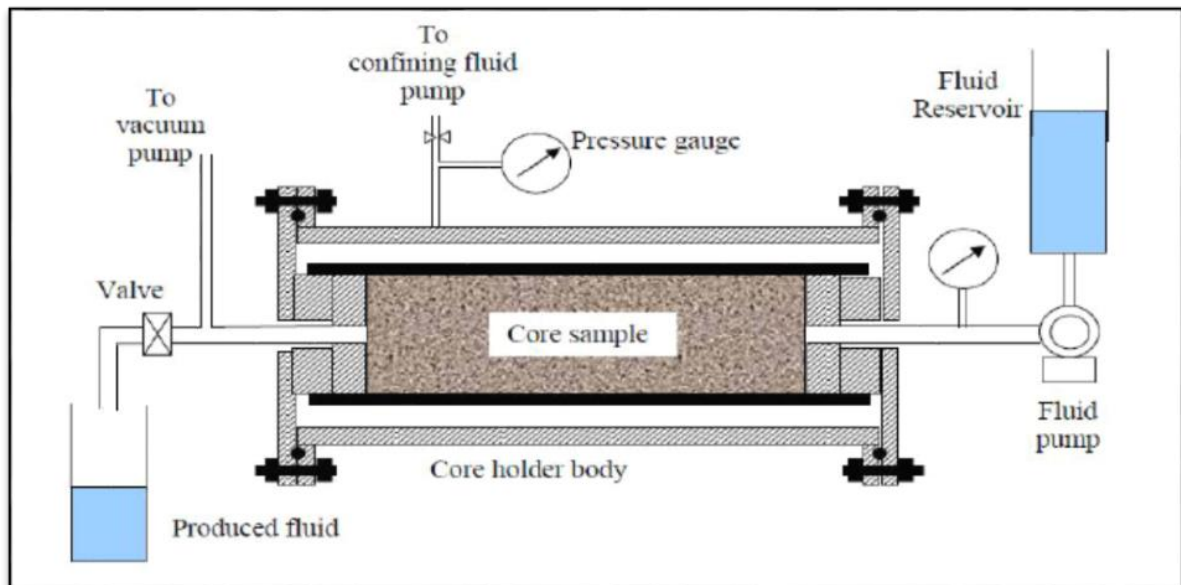


Figure 21 : Méthode de mesure de la perméabilité au laboratoire sur un échantillon de carotte.

II. 3.5.4. Méthodes d'évaluation de la perméabilité par test de formation :

Pour les liquides et les gaz à faible vitesse la loi Darcy s'applique pour les gaz à vitesse élevée, les effets d'inertie ne peuvent plus être négligés : déviation de la loi Darcy.

$$dP = \frac{\mu Q_m}{Ak\rho} \left(1 + \frac{uQ_m}{\mu A} \right) dx$$

Pour les gaz :

- Ecoulement axial :
$$Q = \frac{k}{\mu} A \frac{P_1^2 - P_2^2}{2Lp}$$

- Ecoulement radial :
$$Q = \frac{2\pi hk}{\mu} \frac{P_1^2 - P_2^2}{2p_2 \ln \frac{r_1}{r_2}}$$

Avec :

ρ : Densité du fluide.

Φ_m : débit massique.

u : Le paramétré de forme des pores.

Q : débit.

r_1 : pression de réservoir.

r_2 : pression d'écoulement de puits.

h : épaisseur de l'échantillon.

μ : viscosité.

k : perméabilité.

A : section transversale de l'échantillon.

L : longueur (cm)

II. 4. Analyse pétrophysique des puits Well 1 et Well 2 :

II. 4.1. Introduction :

L'étude pétrophysique précise du réservoir est l'un des problèmes essentiels des géologues pétroliers afin de calculer les réserves d'hydrocarbures d'un gisement et pour l'exploiter le plus économiquement possible.

Le principal but de cette partie de l'étude est de mettre en évidence l'évolution des paramètres de porosité et de perméabilité par les méthodes diagraphies et leur répartition dans le réservoir SAG sur les deux puits Well 1 et Well 2.

Pour le puits Well 1 la profondeur atteint est 4883,00 m. La zone d'intérêt est entre 4 187.21- 4 867.97 m, et pour le puits Well 2 la profondeur atteinte est de 5050 m. La zone d'intérêt est 4089.36 - 4 760,26 m.

- Données de base de laboratoire :

Les données de base numériques (perméabilité, porosité et densité de grain) ont été fournies sur deux intervalles pour le puits de Well 1, et sur trois intervalles pour le puits de Well 2.

Dans les deux tableaux qui suivent, on a la colonne **Original** présente les profondeurs minimums et les profondeurs maximum des carottes demandées par la SONATRACH, et la colonne **Intervalle** présente les intervalles qui ont été réalisés en précisant le décalage d'entre eux :

Original			Intervalle		
Carotte	Profondeur max(m)	Profondeur min(m)	intervalle	Profondeur max	Profondeur min
1	4094.00	4098.50	-0.30	4093.70	4098.20
2	4098.50	4116.50	-0.30	4098.20	4116.20

Tableau 01 : Les données de base du laboratoire du puits Well 1.

Original			Intervalle		
Carotte	Profondeur max (m)	Profondeur min(m)	intervalle	Profondeur max(m)	Profondeur min(m)
1	4475.00	4490.00	-1.96	4473.04	4488.04
2	4613.00	4628.00	-1.00	4612.00	4627.00
3	4639.00	4654.00	-1.28	4637.72	4652.72

Tableau 02 : Les données de base du laboratoire du puits Well 2.

II. 4.2. L'analyse des données :

II. 4.2.1. Résistivité de l'eau de formation :

Diverses méthodes ont été utilisées et les résultats comparés incluent le calcul de R_w à partir de R_{wa} , R_w (résistivité de l'eau de formation) de salinité et de température, la base de données de R_w et les puits à proximité.

II. 4.2.2. Détermination des paramètres de stockage :

➤ Volume d'argile :

Les principales options pour le calcul du volume d'argile dans ces deux puits sont la densité des rayons gamma (GR) et des neutrons (ND). Dans la mesure du possible, les deux options ont été gérées et comparées.

Zone	Méthodes V_{sh}
Silurien - F6-B2	VCLMIN (GR & ND)
Silurien - F6-B1	VCLMIN (GR & ND)
Silurien - F6-A2	VCLMIN (GR & ND)
Silurien - F6-A1	VCLGR
Silurien - F6-M2	VCLND
Silurien - F6-M1	VCLMIN (GR & ND)

Tableau 03 : Les données utilisées pour calculer le volume d'argile du puits Well 1.

Zone	Méthodes V_{sh}
Silurien - F6-B2	VCLGR
Silurien - F6-B1	VCLGR
Silurien - F6-A2	VCLGR
Silurien - F6-A1	VCLGR
Silurien - F6-M2	VCLGR
Silurien - F6-M1	VCLGR

Tableau 04 : Les données utilisées pour calculer le volume d'argile du puits Well 2.

➤ **Porosité :**

L'option principale pour la porosité dans ces deux puits est le sonique à densité de neutrons (ND) et sonique à compression (NS), en utilisant la formule cité précédemment.

Zone	Méthodes Porosité
Silurien - F6-B2	ND
Silurien - F6-B1	NS
Silurien - F6-A2	NS
Silurien - F6-A1	NS
Silurien - F6-M2	ND
Silurien - F6-M1	ND

Tableau 05 : Les données utilisées pour calculer la porosité du puit Well 1.

Zone	Méthodes Porosité
Silurien - F6-B2	NS
Silurien - F6-B1	NS
Silurien - F6-A2	NS
Silurien - F6-A1	NS
Silurien - F6-M2	NS
Silurien - F6-M1	NS (Sonique 4715-4760.25m)

Tableau 06 : Les données utilisées pour calculer la porosité de puit Well 2.

➤ **Saturation en eau :**

Pour calculer la saturation en eau dans les deux puits on a utilisé la formule d'Archie :

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \Phi^m}}$$

Avec :

S_w : saturation en eau[%].

R_w : résistivité de l'eau de formation[$\Omega \cdot m$].

R_t : résistivité de la formation (zone vierge) [$\Omega \cdot m$].

a : constante de la formule d'Archie.

n : exposant de saturation.

Φ : porosité [%].

m : facteur de cimentation.

II. 4.3. Conclusions des interprétations pétrophysiques :

Les descriptions suivantes sont basées sur la lithologie indiquée sur les graphiques FDL (Fig.22 et 23), pour des deux puits Well 1 et Well 2 :

II. 4.3.1. Descriptions pétrophysiques du puits Well 1 (Fig. 22) :

- **Silurien – F6-M1 (4795.90-4867.97m)** : La zone est constituée de grès avec une quantité substantielle de schiste. Le sable présente une très faible porosité saturée en eau d'environ 5%.
- **Silurien – F6-M2 (4651.00-4795.90m)** : La zone est composée de grès dominant en partie supérieure et de schiste dominant en dessous de la moitié. Le sable présente une porosité moyenne qui produit de l'eau.
- **Silurien – F6-A1 (4603.30-4651.00m)** : La zone est principalement constituée de schiste argileux avec une quantité substantielle de grès. Le sable présente une très faible porosité d'environ <5%.
- **Silurien – F6-A2 (4523.70-4603.30m)** : La zone est principalement constituée de grès avec une quantité substantielle d'argile. Le sable présente une porosité de 10% avec des taches d'huile.
- **Silurien – F6-B1 (4328.76-4523.70m)** : La zone est constituée de grès argileux avec des sables abondants. La porosité moyenne observée dans le sable avec des taches d'huile non significatives.
- **Silurien – F6-B2 (4187.21-4328.76m)** : La zone est constituée de grès avec une quantité substantielle de schiste. Peu de taches d'huile ont été observées en haut.

Profondeur max(m)	profondeur min(m)	Zone
4092.94	4187.21	Dévonien - Gedinien
4187.21	4328.76	Silurien - F6-B2
4328.76	4523.70	Silurien - F6-B1
4523.70	4603.30	Silurien - F6-A2
4603.30	4651.00	Silurien - F6-A1
4651.00	4795.90	Silurien - F6-M2
4795.90	4867.97	Silurien - F6-M1

Tableau 07 : La lithostratigraphie selon les profondeurs.

II. 4.3.2. Descriptions pétrophysiques du puits Well 2 (Fig. 23) :

- **Silurien - F6-M1 (4607.76-4760.26m)** : Sections de grès intercalées avec des sections de claystone, la teneur en argile augmentant à 4687m. Hydrocarbure présent au sommet de la zone jusqu'à 4617 m
- **Silurien - F6-M2 (4517.54-4607.76m)** : Sections de grès entrecroisées avec des sections de claystone, porosité de 5-15% présente. Hydrocarbure présent à 4608 m de la base de la zone.
- **Silurien - F6-A1 (4463.84-4517.54m)** : Grès et argile, hydrocarbures indiqués à 4476-4480m et 4487-4492m.
- **Silurien - F6-A2 (4382.32-4463.84m)** : Argile principalement avec grès, présence de 5% de porosité.
- **Silurien - F6-B1 (4170.24-4382.32m)** : Grès et argiles intercalés, porosité de 5 à 10% présente dans toute la zone.
- **Silurien - F6-B2 (4089.36-4170.24m)** : Grès imbriqué avec argile, teneur en argile augmentant à partir de 4125 m. Porosité présente et lecture jusqu'à 18% vers le haut de la zone, rémunération occasionnelle présente.

Profondeur max(m)	profondeur min(m)	Zone
3853.00	4089.36	Devonien - Gédinien
4089.36	4170.24	Silurien - F6-B2
4170.24	4382.32	Silurien - F6-B1
4382.32	4463.84	Silurien - F6-A2
4463.84	4517.54	Silurien - F6-A1
4517.54	4607.76	Silurien - F6-M2
4607.76	4760.26	Silurien - F6-M1

Tableau 08 : Lithostratigraphie du puits Well 2.

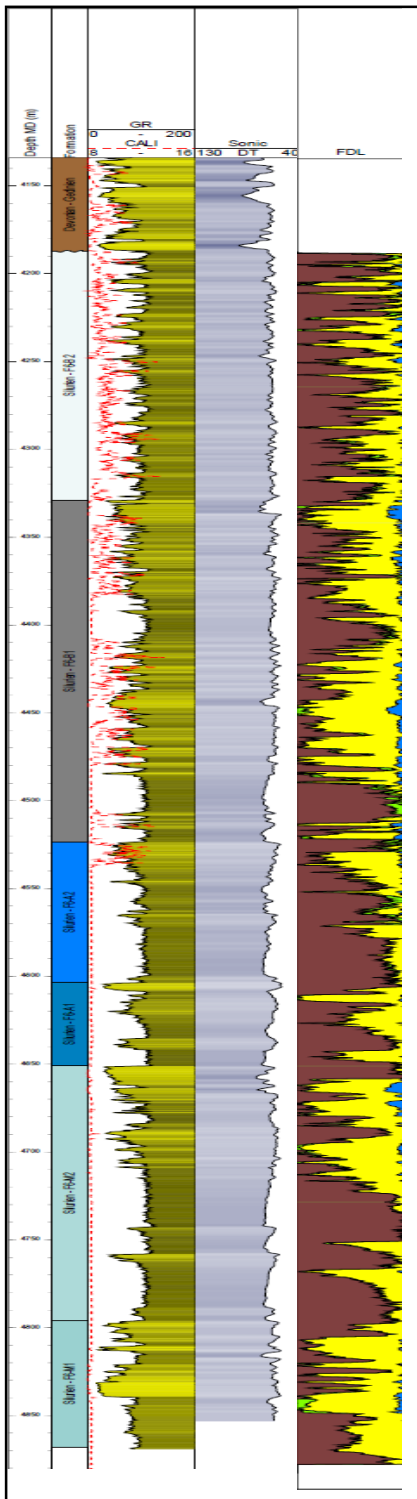


Figure 22 : Description lithologique des formations du puits Well 1 à partir des diagraphies (Beicip Franlab,2014)

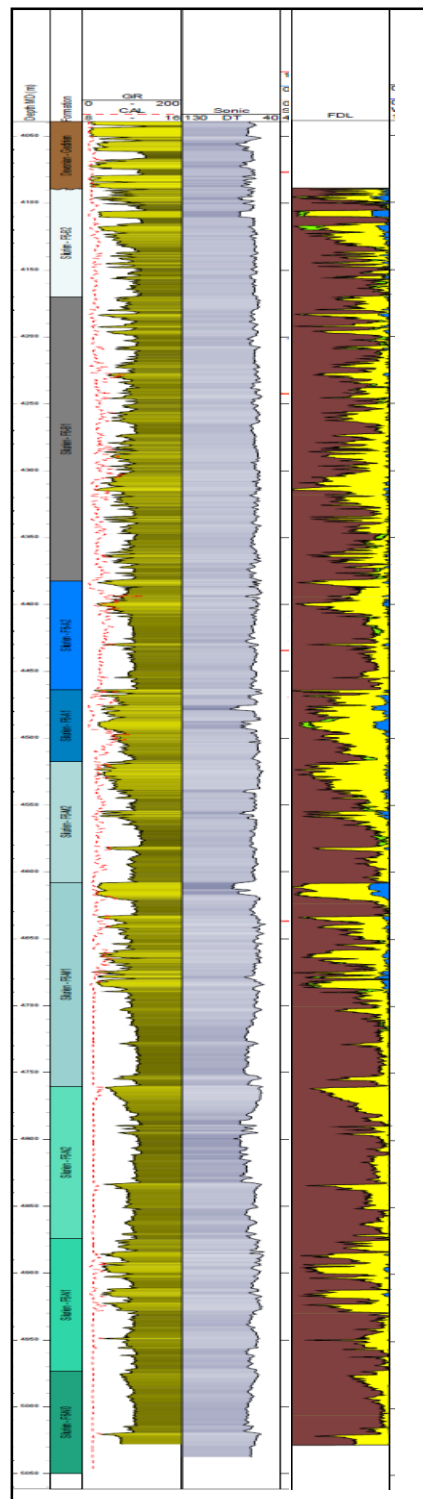
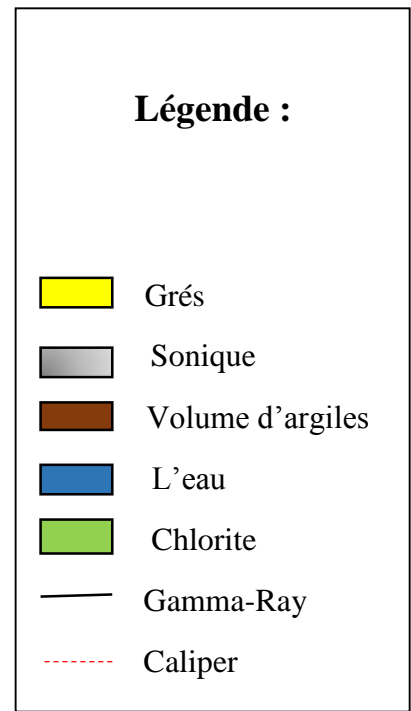


Figure 23 : Description lithologique des formations du puits Well 2 à partir des diagraphies (Beicip Franlab,2014)



II. 5. Interprétations diaggraphiques :

Les associations de faciès, qui comprennent généralement des ensembles sédimentaires d'une épaisseur comprise entre 1 et 10 m (séquences de zones de transition hémipélagique et off-shore composées de 10 mètres), présentent également des motifs filaires distincts qui peuvent ensuite être calibrés à des intervalles carottés (figure 24 et 25).

Les chenaux Subtidaux sont généralement composés de paquets pointus, en train de se contaminer vers le haut (augmentation du GR(API)), ce qui indique probablement le remplissage de l'affouillement dans des complexes de chenaux subtidales plus vastes. Les épaisseurs moyennes de ces unités varient généralement entre 2.9 m et 4.1 m tout au long de la stratigraphie. Les valeurs moyennes du GR (API) sont de 53,3 (significativement plus élevées que les barres subtidale propres), avec du potassium et du thorium en moyenne à 0,2% et 5,7% respectivement. Les valeurs de résistivité sont en moyenne de 17,49 ($\Omega.m^{-1}$) (écart-type de 30,49) dans le log de la résistivité profonde (90 inches).

Les barres subtidales poreuses (chloritiques) et les barres cimentées ont toutes les deux un profil en blocs GR avec une base et un sommet abrupts, les barres bioturbées et cimentées présentant généralement un profil plus dentelé. Les barres chloritiques et poreuses sont généralement plus propres avec des valeurs de rayons gamma moyennes de 22,9 API (58,3 API dans les barres bioturbées / cimentées) et des taux de potassium (0,2% comparés à 0,7%) et de thorium (5,7 ppm contre 12,1 ppm) par rapport aux systèmes bioturbés. Ceci est probablement dû au fait que les barres bioturbées et / ou cimentées sont plus enrichies en illite, contrairement aux barres poreuses riches en chlorite. Cette discrimination indique que les barres bioturbées et / ou cimentées ont été déposées dans un environnement marin plus ouvert.

Les valeurs de résistivité sont en moyenne de 0,91 ($\Omega.m^{-1}$) pour les barres poreuses et de 24,5 ($\Omega.m^{-1}$) pour les barres bioturbées et / ou cimentées sur le log de la résistivité profonde (90 inches). La variation des propriétés pétrophysiques entre ces deux sous-catégories peut être utilisée pour les différencier, mais ces séquences sont généralement intercalées à une échelle de 0,5 à 1,0 m, formant des paquets grossiers de 5 à 10 m, qui sont rarement composées d'un seul type d'argile. Par conséquent, lors de l'interprétation des faciès dans les profils filaires, ils sont attribués à des barres subtidales comprenant des zones poreuses et étroites.

Les canaux et les barres de marées ont généralement des profils GR très similaires aux canaux et aux barres subtidales. Les ondes de sable comprenaient généralement des profils de nettoyage ascendants très lisses, où les valeurs de GR étaient en moyenne de 101,2 API dans le flanc, de 45,7 API dans le noyau et de 43,2 API dans la crête. Les teneurs élevées en potassium (1,5%) et en thorium (16,4 ppm) indiquent un environnement de dépôt marin pour ce type de faciès.

Cette propriété est également exprimée dans le registre sonique, avec des temps de transit très rapides (60 μsec / ft). Des densités élevées dans le cœur de l'onde de sable (moyenne de 2,60 g / cc contre 2,30 g / cc pour les barres subtidales poreuses et de 2,47 g / cc), ce qui indique que le faciès des ondes de sable est moins poreux et / ou contient un taux de carbonate plus élevé (composant de haute densité).

Les sous-catégories de nappes subtidales (proximale, médiale et distale) ont été discriminées à l'intérieur des intervalles carottés en grande partie en fonction du style et de la répartition de

l'ichnofaciès dans les sédiments hétérolithiques. Cependant, dans les profils filaires, ces différentes associations de faciès ne présentent que peu de variations et sont donc difficiles à distinguer. En tant que groupe, elles peuvent être caractérisés par des valeurs moyennes aux rayons gamma moyennes à élevées (85 API), des densités faibles ($2,56 \text{ g / cm}^3$) et des résistivités élevées (moyenne de $72,34 \Omega.m$). Les couches minces de grès à l'intérieur de ces faciès ne présentent pas de porosité existante et présentent donc une réponse de résistivité élevée.

Les couches hémipélagiques (Hs) et les sédiments de la zone de transition offshore (Otz) ont des profils de rayons gamma très élevés ($> 100 \text{ API}$), avec des valeurs moyennes très élevées de potassium ($> 2,0\%$), de thorium ($> 17 \text{ ppm}$) et d'uranium ($> 3,0 \text{ ppm}$). La discrimination de la zone de transition au large des feuilles hémipélagiques est largement basée sur la valeur absolue des rayons gamma (feuilles hémipélagiques $> 120 \text{ API}$). Les sédiments de la zone de transition au large des côtes sont distingués des nappes distales infratidales principalement sur la forme du profil GR, les faciès distaux subtidaux (Sts.D) présentant généralement un profil plus dentelé par rapport au profil plus épais présenté par le faciès (Otz). Ceci est lié à l'homogénéisation des sédiments hétérolithiques sujets au limon par le biais du mécanisme de la bioturbation.

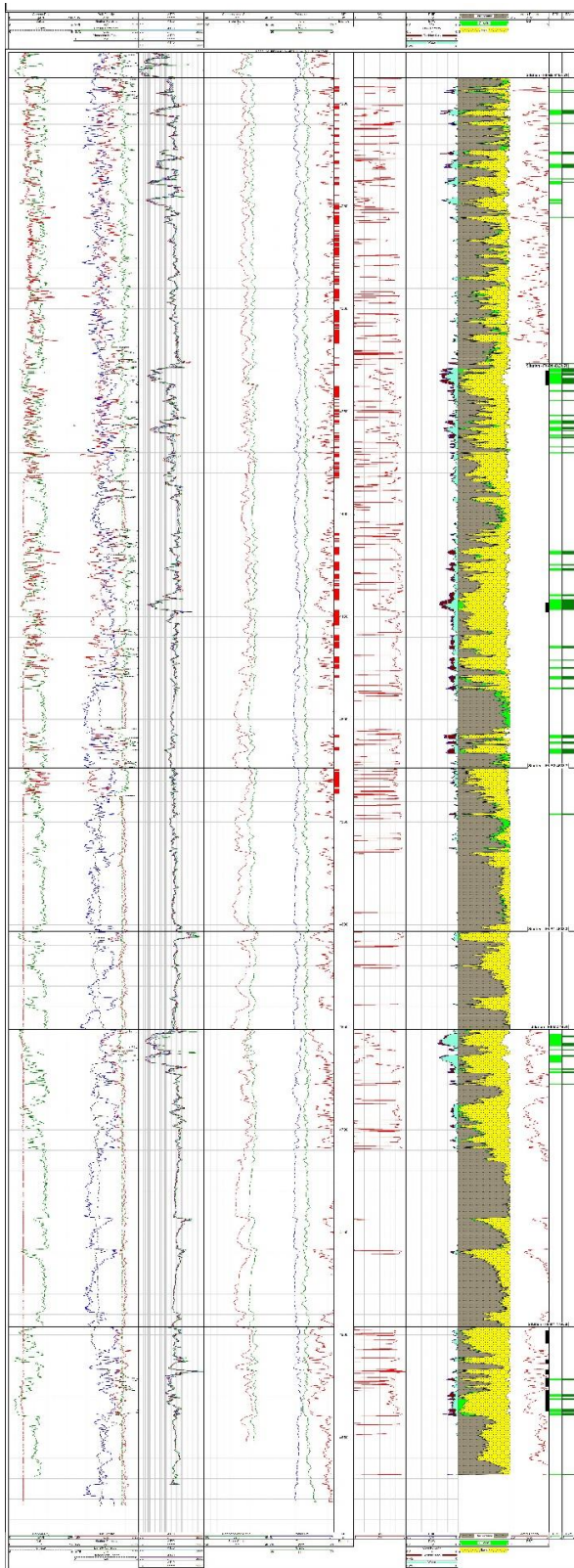


Figure 24 : Interprétation du puits Well 1 déduit par les enregistrements diagaphiques.

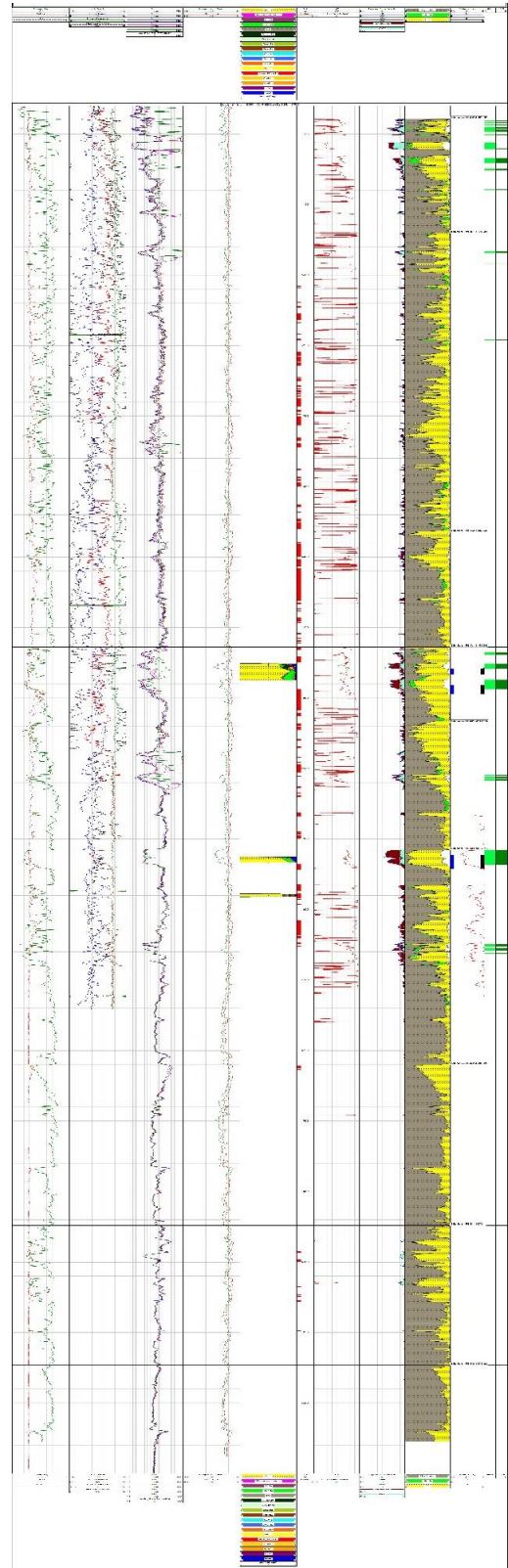


Figure 25 : Interprétation du puits Well 2 déduit par les enregistrements diagaphiques.



Chapitre III

III. 1. Introduction :

La sédimentologie c'est une branche de la géologie qui traite la compréhension des caractères des roches sédimentaires déposées dans un bassin.

Elle a pour objectif l'obtention d'informations sur les conditions de dépôts qui prévalaient lors de la formation des roches, et cherche à construire une compréhension cohérente de l'évolution des séquences sédimentaires et des bassins, ainsi que l'histoire globale de la Terre dans son ensemble.

L'objectifs fixés à l'étude sédimentologique et l'analyse séquentielles du SAG (Silurien-Argilo-Gréseux) de la région de Taouil ont été effectuées sur deux (02) puits ayant traversé cette série.

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

La description de carottes a été effectuée sur un seul puits qui a permis de faire une propagation sur l'autre puits pour enfin établir un modèle de dépôts pour la région étudiée.

III. 2. Fondements conceptuels de la stratigraphie séquentielle :

En vue d'établir le découpage séquentiel du réservoir SAG de la région de Taouil, il est utile de rappeler ici les fondements conceptuels de la stratigraphie séquentielle pour nous permettre ensuite d'identifier les principales séquences et leurs unités internes et paraséquences ou cortèges sédimentaires (System Tracts) qui le composent à partir des données d'enregistrements diagraphiques notamment les rayons gamma naturel (gamma-ray) et d'autres techniques décrites précédemment.

Pour ce fait, il est aussi important d'identifier les surfaces particulières qui délimitent les unités et les sous unités et leur nature.

III. 2.1. Définition de la stratigraphie séquentielle :

La stratigraphie séquentielle c'est une démarche qui fournit un cadre d'étude pour les éléments de tout système de dépôts, et facilite la reconstitution paléogéographique ainsi que la prédiction des faciès et des lithologies loin des points de contrôle. Elle s'intéresse plus précisément à l'organisation des strates en relation avec les fluctuations cycliques du niveau de la mer.

Ce cadre lie les changements de l'organisation des motifs d'empilement, qui permet de déterminer l'ordre dans lequel les strates ont été déposées, et explique la relation géométrique et l'architecture des couches sédimentaires. Le cadre de la stratigraphie séquentielle nous permet également de connaître le contexte dans lequel interpréter l'évolution des systèmes de dépôts à travers l'espace et le temps. Il se fonde sur trois types d'unités, à savoir des séquences, les systèmes tracts et paraséquences.

Chaque type d'unité est défini par un empilement spécifique indépendant des échelles temporelles et spatiales, et du mécanisme de formation.

Dans notre cas d'étude sédimentologique et l'analyse séquentielle s'appuient sur l'analyse et la description de carottes et l'intégration des données de diagraphies afin d'évaluer et prédire l'épaisseur, la continuité, la connectivité et l'extension des réservoirs du SAG.

Le cadre chronostratigraphique a été rapporté aux associations de faciès, et les unités génétiques seront définies par les variations relatives du niveau marin. Cette approche inclut donc l'identification des surfaces de délimitation majeurs et des séquences de dépôt, corrélables à l'échelle du champ, et contrôlant l'architecture et la distribution horizontale et verticale des faciès (ainsi que les propriétés du réservoir).

Le but a donc été de mettre en place une stratigraphie des réservoirs siluriens ciblés, afin de mieux contraindre les corrélations entre les objets sédimentaires.

Pour cela, la description de carottes ont permis d'identifier les surfaces stratigraphiques majeures, et les logs diagraphiques ont permis de suivre l'extension de telles surfaces grâce aux corrélations entre puits.

III. 2.1.1. Concept de base de la stratigraphie séquentielle :

- **Notion d'accommodation** : elle définit l'espace disponible pour les sédiments à remplir qui peut être modifié par l'interaction entre divers facteurs indépendants pouvant fonctionner sur une large gamme d'échelle temporelle (Fig. 26).

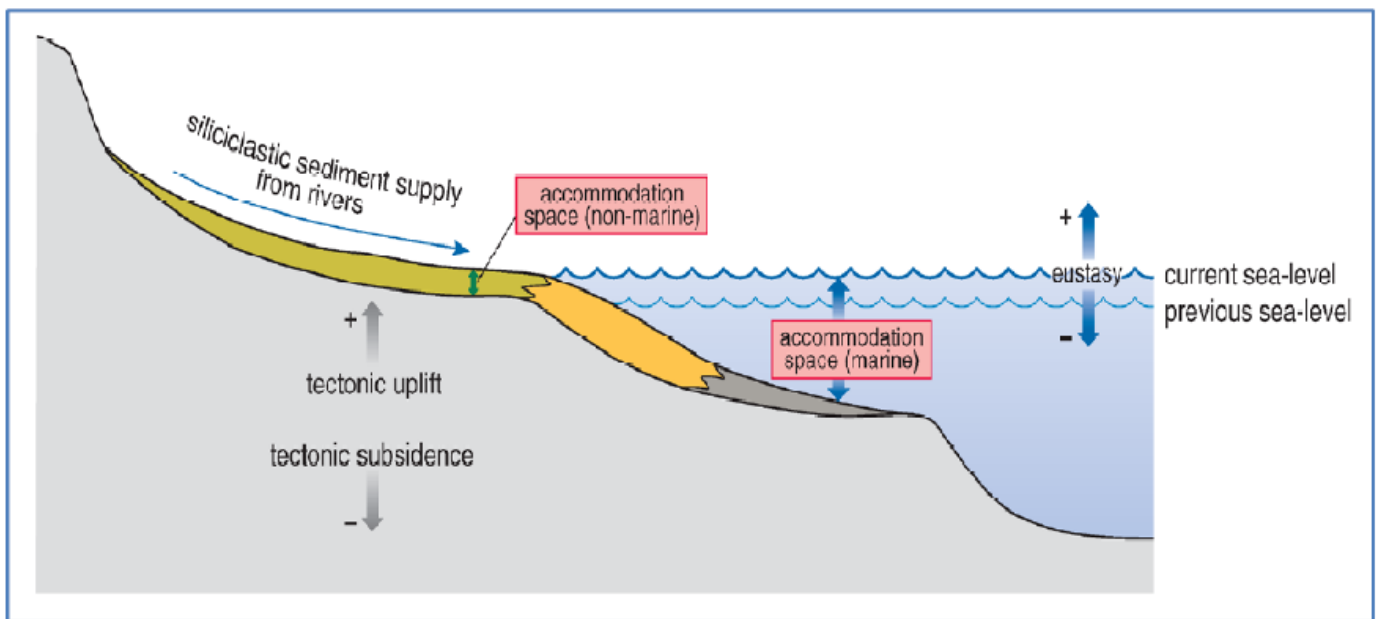


Figure 26 : L'espace d'accommodation (Al, 2003).

- A- Les accommodations marines** : sont contrôlés par la tectonique du bassin et l'eustasie globale, et sur des échelles de temps beaucoup plus courtes par les fluctuations du flux d'énergie des vagues et des courants.
- B- Les accommodations fluviales** : elles réagissent aux changements dans les espaces d'accommodations maritimes au sein de la partie aval des systèmes fluviaux, et à un changement dans les débits.

Le gradient et l'apport de sédiment peuvent être contrôlés par le climat et/ou la zone source de la tectonique dans la partie amont des systèmes fluviaux.

Les tendances des dépôts d'aggradation, d'érosion, de progradation et rétrogradation peuvent être expliquées par des changements dans l'espace d'accommodation.

L'aggradation des sédiments est favorisée par l'accommodation positive, alors que l'accommodation négative entraîne une réduction des sédiments (Fig. 27).

Durant les étapes d'accommodation positive, un apport de sédiments supérieur à l'espace d'accommodation disponible entraîne une progradation tandis que l'espace d'accommodation sous-occupé entraîne une rétrogradation.

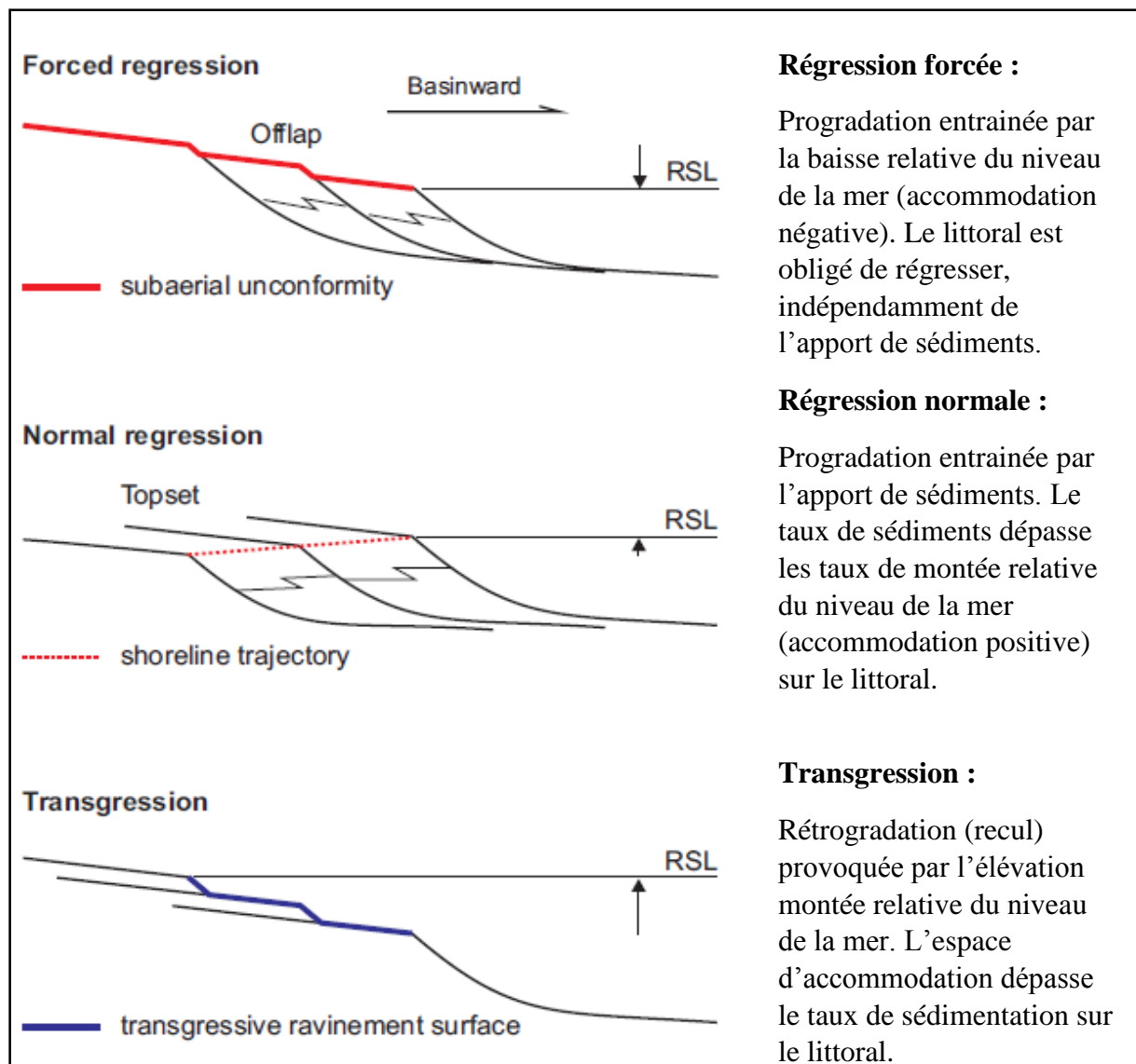


Figure 27 : Géométrie de modèles d'empilement des strates liées aux trajectoires des rivages (Catuneanu et al, 2011) : régression forcée, régression normale, transgression.

- **La notion d'empilement des strates** : les critères utilisés pour définir les modèles d'empilements des strates incluent les relations de géométrie et de faciès qui est né de l'interaction d'espace d'accommodation disponible et l'apport de sédiments au moment de la constitution.

Les schémas d'empilements liés aux rivages sont définis par combinaison de la tendance de dépôt qui peut être spécifique aux trajectoires du rivage :

- **La régression forcée** : déboisement et descente sur le littoral, interprétés comme le résultat d'un espace d'accommodation négatif. (Fig. 28).

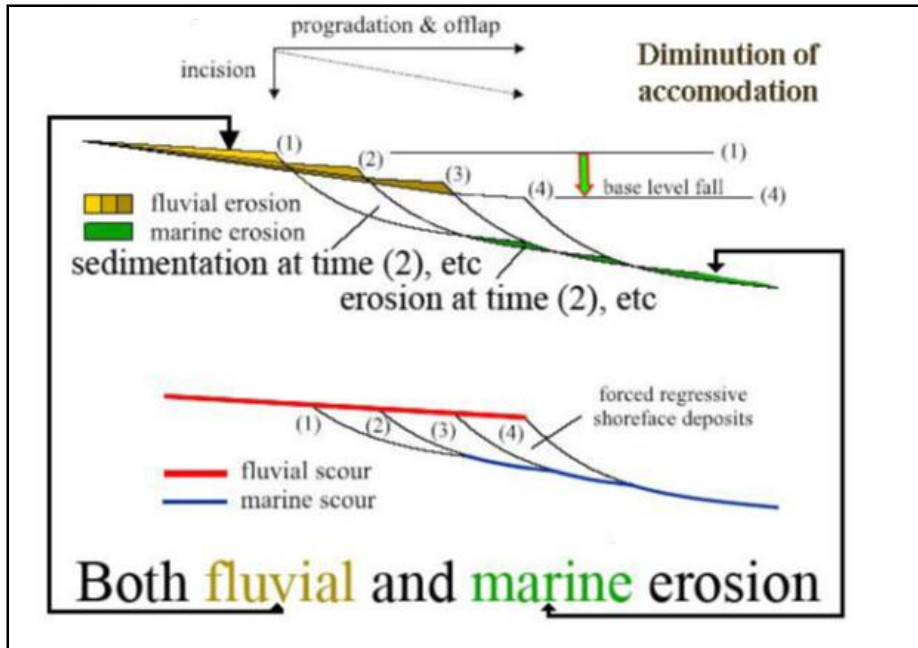


Figure 28 : Processus de la régression forcée (Catuneanu et al, 2011)

- **La régression normale** : déboisement et remontée au début du littoral, interprété comme le résultat d'un espace d'accommodation positif et débordé. (Fig. 29)

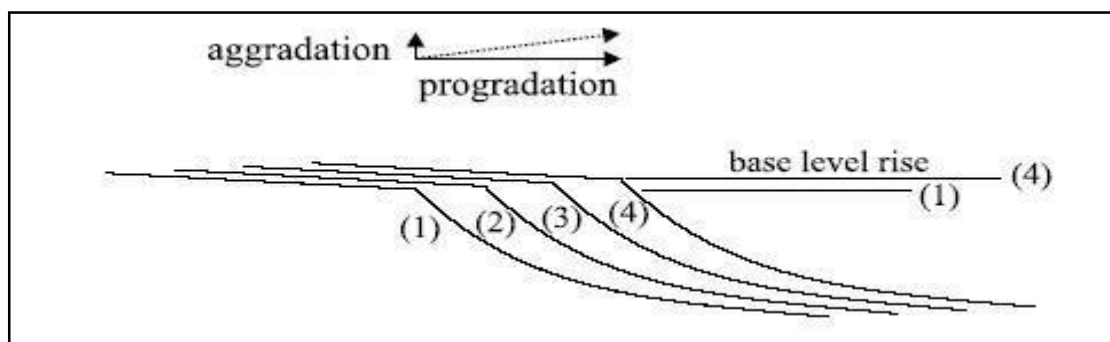


Figure 29 : Processus de la régression normale (Catuneanu et al, 2011)

- **La transgression** : recul du rivage interprété comme le résultat d'un espace d'accommodation positif et sous-occupé. (Fig. 30).
Le cycle stratigraphique comporte un stade de régression forcée et un stade de régression normale.

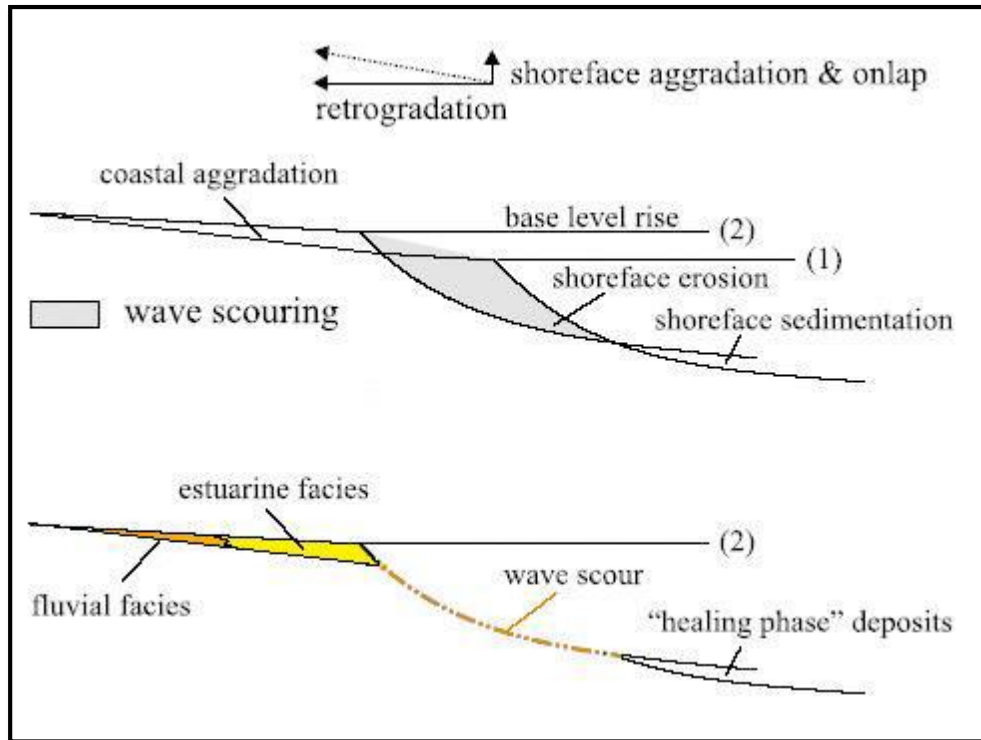


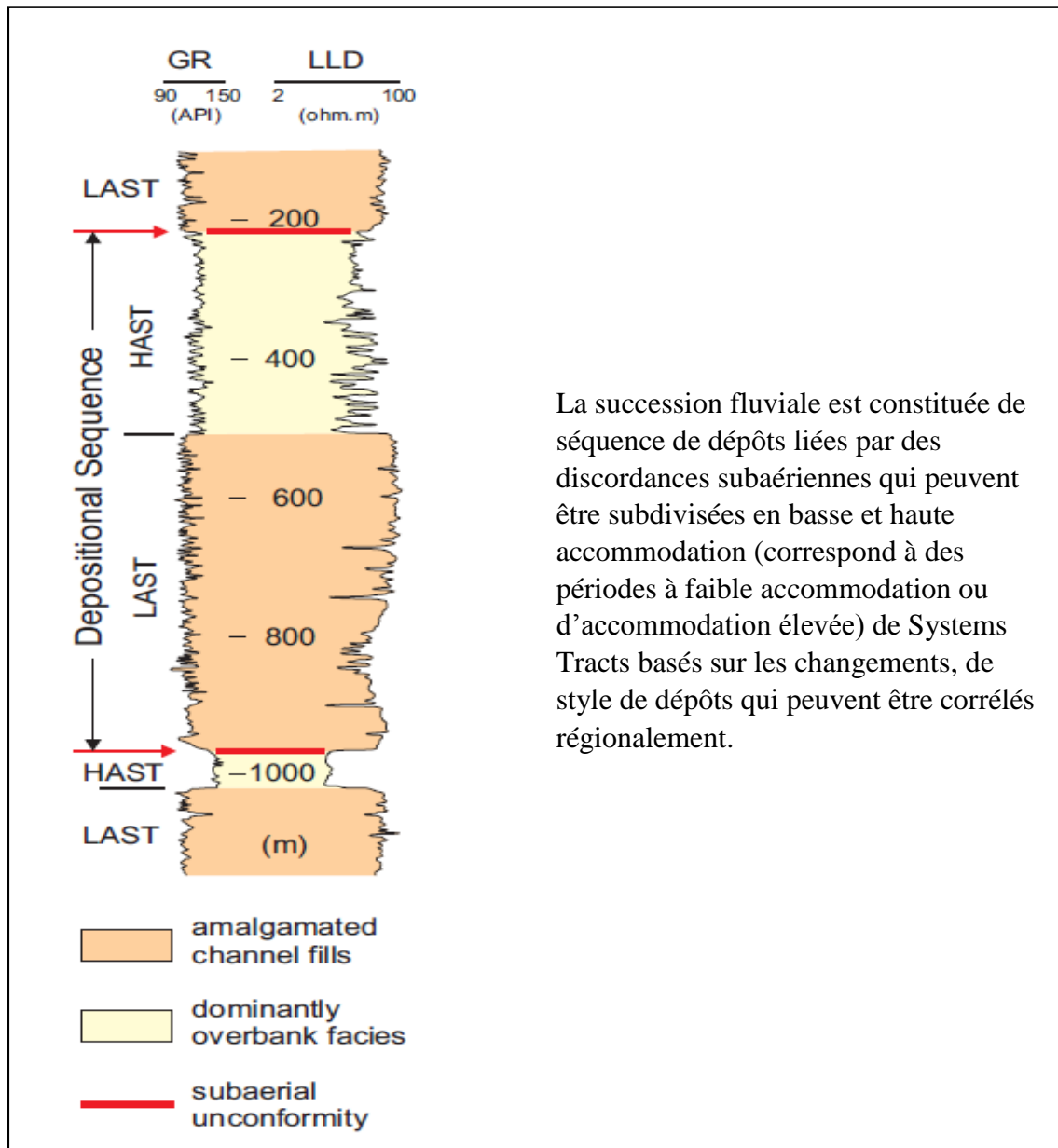
Figure 30 : Processus de la transgression (Catuneanu et al, 2011)

Les régressions normales se produisent durant les basses températures et haut niveau marin relatif, et par conséquent, les seuls produits peuvent être classés en tant que dépôt à faible teneur ou à haute teneur.

En plus des rivages régressifs ou transgressifs, des rivages stables peuvent aussi se développer là où les sédiments stockés et l'espace d'accommodation sont en équilibre.

Des styles de dépôts distincts sont caractérisés par types ou combinaisons d'éléments de dépôts.

Dans les milieux de dépôts fluviaux contrôlés en amont, les styles sont définis par le degré de fusion de dépôts de chenaux, ce qui reflète la constitution de la condition d'espace d'accommodation fluvial disponible, (Catuneanu et al, 2011), (Fig. 31).



La succession fluviale est constituée de séquence de dépôts liées par des discordances subaériennes qui peuvent être subdivisées en basse et haute accommodation (correspond à des périodes à faible accommodation ou d'accommodation élevée) de Systems Tracts basés sur les changements, de style de dépôts qui peuvent être corrélés régionalement.

Figure 31 : Schémas d'empilement des strates d'une succession entièrement fluviale dans un bassin versant (Catuneanu et al, 2011)

Dans les agencements sédimentaires en eau profonde, les styles de dépôts sont définis par le degré de confinements des canaux, ce qui reflète des modifications de l'espace d'accommodation sur le plateau et/ou variation de l'apport des sédiments dans l'aire de confluence, (Catuneanu et al, 2011).

Certaines de ces structures d'empilements en eau profonde peuvent être génétiquement liées aux trajectoires des rivages.

- **Notion de contrôle par des facteurs allogènes et autogènes** : le cadre de la stratigraphie séquentielle enregistre la réponse aux contrôles allogéniques et autogéniques sur la sédimentation :
 - Les processus allogéniques enregistrent généralement les effets des fluctuations eustatiques, du tectonisme et du changement climatique. Ces processus représentent le contrôle principal sur l'espace d'accommodation.
 - Les mécanismes autogéniques peuvent moduler le système interne de l'architecture des successions de faciès et des éléments de déposition dans les cadres à grand échelle contrôlés par les facteurs allogènes.
 - Les séquences et les systèmes tracts sont généralement attribués à des contrôles allogéniques, alors que les paraséquences sont générées par des mécanismes allogéniques et autogéniques.

III. 2.1.2. Les unités de la stratigraphie séquentielle : (séquence, paraséquence, cortèges sédimentaires)

III. 2.1.2.1. Séquence :

- **Définition** : Elle est définie à l'origine comme une unité stratigraphique liée à la non-conformité. C'est une succession relativement concordante de strates génétiquement liées, limités au sommet et à la base par des discordances subaériennes ou par les surfaces concordantes correspondantes.

Le concept de séquence a été redéfini comme une succession de strates déposées au cours d'un cycle complet de changements en espace d'accommodation ou en apport de sédiments. (Catuneanu et al, 2011).

- **Types de séquence** :

A) Séquence de dépôt : elle se forme durant un cycle complet de changement d'espace d'accommodation, ce qui implique à la fois une augmentation positive et une diminution négative de l'espace disponible pour les sédiments à remplir.

La formation des limites de séquence de dépôts nécessite des périodes d'accommodations négatives.

B) Séquence stratigraphique génétique : leur formation dépend de la surface d'inondation maximale, (Maximum flooding inondation MFS), qui se forme durant les périodes d'accommodations positives. Cette séquence peut se former au cours d'un cycle complet de changement de l'espace d'accommodation comme le cas de la séquence de dépôt, mais aussi elle peut se former lors d'une période d'accommodation favorable en réponse aux fluctuations de taux de création d'espace d'accommodation et/ou apport de sédiments.

C) Séquence transgression- régression (R-T) : La séquence originale de (RT) dépend du développement de surface régressive maximale, qui se forme durant les périodes d'accommodations. Cette séquence peut se former au cours d'un cycle complet de changement d'espace d'accommodation comme dans le cas de la séquence stratigraphique génétique, mais aussi elle peut se former durant des périodes d'accommodation positives en tant que résultat des fluctuations des taux d'accommodation et/ou apports de sédiments.

III. 2.1.2.2. Les cortèges sédimentaires (Systems tracts) :

Un sytems tract est un lien entre les systèmes de dépôt contemporains, formant la subdivision d'une séquence. Chaque système est composé de paraséquences limitées par des surfaces d'inondations marines.

Son architecture interne peut varier considérablement avec l'échelle d'observation d'une succession de faciès à un ensemble de paraséquences ou de séquences de fréquence plus élevée.

Un cortège se compose d'une succession relativement conformement de strates génétiquement liées. Les systems tracts sont interprétés sur la base des motifs d'empilement des strates, leur position dans la séquence et les types de surfaces de délimitation. (Catuneanu et al, 2011).

Les systèmes tracts peuvent être liés soit à des types particuliers de trajectoire du rivage, soit à des rivages indépendants, c'est à dire leur lien génétique au rivage ne peut pas être déterminé.

- **Les systems tracts liés à la ligne de rivage :** ces systèmes peuvent être observés à différents échelles, et ils sont définis par des modèles d'empilements des strates distinctes.

Généralement on distingue cinq types de cortèges sédimentaires :

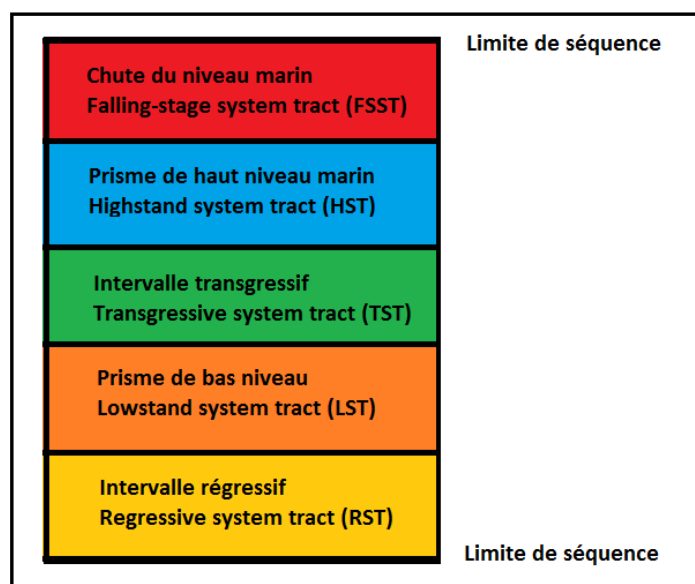


Figure 32 : Les cinq modèles de cortège sédimentaires ou system tracts.

- FSST (Falling-stage system tract) :** il inclut tous les dépôts régressifs accumulés après le début d'une chute relative du niveau de la mer, et avant le début de la prochaine hausse relative du niveau de la mer. Elle est le produit d'une régression forcée. Il se suit directement sur la limite de la séquence, et il est coiffé par les sédiments du système LST (Lowstand system tract), (Catuneanu et al, 2011).
- LST (Lowstand system tract) :** il comprend les dépôts accumulés après le début de l'élévation relative du niveau de la mer, pendant la régression normale au-dessus du FSST et de discordance subaérienne ascendante. Les sédiments du LST remplissent les vallées incisées qui ont été réduits dans le HST et d'autres dépôts antérieurs pendant la régression forcée.
- TST (Transgressive system tract) :** il comprend les dépôts accumulés dès le début de la transgression jusqu'au moment de la transgression maximum de la cote, juste avant la régression renouvelée du HST. Il repose directement sur la surface transgressive, et se recouvre par la surface d'inondation maximale (MFS).

D. **HST (Highstand system tract)** : comprend les dépôts progradantes formé lorsque les taux d'accumulations des sédiments dépassent les taux d'augmentation d'accommodation à la fin de l'étape d'élévation relative du niveau de la mer. Il repose directement sur la surface d'inondation maximum(MFS).

Ces systèmes tracts sont limités par la discordance subaérienne et sa conformité relative. (Catuneanu et al, 2011).

E. **RST (Regressive systems tracts)** : La RST se situe au-dessus d'un TST et il est recouvert par la surface transgressive du TST sus-jacent. La séquence complète est connue comme une séquence transgressive-régressive(R-T).

Les sédiments de ce système comprennent les systèmes HST, FSST et LST définis ci-dessus. (Catuneanu et al, 2011).

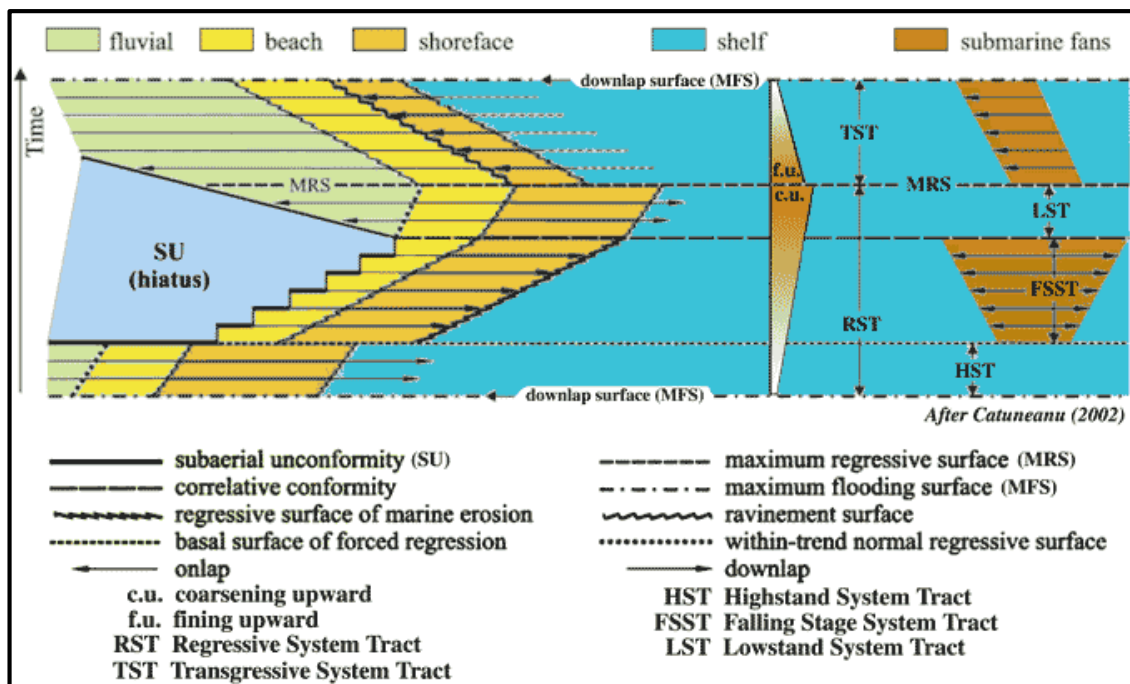


Figure 33 : La séquence de dépôt complète (Catuneanu, 2002)

- **Les systems tracts indépendants de la ligne de rivage** : ce sont des unités stratigraphiques qui forment les subdivisions de séquence dans les zones où les processus de sédimentation ne sont pas liés aux changements de la ligne de rivage. Dans les milieux fluviaux contrôlés en amont, l'accumulation fluviale peut changer indépendamment des changements d'accommodation sur le littoral le plus proche, et crée des séquences et des composantes de système d'accommodation bas et élevé. La synchronisation des séquences indépendante du rivage et des cortèges ou systems tracts est généralement décalée par rapport à celle des unités stratigraphiques de séquence contrôlées par le rivage et des surfaces limites.

III. 2.1.2.3. Paraséquence :

- **Définition** : c'est une succession peu profonde de faciès délimités par les surfaces d'inondation marines. Les paraséquences sont géographiquement limitées aux zones côtières à peu profondes où les surfaces d'inondations marines peuvent se former. (Catuneanu et al, 2011). Un ensemble de paraséquences constitue un system tract.

Une paraséquence complète avec tous ses faciès va :

1. Commencer par des argiles marines bioturbées.
2. Passer aux bancs de tempêtes de la zone de transition ou du « Lower shoreface ».
3. Continuer par les bancs à stratification entrecroisée de la côte.
4. Passer vers le haut aux laines inclinées vers la mer « off-shore ».
5. Et être recouvert par les bancs de charbon de la plaine côtière ou de l'arrière côte.

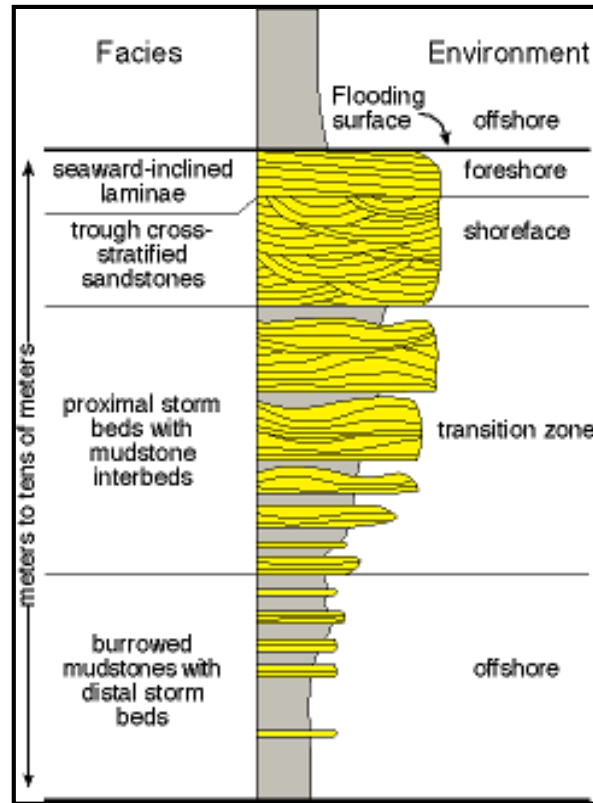


Figure 34 : Exemple d'une paraséquence (V. Wagoner et al, 1990)

- **Modèle et échelle d'empilement** : l'échelle n'est pas suffisante pour pouvoir différencier les paraséquences des séquences :

Les paraséquences sont constituées de types de dépôts en régression normale, transgression et en régression forcée, et elles affichent divers motifs d'empilement.

Des paraséquences peuvent être empilées dans une succession ascendante. Dans ce cas elles consistent en des dépôts en régression normale et en transgression, qui s'accumulent pendant une période d'accommodation positive en réponse aux variations des taux d'accommodation et /ou d'apport de sédiments.

Elles peuvent aussi être empilées dans une position descendante, et elles consistent principalement en des dépôts en régression forcée qui s'accumulent pendant une période d'accommodation négative.

Cependant, les modèles d'empilements de paraséquences définissent à plus long terme la régression normale, la régression forcée ou la transgression qui correspondent aux systems tract liés à la ligne de rivage de rang hiérarchique supérieure.

On conclut qu'il existe trois modèles d'empilements qui décrivent le mouvement relatif des cycles sédimentaires contrôlé par le niveau relatif de la mer et l'apport de sédiments :

1. Si le taux de création de l'espace d'accommodation est plus élevé que le taux d'apport sédimentaires, les sédiments vont migrer vers le continent et là on dit que c'est une **rétrogradation** (transgression).
2. Si le taux de sédiments est plus fort que celui de création de l'espace d'accommodation, les sédiments vont combler cette espace et s'éloigneront vers le bassin, et là on parle de **progradation** (régression).
3. Si une régression suit une transgression, une surface de non dépôt se développe et devient une limite séparant les unités stratigraphiques. Dans ce cas le taux d'apport est proche de l'équilibre avec le taux de création d'espace. Là on dira que c'est une **aggradation**.

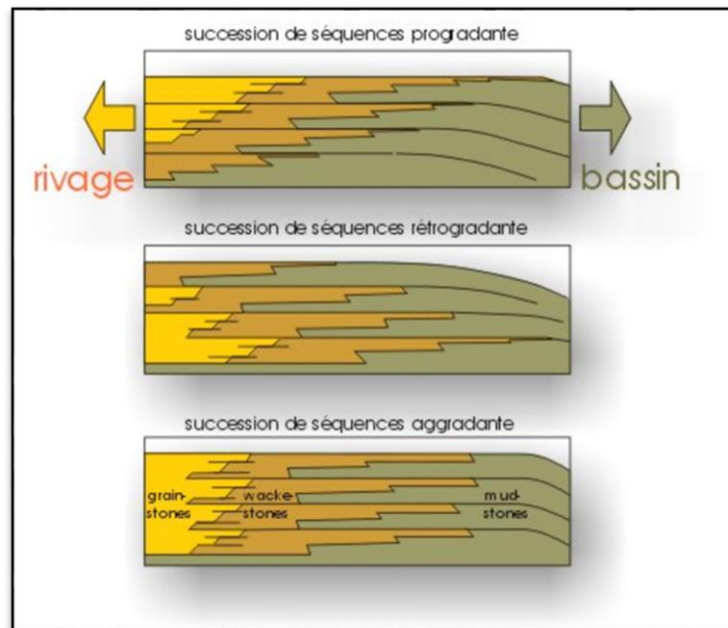


Figure 35: Successions progradante, rétrogradante et aggradante par rapport à la paléoligne de rivage. (F. Boulvain, 2011)

III. 2.1.3. Les surfaces particulières en stratigraphie séquentielle

Les surfaces stratigraphiques marquent les modifications des motifs d'empilement des strates. Ce sont des surfaces qui peuvent servir au moins en partie, en tant que frontières de systèmes ou unités interne à une séquence.

Les surfaces des séquences stratigraphiques peuvent correspondre soit à des horizons, soit à des surfaces physiques, en fonction de leur expression d'affleurements.

III. 2.3.1. La surface d'inondation maximale ou Maximum Flooding Surface (MFS) :

Marque le degré maximal d'inondation dans le système. Elle sous-tend généralement les terminaisons de strates descendantes de la séquence progradational sus-jacente. Les discontinuités majeures ou Séquence Boundary (SB), comprenant les surfaces inférieures :

- Conformités corrélatives
- Ravinement transgressif des marées et des vagues
- Surface basale de la régression forcée

Généralement, toutes les surfaces marquent le sommet des successions grossières déposées lors de la chute relative du niveau de la mer.

III. 2.3.2. La surface régressive d'érosion marine (Regressive Surface of Marine Erosion (RSME)) :

C'est un contact érosif et tranchant, avec des dépôts marins granocroissants et peu profonds au-dessus. Elle se développe pendant la chute du niveau marin, elle est progressivement recouverte par les dépôts progradants du shoreface. Cette surface n'est pas répandue sur une aire importante, elle est aussi fortement diachrone car elle migre vers le bassin et se forme aussi sous l'action des vagues pendant toute la durée de la chute du niveau marin dans un environnement peu profond. Elle est plus jeune en direction du bassin. Cependant, elle peut aussi se former pendant une régression normale où la trajectoire de la ligne de rivage est horizontale (progradation pendant la stabilité du niveau marin).

III. 2.3.3. Surface de régression maximum (Maximum Regressive Surface (MRS)) :

Elle marque l'étendue maximale des faciès riverains au niveau du bassin et plafonne le stade de chute ou les étendues de systems tracts aggradante. Ces surfaces sont combinées pour définir les séquences ci-dessous qui représentent des ensembles de paraséquences du 4^{ème} ordre :

- Rétrogradation (transgression - triangle rouge) :

Limité par une surface limite (SB) inférieure et une surface d'inondation maximum (MFS) supérieure représentant la transgression et le retrait des terres du littoral.

- Progradation (régession - triangle bleu) :

Délimité par une surface d'inondation maximum (MFS) inférieure et une surface limite (SB) supérieure représentant la progradation du bassin versant du bassin.

- Aggradation (régession forcée - triangle jaune) :

Limitée par une surface limite (SB) inférieure et une surface de régression maximum (MRS) supérieure représentant une aggradation du faciès à tendance sableuse, généralement incisionnelle dans le system tract progradational, entraînant une régression forcée du niveau de la mer.

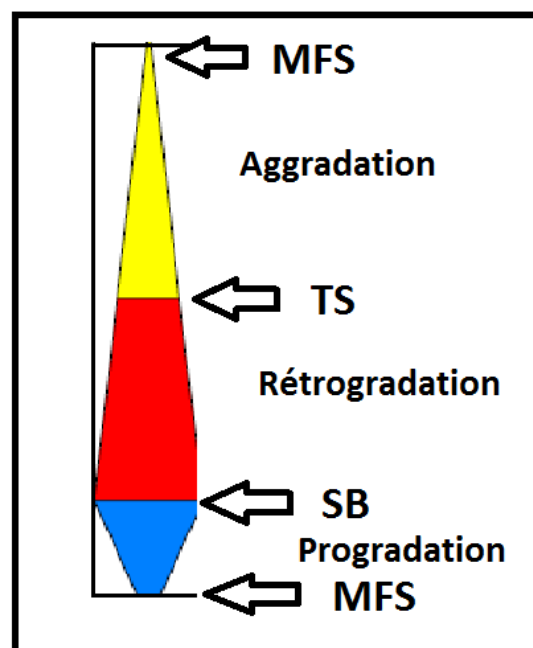


Figure 36 : Limites de séquence

- III. 2.3.4. Discontinuité subaérienne (Subaerial Unconformity (SU)) :** C'est une surface très importante en stratigraphie séquentielle qui se forme sous des conditions subaériennes (altérations, paléosols, karsts) ; c'est le résultat d'érosions fluviales ou du phénomène de dégradation par le vent et de dissolution. Elle est recouverte par des sédiments non marins ou marins saumâtres, (Catuneanu et al, 2011).
- III. 2.3.5. La surface de conformité corrélative (Correlative Conformity (CC)) :** C'est une surface stratigraphique marine qui marque le changement dans les modèles d'empilement des strates de régression forcée pour minimiser la régression normale. (Catuneanu et al, 2011).
- III. 2.3.6. La surface de ravinement transgressive (Transgressive Surface of Erosion (TSE)) :** Ce sont des surfaces érosives qui se forment par moyens de récurage des vagues, ou récurage par les marées, au cours de la transgression dans les environnements côtiers à peu profonds. (Catuneanu et al, 2011).

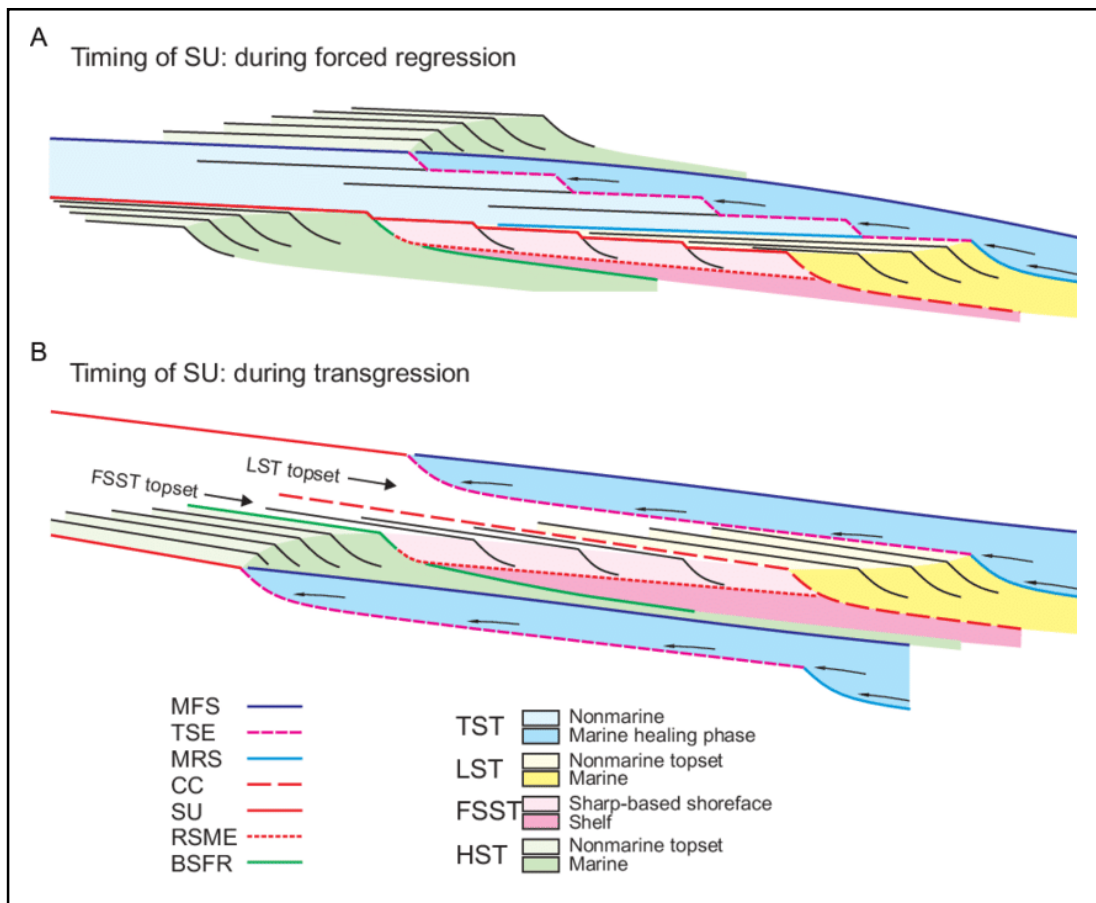


Figure 37 : Les surfaces particulières de la stratigraphie séquentielle (Catuneanu, 2017)

III. 2.4. limites, organisation interne, lithologie et granulométrie des unités et corps sédimentaires impactent la morphologie du signal diagraphique :

Le décryptage de divers formes du signal physique (GR, Rt, PS,...) constitue l'une des bases de l'interprétation des signaux diagraphiques et du séquençage de l'enregistrement sédimentaire, comme il est à la base de la construction de profil de corrélation entre les puits.

On conviendra, en première approximation, que dans le cas de sédimentation argilo-gréseuse la polarité des séquences est définie par la variation du niveau d'énergie du dépôt conditionnant la granulométrie et, par là même, l'argilosité. On peut admettre en effet que, si le niveau d'énergie est élevé, seul la phase la plus grossière se déposera et que la compétence du courant faiblissent, ce sont les particules les plus fins et les argiles qui sédimenteront, (Ecole National Supérieur du Pétrole et des Moteurs, 1986).

On définit ainsi deux types de séquence :

- **Séquence positive**, dont l'évolution est **granodécroissante**, évolution des particules les plus grossières aux plus fines vers le haut. Le contacte basal est abrupt.
- **Séquence négative**, qui montre une évolution inverse, **granocroissante** vers le haut. Le contact basal est progressif.

La relation entre les gradients granulométriques, l'évolution, d'une part, et le comportement de courbes comme le gamma ray et la PS, d'autre part, a été depuis longtemps établis. Une classification maintenant bien connue (courbes en « cloche », en « entonnoir » ou en « cylindre ») basée sur la morphologie de la courbe de PS. Les travaux ultérieures ont utilisés un jeu plus large de diagraphies, en privilégiant néanmoins le gamma ray dans les formations argilo-gréseuse à lithologie simple (matrice élémentaire stable, radioactivité liée seulement à l'argilosité).

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

Si ces courbes sont le plus souvent le reflet d'événement géologique, il convient cependant d'en rappeler les limitations d'emploi :

- **Gamma ray** : il enregistre la radioactivité naturelle totale. Il reflète donc bien l'argilosité, mais aussi la radioactivité non liée à l'argile que l'on retrouve dans différents minéraux, dans la matière organique, dans les débris d'organismes sous forme d'uranium, de potassium et de thorium que mesure le spectromètre gamma ray.
- **Polarisation spontanée (PS)** : elle constitue un indicateur d'argilosité, mais elle enregistre avant tout le contraste des fluides en présence dans la formation et dans le trou de sonde. Elle est influencée par la porosité ou la compacité de la roche, par la présence d'hydrocarbures (atténuation de la déflexion par le gaz). L'amplitude et la forme de sa déflexion sont tributaires de l'épaisseur des bancs.
- **Résistivité** : le contenu en fluide de la formation joue un rôle primordial dans l'allure de la courbe de résistivité. La présence d'hydrocarbures peut créer de faux gradients et donc de fausses séquences. L'existence de variation de salinité des eaux de formation peut perturber de façon sérieuse la courbe de résistivité.
- **Densité, neutron et sonique** : ces trois outils, ont une importance fondamentale dans la restitution lithologique.

On appellera cependant qu'ils sont sensibles à la présence d'hydrocarbures, surtout le gaz et aux irrégularités du trou

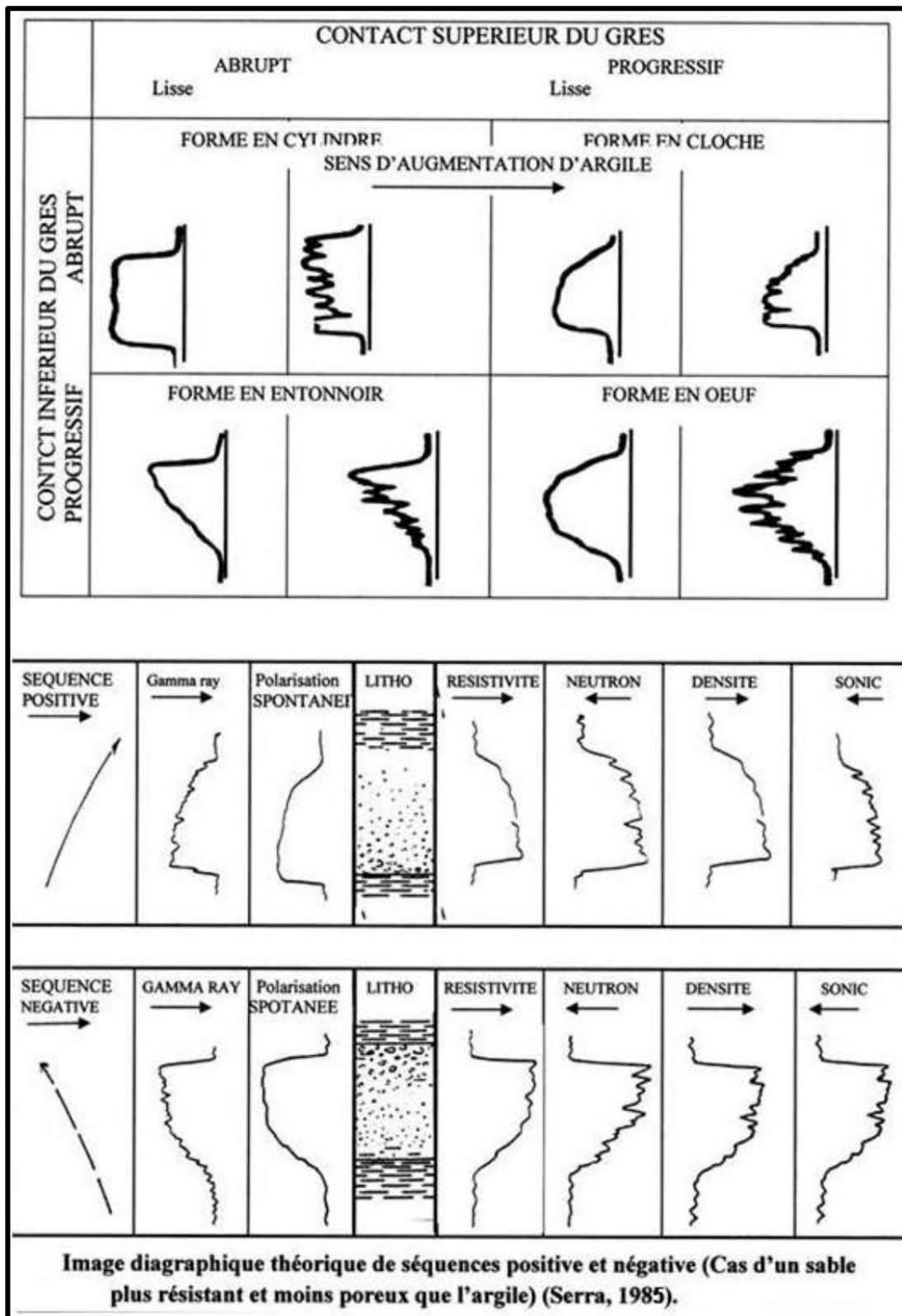


Figure 38 : Classification morpho-séquentielle (Serra, 1985).

III. 3.1. Les milieux de dépôts :

Les éléments destinés à former un sédiment sont généralement transportés à l'état solide ou en solution. Ils se déposent ensuite dans un milieu de sédimentation. Un milieu de sédimentation est une unité géomorphologique de taille et de forme déterminée où règne un ensemble de facteurs physiques, chimiques et biologiques suffisamment constants pour former un dépôt caractéristique ; exemples : milieu lacustre, milieu deltaïque. Cette définition reste vague quant à la taille d'un milieu : on parle souvent de milieu continental, mais celui-ci comprend les milieux torrentiels, fluviaux, lacustres, etc. A l'opposé, différents milieux peuvent être regroupés en unités spatialement plus grandes : un bassin sédimentaire regroupe les différents milieux d'une même entité géographique dont les sédiments ont des caractères communs (origine, âge, etc). (J. Beauchamps, 2012)

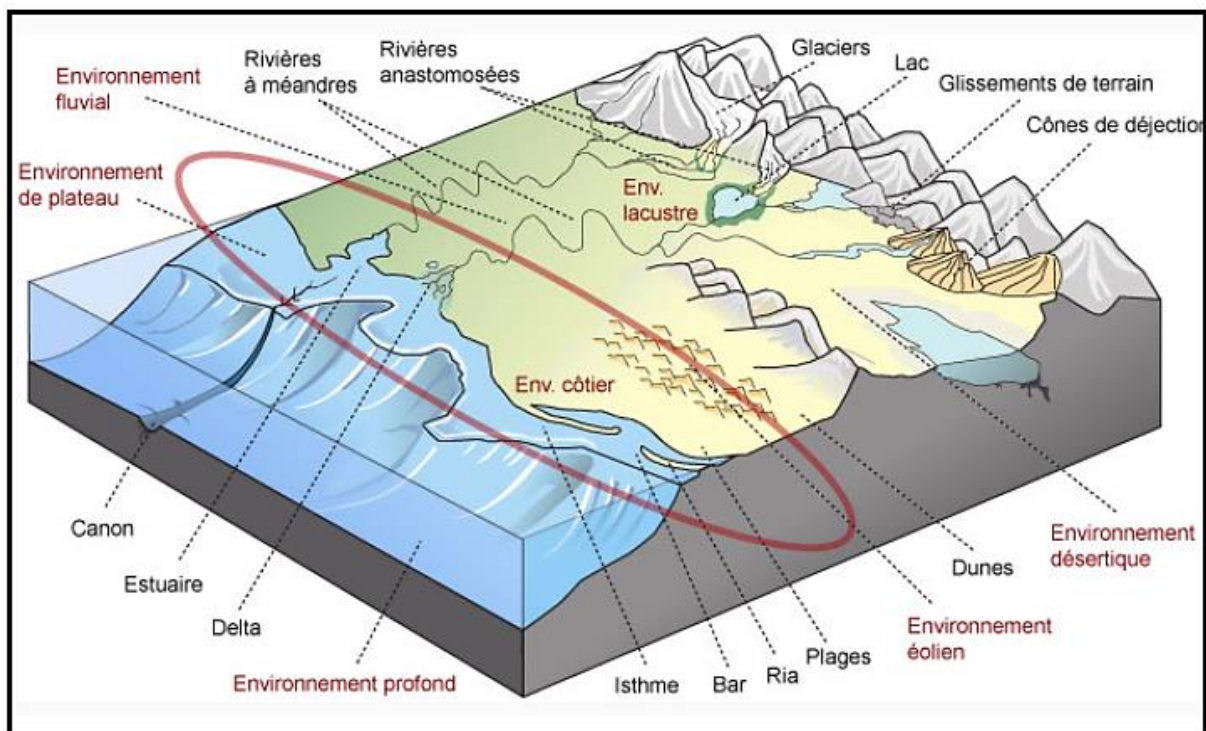


Figure 39 : Morphologie des environnements de dépôts.

III. 3.1.1. Environnement mixte : ce sont de milieux à influence mixtes (marine et continentale), il s'agit des estuaires, deltas, lagune littorales.

III. 3.1.1.1. Les estuaires : Les estuaires dans les mers à courants côtiers et à courants de marée importants Beaucoup d'estuaires résultent de l'invasion par la mer de la basse vallée des cours d'eau.

Les dépôts sont fins avec des Lentilles sableuses parallèles aux courants mobiles. A l'embouchure, on parle de « bouchon » vaseux soumis à la marée (pas loin de la ligne de rivage).

Sur le plan biologique, on trouve des organismes adaptés aux eaux saumâtres (5‰), Gastéropodes, Foraminifères arénacés, Ostracodes en plus d'une végétation abondante.

III. 3.1.1.2. Les deltas :

➤ **Morphologie** : La partie distale du bassin versant d'un fleuve est généralement une

large plaine alluviale où s'accumule une grande partie des matériaux transportés. Arrivé en mer, le courant décélère et le reste de la charge se dépose et forme le delta. L'apport continu des sédiments dans le delta fait avancer ce dernier dans le domaine marin : c'est la progradation deltaïque. Un delta se décompose en 3 parties.

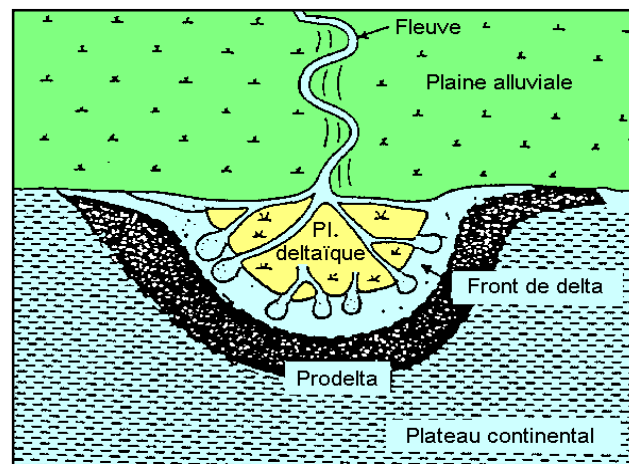


Figure 40 : Morphologie d'un delta (J. Beauchamps, 2012)

- La plaine deltaïque est le prolongement de la plaine alluviale. Elle est parcourue par un réseau de chenaux ramifiés, les distributaires. Entre les chenaux s'étendent des zones marécageuses et garnies de végétation sous climat humide.
- Le front du delta est le prolongement de la plaine deltaïque sous la mer.
- Le prodelta est la partie la plus externe et la plus profonde du delta ; il repose sur les sédiments marins de la plate-forme littorale.

➤ **Principaux types de deltas** : La morphologie des deltas dépend de l'importance relative de 3 facteurs qui sont le volume des apports sédimentaires du fleuve, l'énergie de la houle et l'énergie de la marée.

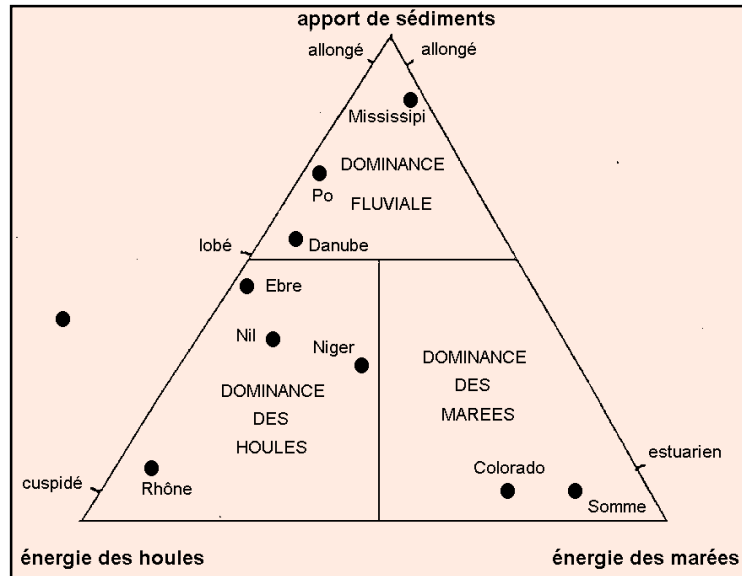


Figure 41 : Classification des deltas.

- **Deltas à dominance fluviale** : ils sont lobés ou allongés (ou en "patte d'oiseau", comme le delta du Mississippi). Dans la plaine deltaïque, les distributaires sont nombreux et rectilignes ; il s'y dépose des barres sableuses. Les distributaires sont bordés par des levées qui les isolent des zones inter-distributaires plus basses et marécageuses. La rupture des levées produit l'épandage du sable sur les argiles des marécages en delta de crevasse ("crevasse splay"). A l'embouchure des distributaires (front du delta) se déposent des barres sableuses qui progradent sur les sédiments fins du prodelta.
- **Deltas à dominance de marée** : les chenaux sont méandriformes et évasés à leur embouchure, le sable s'accumule en barres de méandre et en barres tidales à l'embouchure. Les chenaux sont bordés de slikke intertidale. Les zones inter-distributaires sont garnies de schorre.
- **Deltas à dominance de vagues** : l'action des vagues se fait sentir sur le front du delta ; les sables sont remaniés et forment des cordons littoraux et des plages ; les particules fines sont dispersées vers le large. Les distributaires sont peu nombreux. Exemple : le Rhône, le fleuve Sénégal.

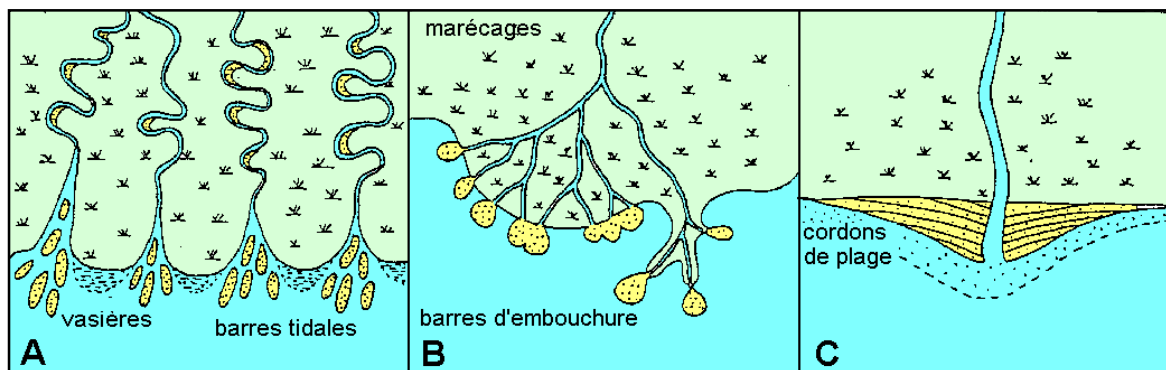


Figure 42 : les 3 types de deltas (A) dominance de marée ; (B) dominance fluviale ; (C) dominance de vagues. (J. Beauchamps, 2012)

➤ **Les faciès deltaïques :**

A. Plaine deltaïque : Les sédiments sont des faciès de plaine alluviale affectés par

l'influence des marées. Des barres sableuses et des galets se déposent dans les chenaux. Les zones interdistributaires sont constituées de limons et argiles, riches en matière organique sous climat humide, en évaporites sous climat sec et suffisamment chaud. En climat semi-aride se développent des encroûtements calcaires, en climat aride peuvent se former des dunes éoliennes à partir des sables fluviaux. Des dépôts sableux de rupture de levée accidentent la sédimentation fine dans les plaines de deltas à dominance fluviale.

B. Front de delta : C'est le lieu de rencontre des eaux douces chargées de sédiments et des eaux salées. La forme de sédimentation est différente selon la densité de l'eau du fleuve, fonction de la charge, et la taille des particules transportées. Si la densité de l'eau douce est voisine de celle de la mer, la charge se dépose rapidement en une barre de front de delta. Pour une densité d'eau douce plus grande, la charge forme un courant de densité qui suit le fond et gagne le large. Pour une densité plus faible, les particules en suspension forment un nuage qui se disperse à la surface de l'eau de mer (cas de l'Amazone).

Les barres sableuses progradantes vers le large. Dans les deltas à dominance de vagues, les sables sont remobilisés par la mer et étalés en barres parallèles à la côte constituant une plage ou un cordon isolant une lagune.

C. Prodelta : Il s'y dépose des sédiments fins généralement bioturbés car très riches en matière organique d'origine continentale. L'accumulation deltaïque progresse sur la plate-forme et présente une forte épaisseur si la marge est subsidente ou lorsque la progadation atteint la bordure de la plate-forme et se poursuit sur le talus. Le fluage des argiles prodeltaïques écrasées par les sables sus-jacents et la pente entraînent la formation de diapirs, de slumps et de failles normales listriques, dispositif structural favorable aux piégeages des hydrocarbures.

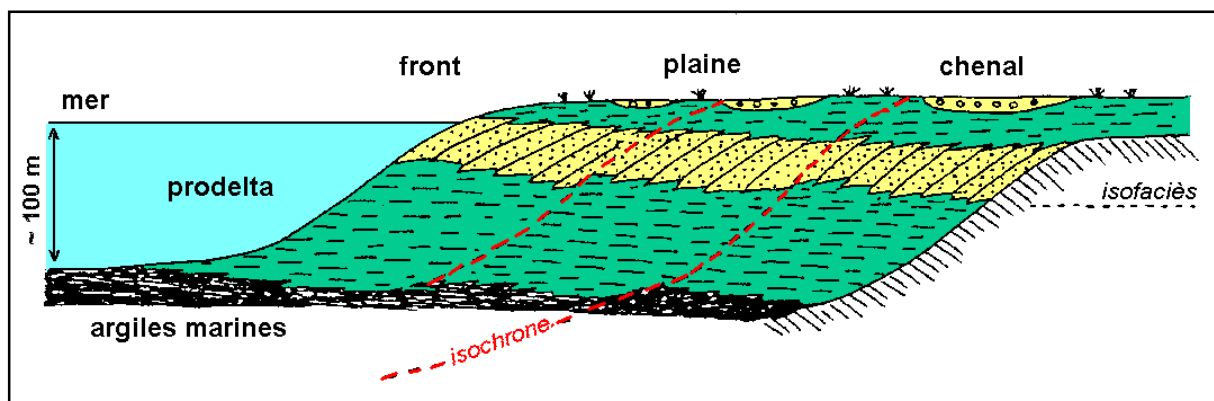


Figure 43 : Progradation des faciès deltaïques sur une plate-forme (J. Beauchamps.2012)

Les surfaces matérielles définies plus haut sont les repères majeurs de la stratigraphie séquentielle. Elles sont très utiles pour l'établissement des corrélations assez faibles à petite et grande distances. Pour les identifier on a conduit une analyse est menée sur la base des enregistrements diagraphiques des formations traversées. Elles se résument en l'analyse et l'interprétation des électro-séquences.

La suite de travail est l'analyse des faciès rencontrés sur la base des carottes. La description précise de ces faciès et leur interprétation en termes de régime hydrodynamique permet de déduire des associations de faciès et de milieux de dépôts. Ces milieux de dépôts s'intègrent eux-mêmes dans des environnements sédimentaires.

La description des faciès s'est faite selon plusieurs critères : la lithologie, la granulométrie, la nature des grains, la stratonomie. La présence d'éléments particuliers ainsi que les phénomènes d'ordre chimique, physique doivent également être notés. Enfin, un des points les plus importants est la reconnaissance des structures sédimentaires présente dans le réservoir du SAG.

Au titre de ce mémoire le travail de description des carottes a été effectué sur la base du puit Well 2 dont les principaux résultats sont résumés dans ce qui suit :

III. 4.1. Résultats de la description des carottes :

Les descriptions de carottes du puits Well 2 ont permis d'identifier les surfaces stratigraphiques majeures, et les logs électriques ont permis la propagation de telles surfaces sur l'autre puits (Well 1) grâce aux corrélations.

III. 4.1.1. Description de carottes du puits Well 2 :

III. 4.1.1.1. Carotte 1 : se trouve dans l'intervalle (4 488-4 473 m), avec une épaisseur de 1.96 m, (fig. 44).

- **Grès** : il est bien cimenté et poreux, d'une couleur vert pâle et beige pâle à blanc.
 - **Structures sédimentaires** :

Aspects physiques : Les grès chloritiques vert pâle sont stratifiés en creux, avec de minces drapés d'argile à l'échelle millimétriques dans les séries et des paquets plus épais riches en boue, coiffant des ensembles d'échelles décimétriques.

Aspects biogéniques : Skolithos et Chondrites et des sables étroits sont généralement dépourvus de bioturbation.

Aspects diagenétiques : cimentation de quartz omniprésente dans les sables fin, isolé au sommet des sables chloritiques.

- **Hétérolithiques** : boue de couleur noir à gris foncé, et des sables beiges.
 - **Structures sédimentaires** :

Aspects physiques : grès stratifié actuels actuelle ondulée et bosselée, avec une épaisseur maximale de lit de 5cm. Lames boueuses les deux intercalés avec des lits de grès à l'échelle millimétriques à centimétriques.

Aspects biogéniques : Paléophycus et des terriers bordés de boue.

- **Argile** : Très fine silté de couleur gris foncé

- Structures sédimentaires :

Aspects physiques : massivement stratifiée, irrégulière, convolute, à angle élevé ($> 15^\circ$ C) contacts supérieurs et basaux. Lentilles sableuses isolées flottant dans le centre du lit. Orthocônes isolés rares.

Aspects biogéniques : Absent.

Aspects diagénétiques : Sidérite.

• Interprétation :

Des chenaux et des barres sub-tidale, et dépôts d'injectites :

Les grès très fins arileux, massivement couchés montrent un contact avec une base irrégulière et un assèchement associé dans les dépôts de barres sub-tidale sous-jacents et les argiles sus-jacents. Egalement, une présence de rares lentilles de sable contorsionnées et isolées, ainsi que des orthocones flottants. Ces caractéristiques sont compatibles avec un dépôt d'injectite.

Les grès cimentés au quartz, à surface ondulée recouvrant l'unité d'injection sont interprétés comme représentant de dépôt dans une barre subtidale.

Les grès stratifiés, chloritique et poreux sont interprété comme représentant le développement des dunes dans un environnement de type de canal. Des traces de fossiles : Skolithos et Chondrites sont associées à des horizons drapés d'argile, indiquant un développement et une colonisation dans une surface mouillée. Les observations sont compatibles avec une interprétation d'un remplissage de canal sub-tidale.

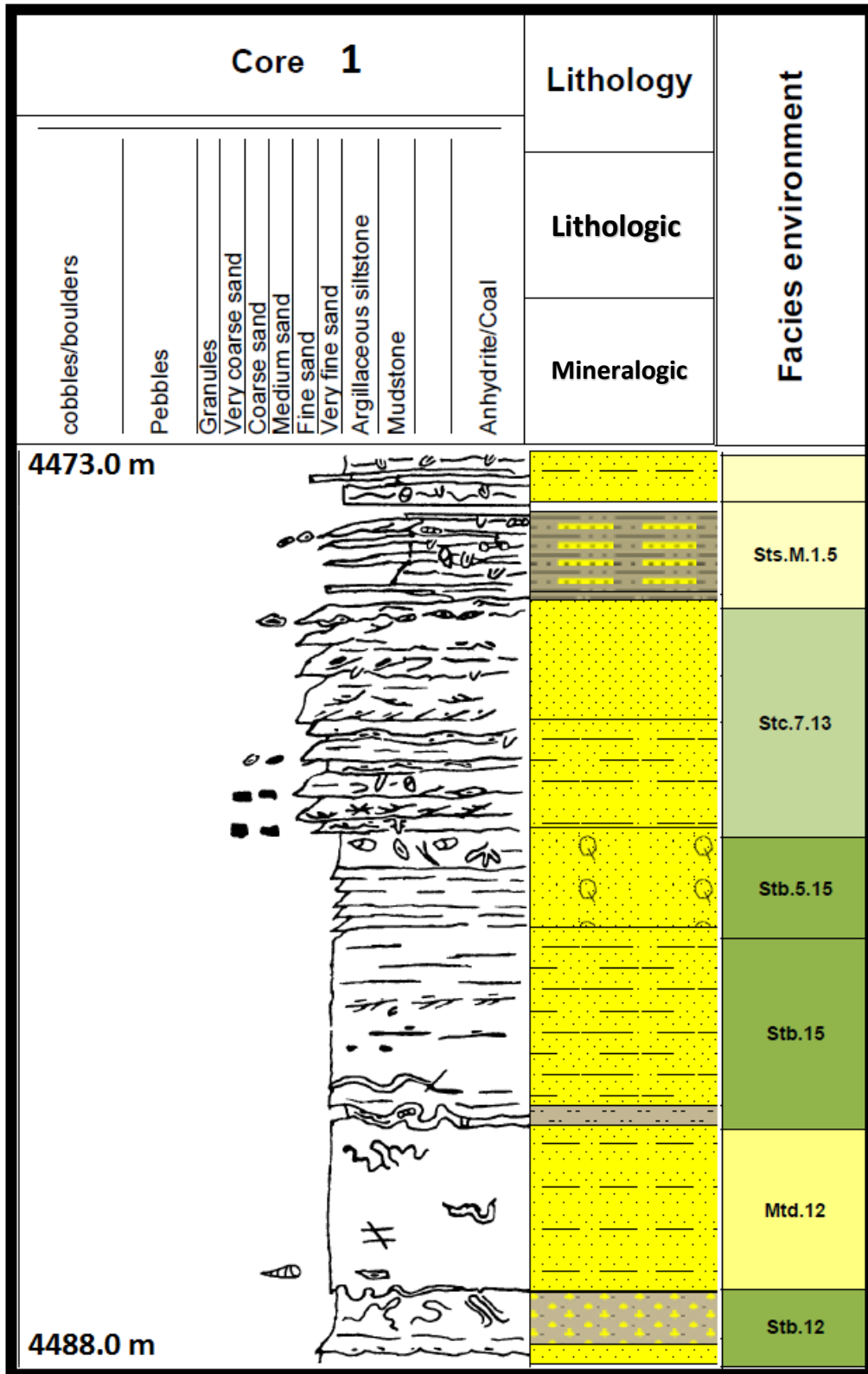


Figure 44 : Description lithologique de la carotte (01)

III. 4.1.1.2. Carotte 2 : elle est dans l'intervalle (4627-4612 m), d'une épaisseur de 1 m, (Fig. 45).

- **Grès :** poreux et chloritique, d'une couleur gris pâle à blanc.
 - **Structures sédimentaires :**

Aspects physiques : Stratification entrecroisée avec des champs d'argile ont parfois des formes stylolitiques. Argile intra-clastes de couleur gris foncé commune à la base du corps de sable.

Aspects biogéniques : Des Skolithos et Chondrites associés à la réactivation des surfaces.

Aspects diagenétiques : Horizon cimenté au quartz sur la crête d'une dune de sable, et des couches de grain chloritique dans le noyau.

- **Hétérolithique :** Succession dominée par la boue intercalée, avec des lentilles sableuses discontinues se transformant en succession d'argile avec des drapées de boue d'échelle centimétrique.

Boue de couleur noir à gris foncé, sable beige à marron foncé.

- **Structures sédimentaires :**

Aspects physiques : dominance de lit planaire, avec des drapés communs de sables ondulés.

Aspects biogéniques : Planolites, Paléophycus et Siphonichnus. De rares Bivalves lingulidés à la base de l'intervalle carottée.

- **Interprétation :**

Dune de sable (Sand wave «Sw») : Les argiles inférieures et les grès intensément bioturbés sont interprétés comme représentant le flanc d'une dune de sables. Les grès à stratification entrecroisée, poreux sus-jacent et chloritique sont interprétés comme représentant le noyau d'une dune de sable. Cette séquence est divisée en deux dunes de sable, des sables à grain très fin, bioturbés, cimentés au quartz marquent la division entre les deux.

Zone de transition au large (offshore transition zone «Otz») : Cette unité est composée d'hétérolithiques à dominance boueuse, qui sont argileuse avec des lits de sable de tempête fréquents et il est cryptiquement bioturbé indiquant le dépôt dans le plateau interne proximal à la base de dune de tempête.

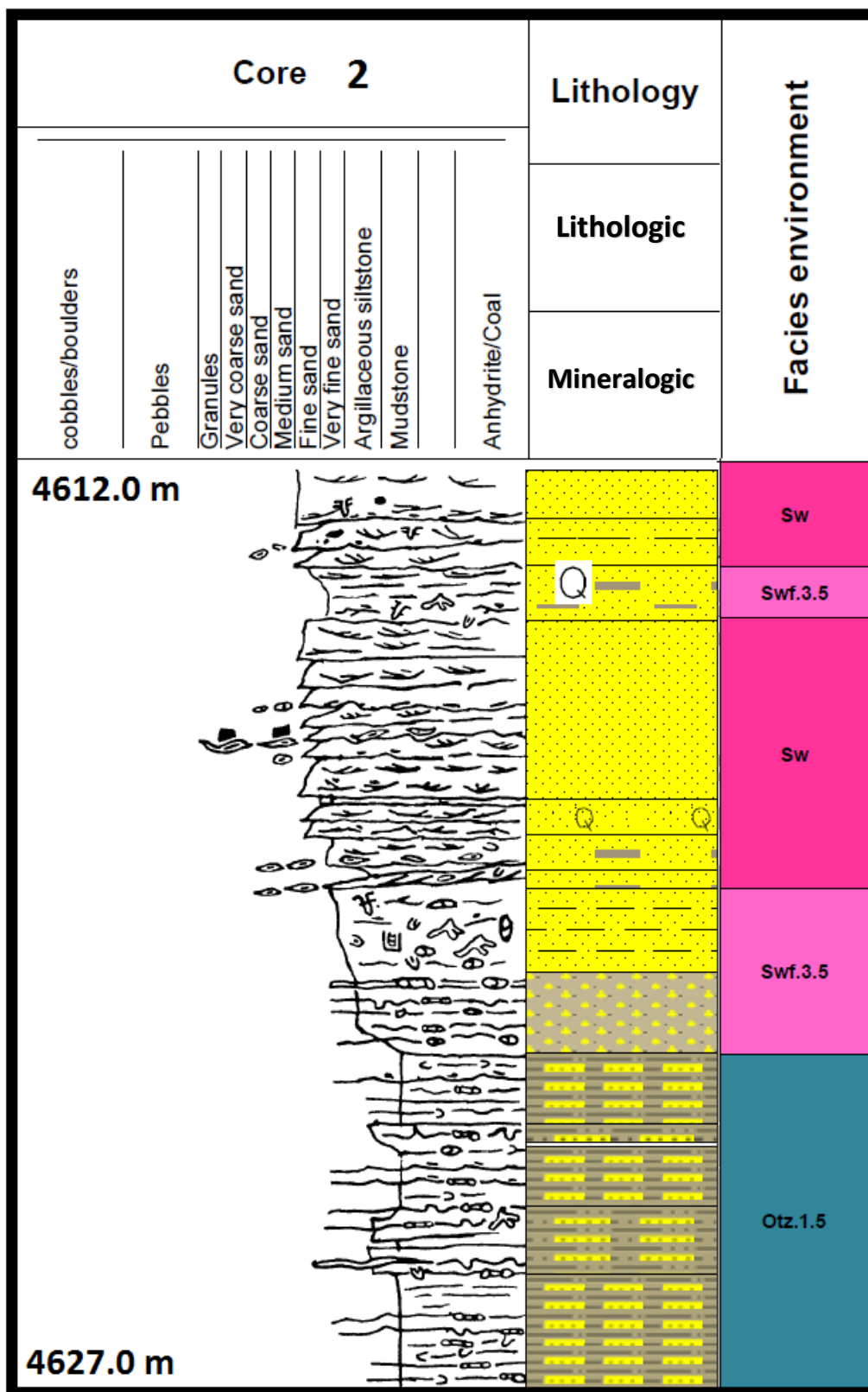


Figure 45 : Description lithologique de la carotte (02)

III. 4.1.1.3. Carotte 3 : se trouve dans l'intervalle (4 652.7- 4 637.7 m), d'une épaisseur de 1.28 m, (Fig. 46).

- **Grès argileuse et cimenté :** Des grès argileux, cimenté au quartz d'une couleur gris moyen à foncé.

– **Structures sédimentaires :**

Aspects physiques : des sables asymétriques drapés et ondulés, et des lits dont les épaisseurs vont de 1 à 5 cm et ils sont limités par des drapés de boue d'échelle millimétrique à centimétriques.

Aspects biogéniques : Planolite et des terriers horizontaux bordés d'argile

Aspects diagénétiques : Quartz cimenté.

- **Hétérolithique :** Succession dominée par la boue intercalée, avec des lentilles sableuses discontinues se transformant en succession d'argile avec des drapés de boue d'échelle centimétrique

Boue de couleur noir à gris foncé et sable beige à marron foncé.

– **Structures sédimentaires :**

Aspects physiques : dominance de lits planaire, avec drapé commun sables ondulés.

Aspects biogéniques : Planolites, Paléophycus et Siphonichnus. De rares Bivalves lingulidés à la base de l'intervalle carottée.

- **Interprétation :**

Feuille héli-pélagique, zone de transition off-shore et nappes sub-tidal.

La succession basale est composée d'un retrait brut de nettoyage d'argile faiblement bioturbés. Les sables fins recouvrent progressivement des sédiments de plus en plus argileux avec des intercalations de sables épais d'échelle centimétriques. Cette séquence est interprétée comme représentant la transition de sédimentation off-shore sous la base des dunes de tempête à sédimentation de plateau intérieur entre le beau temps et tempête et dans le régime de marée.

Le paquet de grès est composé de courant drapé ondulé, bien bioturbés et des grès argileux. La nature des drapés d'argile suggère une influence des marées, mais l'intensité de la bioturbation suggère un milieu marin ouvert. Ce couplé avec une base et un sommet tranchant indique à ce paquet une nappe comme géométrie de ce corps. Donc ces grès sont interprétés comme représentant des nappes de sub-tidal.

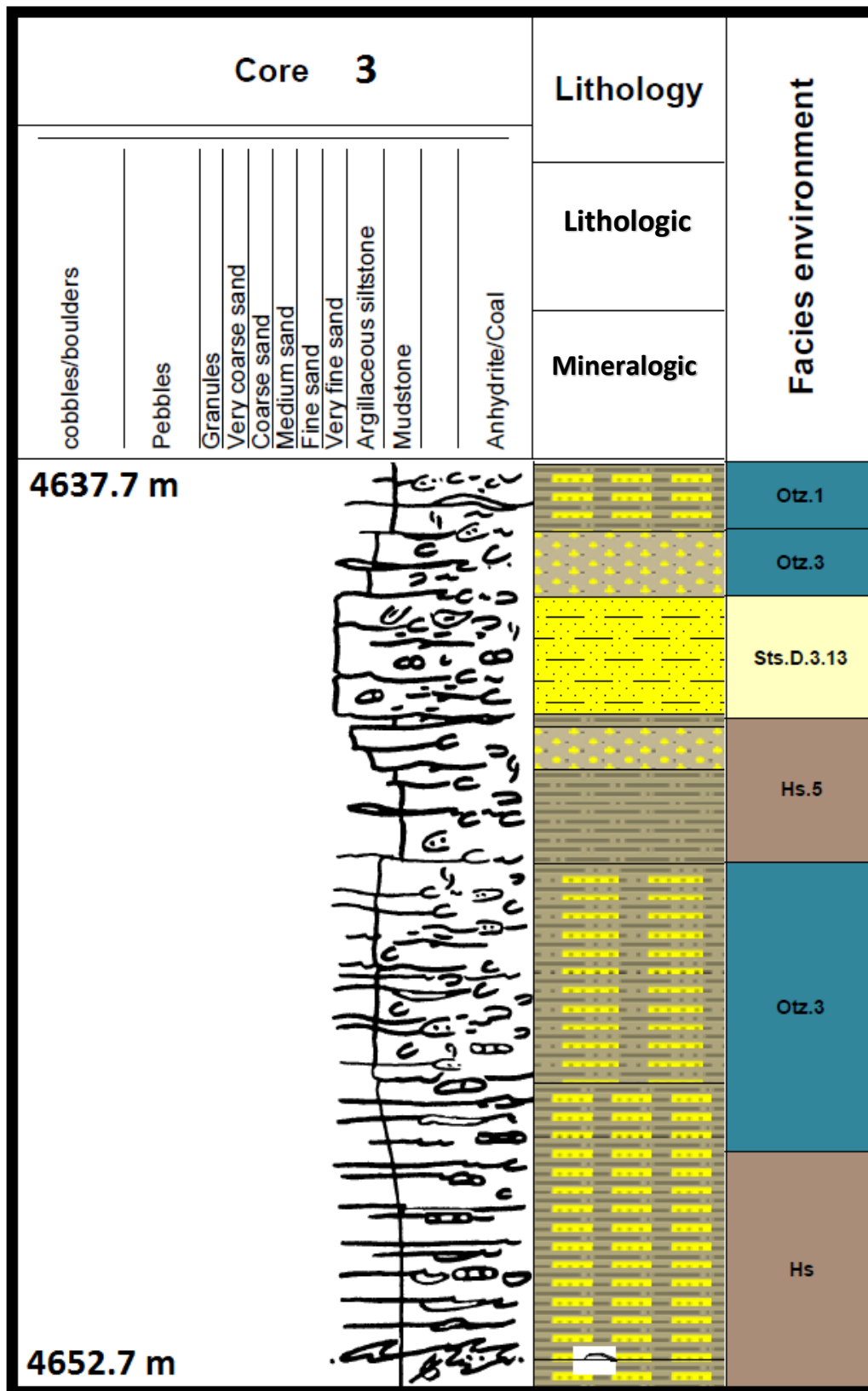


Figure 46 : Description lithologique de la carotte (03)

- III. 4.2. Etudes sédimentologique des carottes :** Les principaux environnements reconnus dans le SAG (toutes unités confondues) et qui apparaissent dans les descriptions sédimentologique sont résumés ci-dessous :
- Environnements de baie, avec des milieux fortement bioturbés et organiques, et des alternances avec des argiles bioturbées.
 - Environnements de plaine de marée de type sable et boue, à nombreuses structures tidales. Ce sont les environnements où les faciès de type chenaux de marée, front de delta ou fortes influences tidales sont les plus fréquents.
 - Environnements de shoreface supérieur, en général avec des grès peu bioturbés et assez massifs.
 - Environnements de shoreface inférieur, dominés par des grès argileux très bioturbés.
 - Environnements de transition shoreface inférieur – offshore supérieur, avec des grès très fins à hummocks.
 - Environnements offshore argileux.
- III. 4.3. Association des faciès :** Ces associations de faciès, caractérisant un environnement de transition terre-mer, sont répertoriées depuis un pôle proximal (chenaux côtiers) jusqu'à un pôle distal (offshore) et leur description sont comme suite :
- Granulométrie : une grande partie des sédiments étudiés est de granulométrie fine inférieure à très fine localement. Les granulométries les plus fortes se rapportent aux sédiments les plus proximaux de type chenaux de marée.
 - Structures sédimentaires : les stratifications obliques d'angle faible sont communes, surtout dans les environnements de shoreface (avant-plage) supérieur où les sédiments sont vannés par l'action des vagues. Des stratifications en mamelons (HCS) sont aussi fréquentes, caractérisant des dépôts de shoreface moyen à inférieur où l'action des vagues n'est sensible que lors de conditions de tempête.
 - Eléments additionnels : la présence de drapages réguliers d'argile contribue à reconnaître des influences de marée. Des éléments bioclastiques tels que des Orthocères ont aussi été reconnus, dans des niveaux argileux comme dans des niveaux gréseux ou de telles faunes ont été remaniés.
 - Intensité de bioturbation et Ichnotaxa : les bioturbations peuvent être importantes et contribuer à la dégradation des qualités réservoir. Elles sont en général reliées aux taux de sédimentation, et sont abondantes dans les systèmes de lagon (dominés par Skolithos, Asterosoma, Paleophycus et Arenicolites) et les systèmes de shoreface Inférieur (dominés par Planolites, Bergueria, et de plus rares Cylichnus et Teichichnus).
 - Contacts : les contacts lithologiques peuvent être érosifs, surtout dans les domaines de chenaux tidaux, et plus progressifs dans les évolutions de type offshore-shoreface inférieur et supérieur, traduisant des chutes progressives du niveau marin.
 - Propriétés réservoir : il s'agit des propriétés originales, qui peuvent avoir été modifiées par des phénomènes diagénétiques. Les meilleures propriétés sont reconnues dans les grès de shoreface supérieur (peu de bioturbation, bon tri) et ceux de barre d'embouchure.

- Commentaires : les distinctions entre grès de barre d'embouchure et grès de shoreface supérieur (barre d'offshore) ne sont pas évidentes. Les barres d'offshore se déposent en contact abrupt avec l'encaissant et peuvent effectivement se comporter comme des barres sableuses d'embouchure plus ou moins dispersées par la dérive littorale.
- Facies : un codage de faciès a été effectué en carothèque, afin de pouvoir proposer une nomenclature accessible aux futures descriptions et caractérisations.

Le tableau 09 résume les principaux systèmes de dépôt, suite à l'intégration de toutes les observations carotte. Les principaux réservoirs sont concentrés dans les niveaux progradants des grès de shoreface et des systèmes chenalisés deltaïques à dominance fluviale.

ENVIRONNEMENT DE DÉPÔT	CHENAL FLUVIAL	TIDAL SUBTIDAL	BARRE D'EMB. AVANT CÔTE	BAIE PRODELTA PEU PROFOND	SHOREFACE SUPERIEUR	SHOREFACE INFÉRIEUR	OFFSHORE
GRANULOMÉTRIE ET COULEUR	Sables moyens, mal triés, grisâtres à beige	Sables fins ou hétérolithiques, bioturbés et grisâtres	Sables fins gris-blancs	Sables très fins argileux, bioturbés, grisâtres	Sables fin à très fins, grisâtre à beige	Sables fin à très fins, hétérolithiques, grisâtres à beige	Argiles sombre à noires hétérolithiques
STRUCTURES SEDIMENTAIRES	Stratifications obliques à entrecroisées (grano-d.croissant)	Litage hétérolithique ondulé à lenticulaire, baser bedding	Stratifications obliques à d'angle faible au sommet (grano-croissant)	Litage hétérolithique ondulé à lenticulaire	Stratification plane et d'angle faible, en mameçons, parfois destructurée par la bioturbation	Stratification en mameçons parfois destructurée. Litage hétérolithique ondulé à lenticulaire	Minces trains de rides silto-sablueuses ou argiles massives
ELEMENTS ADDITIONNELS	Nombreux clasts lithiques		Présence de rares drapages d'argile et de bioclasts	Stratification hétérolithique initiale totalement destructurée	Intensité et diversité de bioturbation étroitement liées au taux de sédimentation	Intensité et diversité de bioturbation étroitement liées au taux de sédimentation	Bioclastes: riches en débris d'organisme (bivalves, orthocères, tridobies)
INTENSITE DE BIOTURBATION	--	++	--	+++	+	+ / +++	+ / -
ICHNOTAX	Rare Scoyenia isp	Skolithos, Asterosoma, Paleophycus, Arenicolites, Planolites	Rare Skolithos, rare Lugichnia	Teichnidrus, Paleophycus, Planolites, Rhizocorallium, Skolithos, Physosiphon	rare skolithos	Skolithos, Planolites, Berqueira	Planolites, Chronites sp.
CONTACTS	Contactos érosifs souvent soulignés par un lag basal	Contactos francs caractérisés par des surfaces bioturbées	Progressif vers des dépôts hétérolithiques de shoreface	Contactos francs caractérisés par des surfaces bioturbées	Contactos francs à érosif	Contactos bioturbés à francs	Progressif vers les hétérolithiques à dominante argileuse
PROPRIETES RESERVOIRS	★ ★	★ ●	★ ★ ★	●	★ ★ ★	★	●
COMMENTAIRES	Chenau de type tresse à faible sinuosité	Facès souvent associé aux chenaux de plateau	Risque de confusion avec des barres d'offshore	Bioturbation intense de petite taille et horizontale typique d'un environnement calme et restreint	Souvent des barres d'offshore	Parfois shoreface totalement bioturbé, faible taux de sédimentation (relation auto-alloc-cyclique?)	Facès riche en débris d'organisme
FACIES	Fd	Fmf	Fbe	Fsl	Fusf	Flsf	Flo / Fioff
BATIMETRIE	>0m	0-5m	0-15m	5-25m	0-10m	10-25m	25-100m

Tableau 09 : Récapitulatif des faciès observés et des caractéristiques sédimentaires

III. 4.4. Modèle de dépôt :

Les descriptions de carotte de cette étude sont en concordance avec le modèle de dépôt repris des études précédentes.

Les barres gréseuses à fort potentiel observés dans SAG constituent des progradations d'un littoral marin/deltaïque avec quelques influences de marées latéralement, (Fig. 47).

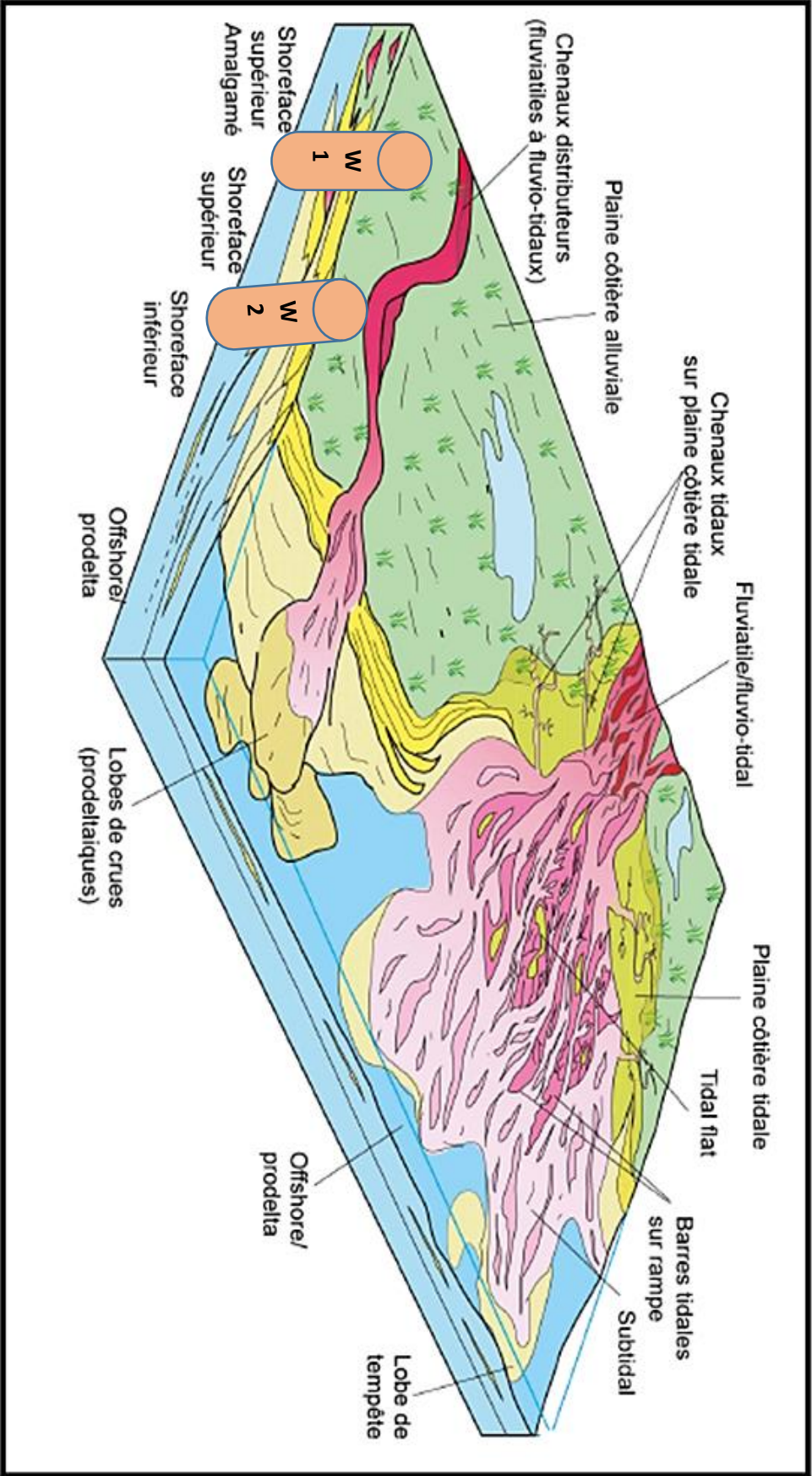


Figure 47 : Modèle de dépôt.

III. 5. Essai de découpage séquentiel des puits sur la base des réponses diagraphiques :

Les sondages « Well 1 et Well 2 » de direction Nord Est-Sud Oust ont été choisis comme puits de référence en raison de la qualité de la réponse diagraphique disponible.

III. 5.1. Puits Well 1 :

III. 5.1.1. Séquence (01) : elle est d'une épaisseur de 240 m incomplète à la base, caractérisée par la succession de deux (2) cortèges sédimentaires, (Fig. 48).

– **Un prisme de haut niveau marin (Higstand System Tract « HST ») :** il est d'une épaisseur de 78 m, il est caractérisé par une limite MFS à la base à une profondeur de 4 876 m, et une limite TS au sommet à une profondeur de 4 798 m.

Ce prisme est déduit par l'allure de la courbe Gamma-Ray (GR) en forme cylindrique. La séquence est négative signe d'une série grano-croissante. L'allure cylindrique est ciselée de taux d'argile.

– **Un intervalle transgressif (Transgressive System Tract « TST ») :**

Représenter par une alternance d'argile et grès à dominance argileuse, il est constitué de dépôts rétrogradant. Son épaisseur est de l'ordre de 113 m, limité à la base par une TS à une profondeur de 4 798 m et au sommet par une MFS à une profondeur de 4 685 m.

Le signal diagraphique du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique. La séquence est négative caractérisée de séries de grès avec un taux d'argile variable, avec une évolution grano-croissante vers le haut.

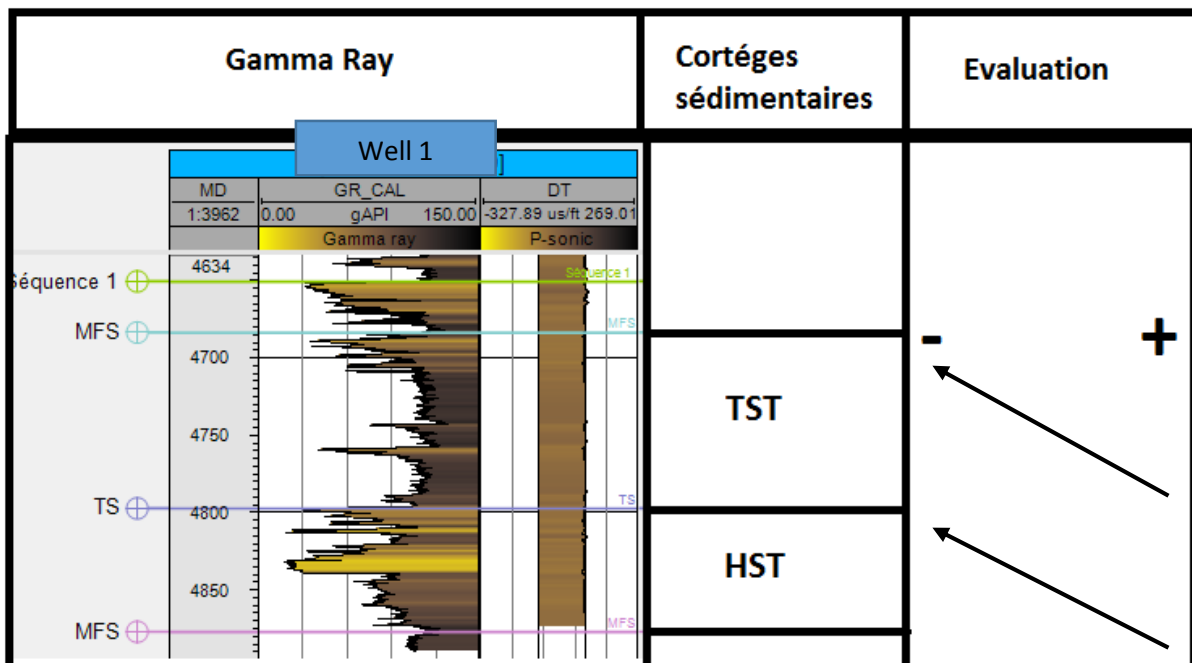


Figure 48 : Cortèges sédimentaires de la séquence 1 du puits Well 1.

III. 5.1.2. Séquence (02) : se trouve entre 4 650 m et 4 524 m de profondeur, avec une épaisseur de 126 m, caractérisée par la succession de deux (2) cortèges sédimentaires, (Fig.49).

– **Un prisme de haut niveau marin (HST) :**

Elle est d’une épaisseur de 26 m, déduit par l’allure de la courbe Gamma-Ray en forme cylindrique dont l’enveloppe est perturbé par la présence d’argile, et la présence d’une limite MFS à la base à une profondeur de 4 631 m, et une limite TS au sommet à une profondeur de 4 605 m.

La courbe de Gamma-Ray montre une évolution régressive avec des faciès lithologiques qui sont caractérisés par des dépôts argileux à la base évoluant vers des dépôts gréseux au sommet, avec un type de séquence négative grano-croissante.

– **Un intervalle transgressif (TST) :**

Son épaisseur est de l’ordre de 41 m, limité à la base par une TS à une profondeur de 4 605 m, et au sommet par une MFS à une profondeur de 4 565 m (Fig. 49), avec la présence d’une courbe Gamma ray en forme de cylindre constitué de dépôt progradantes, et un type de séquence négative grano-croissante.

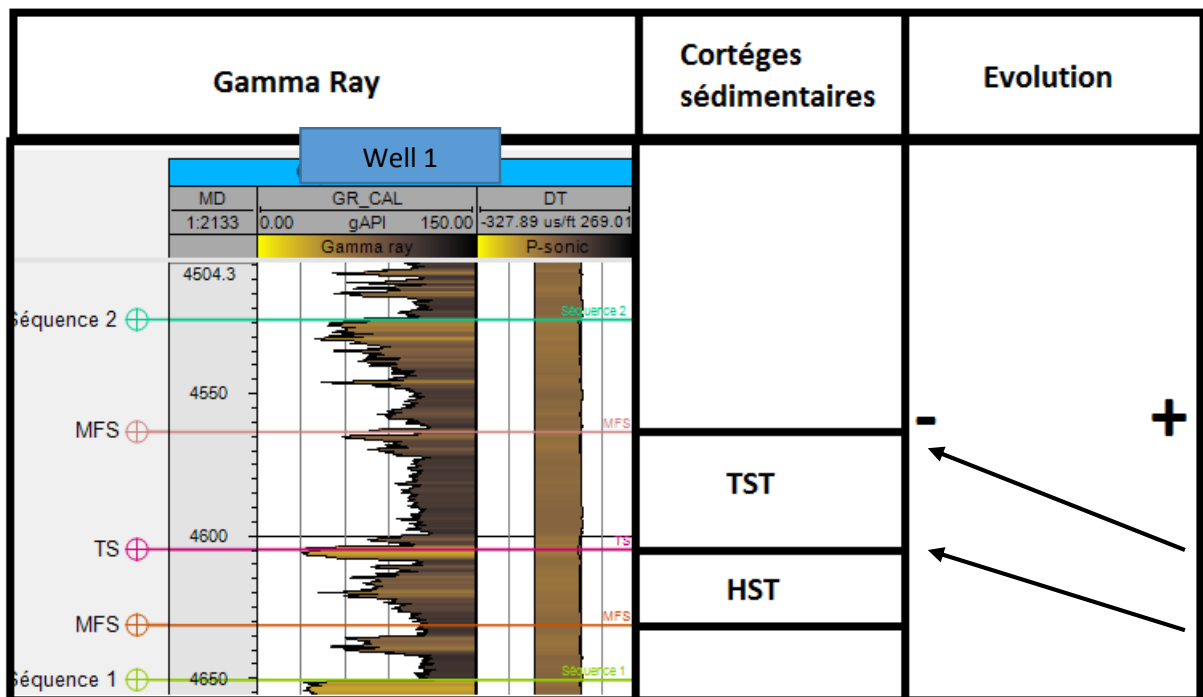


Figure 49 : Cortèges sédimentaires de la séquence 2 du puits Well 1.

III. 5.1.3. Séquence (03) : se trouve entre 4 524 m et 4 436 m de profondeur. Une épaisseur de 88 m, caractérisée par la succession de deux cortèges sédimentaires, (Fig. 50).

– **Un prisme de haut niveau (HST) :**

Il est d’une épaisseur 32 m, limité à la base par une MFS à une profondeur de 4 500 m et au sommet par une TS à une profondeur de 4 468 m. Il s’agit d’une alternance de silts, présenté par une courbe Gamma ray en forme d’entonnoir caractérisé par des dépôts d’argile a la base et des dépôts de grès au sommet, présentant une série négative (grano-croissante).

– **Un intervalle transgressif (TST) :**

Son épaisseur est de l’ordre de 10 m, caractériser par des silts à la base est des grès au sommet, limité à la base par une TS et au sommet à une profondeur de 4 468 m et par une MFS à une profondeur de 4 458 m. (Fig. 50), des argiles à la base surmontés par des grés au sommet. Ce prisme montre un signal diagraphique du gamma-ray avec une courbe en dent de séries en taux d’argile élevé.

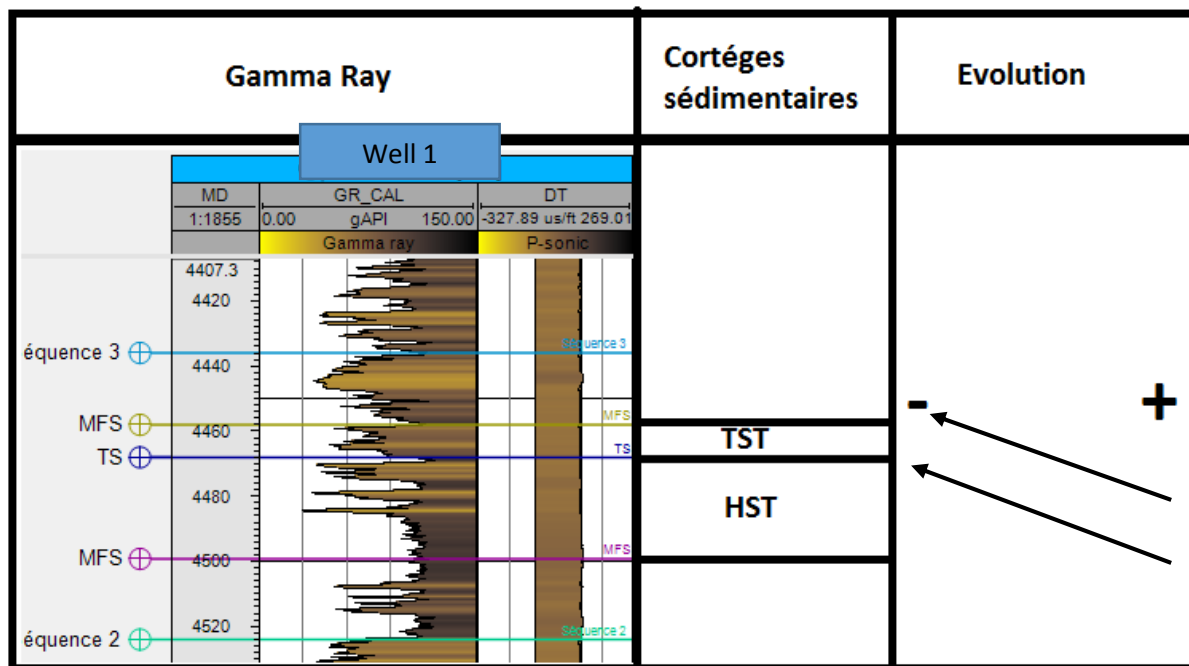


Figure 50 : Cortèges sédimentaires de la séquence 03 du puits Well 1

III. 5.1.4. Séquence (4) : Se trouve entre 4 436 m et 4 329 m de profondeur, caractérisée par une épaisseur de 107 m, et la succession de deux cortèges sédimentaires, (Fig. 51).

- **Un prisme de haut niveau marin (HST) :**

D’une épaisseur de 30 m avec la présence d’une courbe Gamma ray en forme d’entonnoir, il est limité par une MFS à la base à une profondeur de 4 403 m et TS au sommet à une profondeur de 4 373 m. Avec une évolution régressive et un type de séquence négative grano-croissante surmontés par des grés.

- **Un intervalle transgressif :**

Son épaisseur est de l'ordre de 25 m, limité à la base par une TS à une profondeur de 4 373 m, et au sommet par une MFS à une profondeur de 4 348 m (Fig. 51), avec la présence d'une courbe Gamma ray en forme cylindrique, caractérisant une séquence négative grano-croissante.

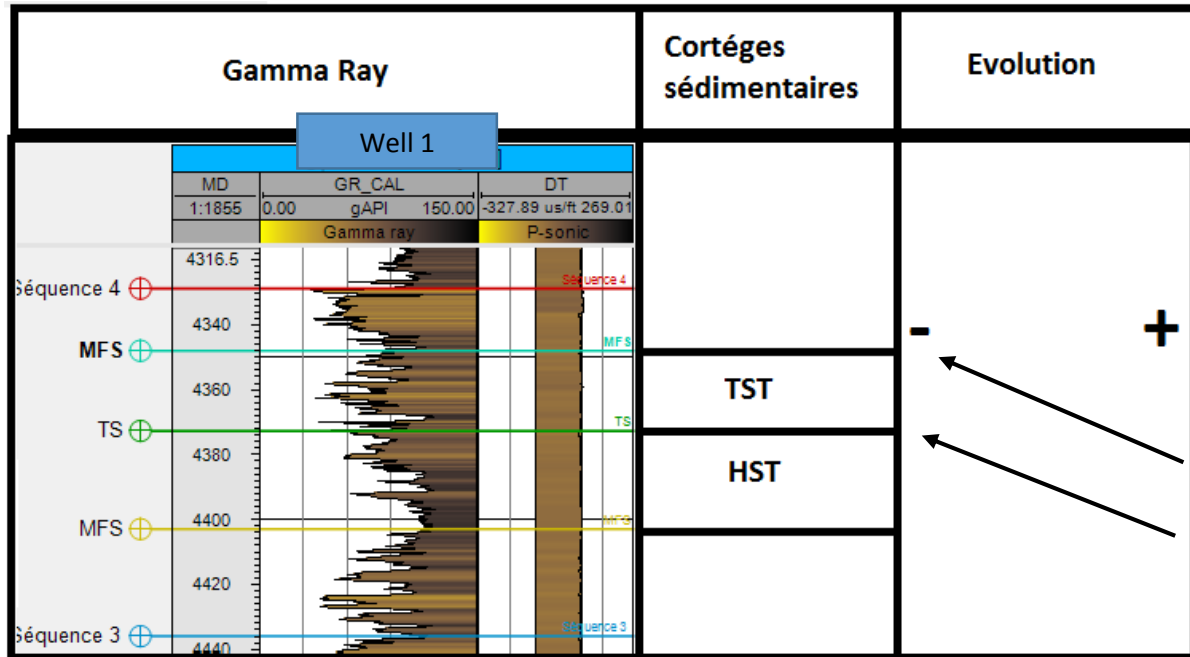


Figure 51 : Cortèges sédimentaires de la séquence 04 du puits Well 1

III. 5.2. Puits Well 2 :

III. 5.2.1. Séquence (01) : elle est d'une épaisseur de 300 m incomplète à la base, caractérisée par la succession de deux (2) cortèges sédimentaires. (Fig. 52).

- **Un prisme de haut niveau marin (HST) :**

Il est déduit par l'allure de la courbe Gamma-Ray (GR) en forme d'entonnoir et par la présence d'une limite MFS à la base à une profondeur de 4 815 m et une limite TS au sommet à une profondeur de 4 758 m. Son épaisseur est de l'ordre de 57 m depuis la MFS. L'allure de la courbe gamma-ray montre une séquence négative avec une évolution grano-croissante vers des niveaux gréseux. Les faciès lithologiques sont caractérisés par des dépôts argileux à la base évoluant vers des dépôts gréseux au sommet.

- **Un intervalle transgressif (TST) :**

Il est constitué de dépôts progradantes, représentés par des argiles parfois silteuses. Son épaisseur est de l'ordre de 123 m, limité à la base par une TS à une profondeur de 4 758 m et au sommet par une MFS à une profondeur de 4 635 m.

Le signal diagraphique du Gamma-Ray montre une allure en entonnoir avec une évolution grano-décroissante vers le haut indiquant une séquence négative.

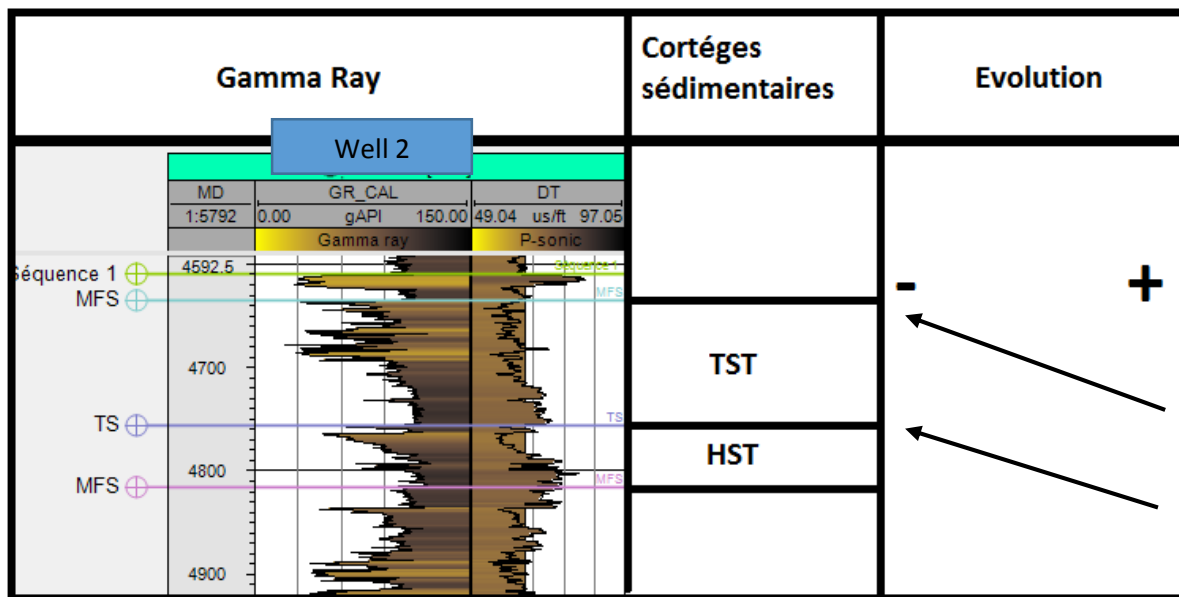


Figure 52 : Cortèges sédimentaires de la séquence 01 du puits Well 2.

III. 5.2.2. Séquence (02) : se trouve entre 4 610 m et 4 465 m de profondeur avec une épaisseur de 145 m, caractérisée par la succession de deux (2) cortèges sédimentaires, (Fig. 53).

– **Un prisme de haut niveau marin (HST) :**

D'une épaisseur de 26 m, déduit par l'allure de la courbe Gamma-Ray et par la présence d'une limite MFS à la base à une profondeur de 4 583 m et une limite TS au sommet à une profondeur de 4 557 m.

La courbe de Gamma-Ray montre une allure en entonnoir traduisant une séquence négative à évolution grano-croissante vers des niveaux gréseux. Les faciès lithologiques sont caractérisés par des dépôts argileux à la base évoluant vers des dépôts gréseux au sommet.

– **Un intervalle transgressif (TST) :**

Une épaisseur de l'ordre de 37 m, limité à la base par une TS à une profondeur de 4 557 m, et au sommet par une MFS à une profondeur de 4 520 m (Fig. 53), avec la présence d'une courbe Gamma ray en entonnoir caractérisé par une évolution grano-croissante avec des argiles à la base et des grès au sommet.

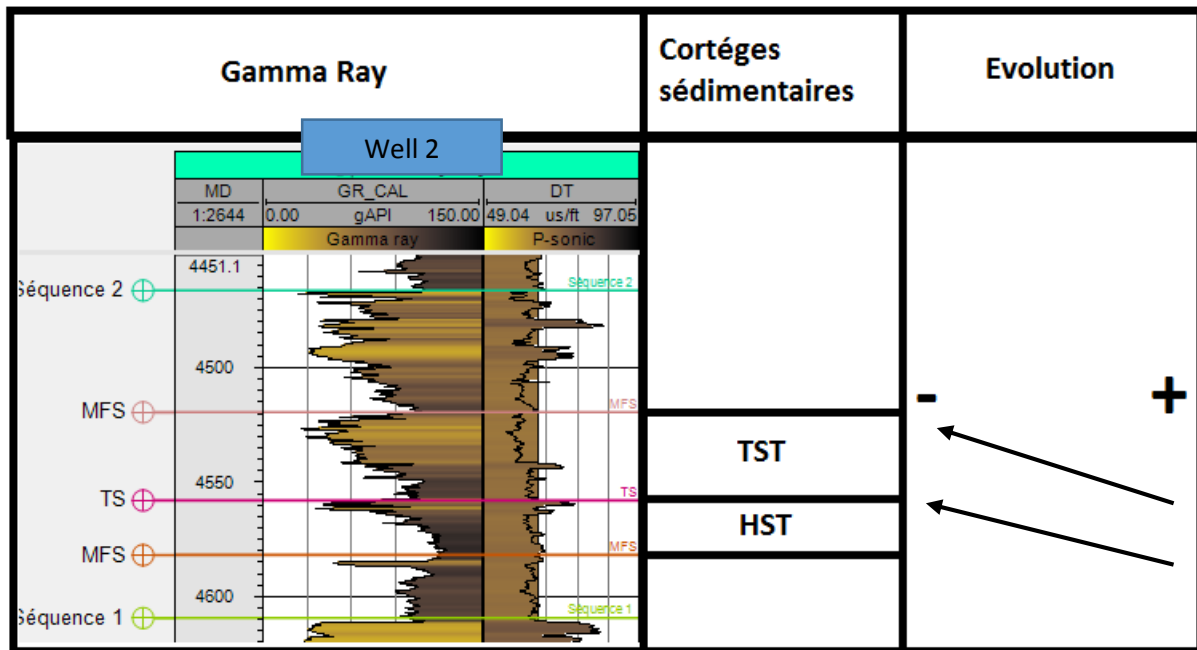


Figure 53 : Cortèges sédimentaires de la séquence 02 du puits Well 2.

III. 5.2.3. Séquence (03) : se trouve entre 4 465 m et 4 381 m, caractérisée par une épaisseur de 84 m et de (2) cortèges sédimentaires, (Fig. 54).

– **Un prisme de haut niveau (HST) :**

Il est d'une épaisseur de 45 m, limité à la base par une MFS à une profondeur de 4 450 m et au sommet par une TS à une profondeur de 4 405 m. Il s'agit d'une alternance de silts, se présente par une courbe Gamma-ray d'une séquence négative avec un taux d'argile élevé, avec une forme évasé vers le sommet.

– **Un intervalle transgressif (TST) :**

Son épaisseur est de l'ordre de 15 m, caractériser par des silts à la base et des grés au sommet, limité à la base par une TS à une profondeur de 4 405 m et au sommet par une MFS à une profondeur de 4 390 m (Fig. 54), argile à la base surmontée par des grés au sommet. Un prisme Gamma-Ray en entonnoir, avec un type de paraséquence positive a évolution grano-décroissante.

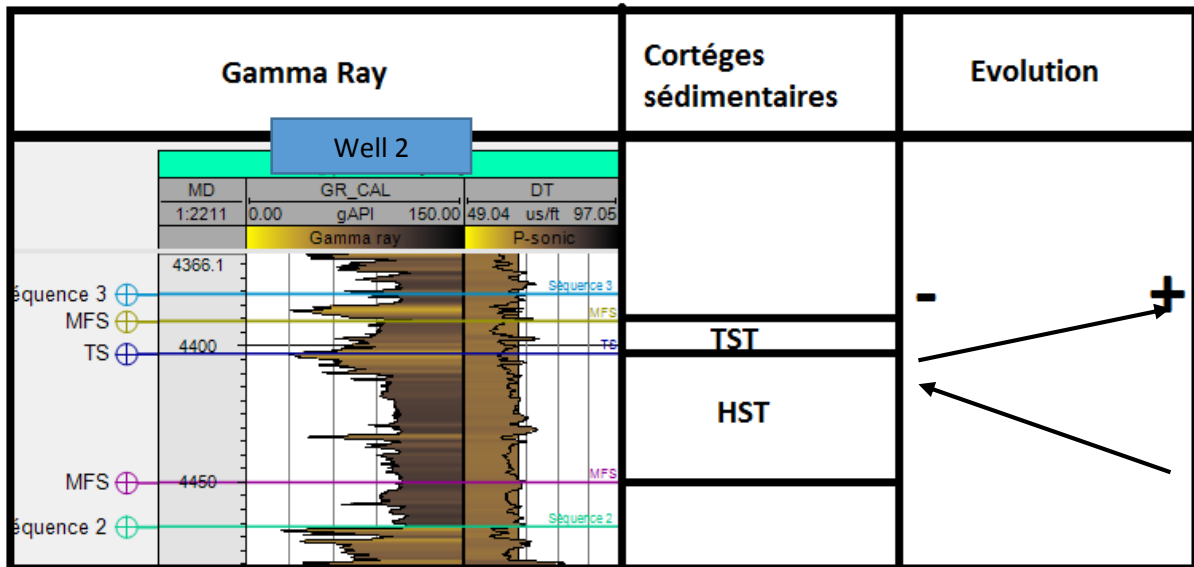


Figure 54 : Cortèges sédimentaires de la séquence 03 du puits Well 2.

III. 5.2.4. Séquence (4) : se trouve entre 4 381 m et 4 260 m de profondeur caractérisée par une épaisseur de 121 m, et deux (2) cortèges sédimentaires, (Fig.55) :

- Un prisme de haut niveau marin (HST) :

D'une épaisseur de 35 m avec la présence d'une courbe Gamma ray en forme cylindrique, il est limité par une MFS à une profondeur de 4 352 m à la base et TS au sommet à une profondeur de 4 276 m. Avec une évolution progradante et un type de séquence grano-croissante surmontés par des grés.

- Un intervalle transgressif :

Son épaisseur est de l'ordre de 41 m, limitée à la base par une TS à une profondeur de 4 317 m et au sommet par une MFS à une profondeur de 4 276 m, (Fig. 55). Ce prisme Gamma-Ray est en forme cylindrique et une évolution régressive, avec un type de paraséquence négative grano-croissante.

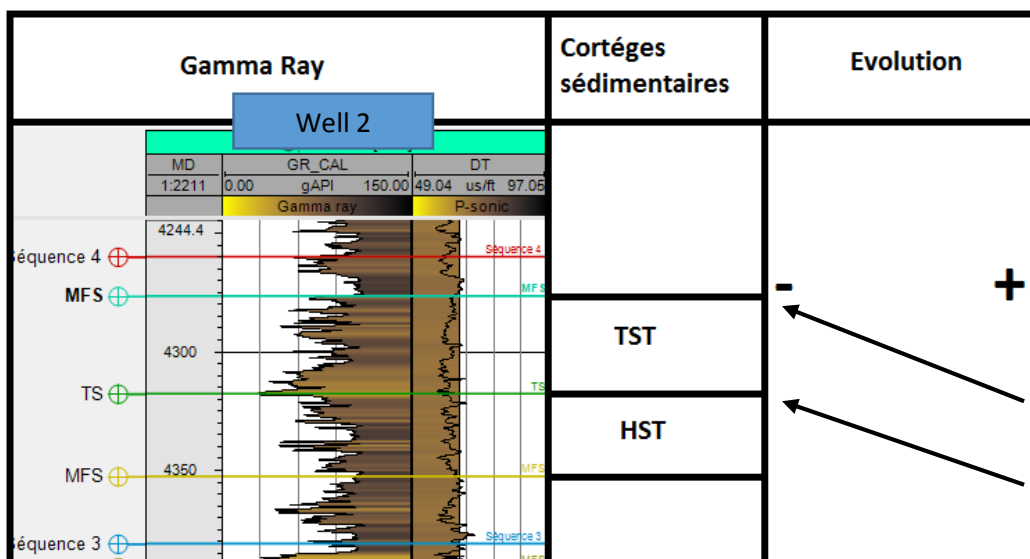


Figure 55 : Cortèges sédimentaires de la séquence 04 du puits Well 2.

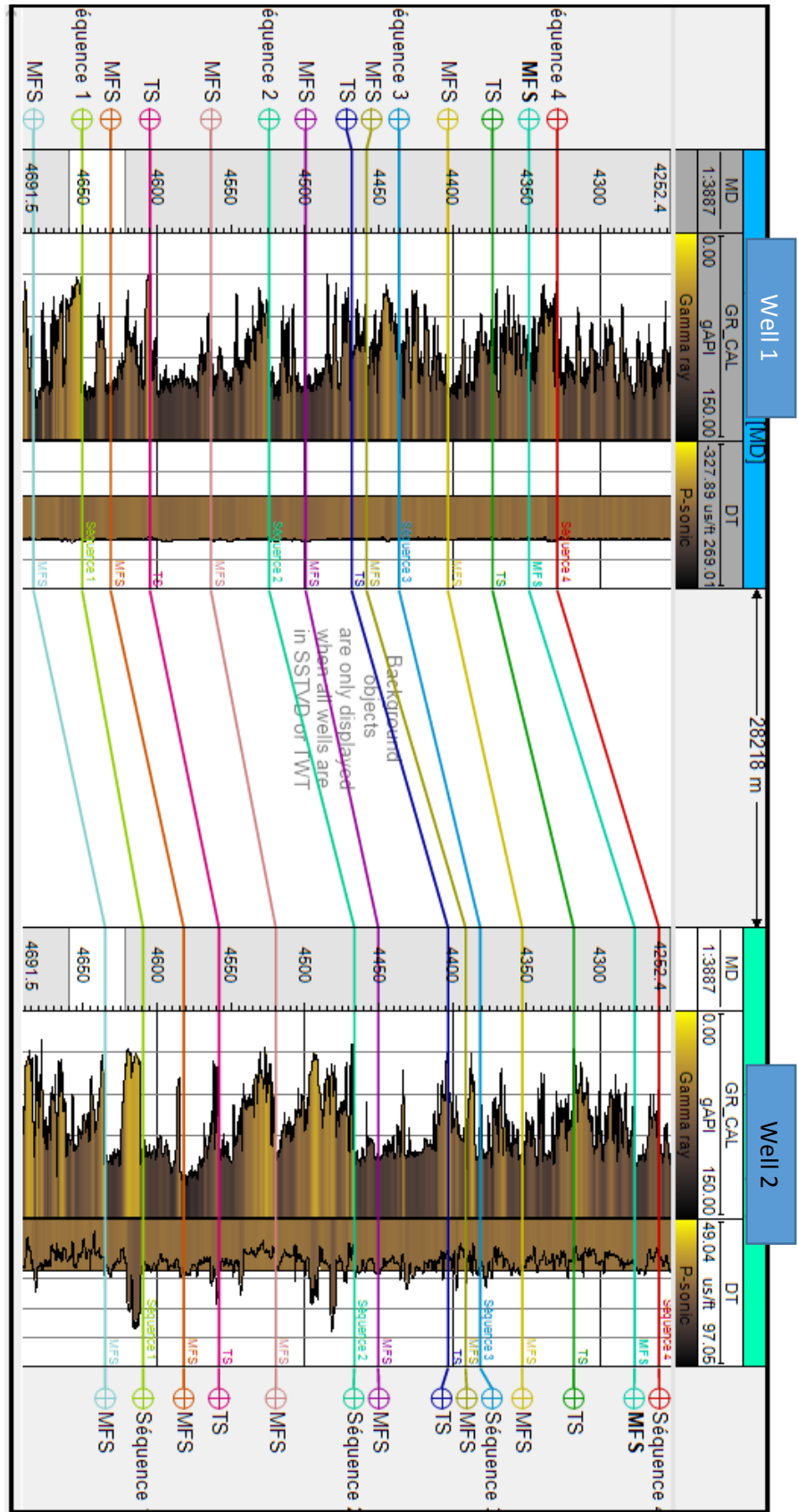


Figure 56 : Corrélation diagraphique à travers les puits Well 1 et Well 2

III. 5.3. Corrélation des dépôts du SAG :

A l'échelle des réservoirs les marqueurs du Silurien Argilo-Gréseux ont été définis et propagés régionalement sur la zone d'étude.

III. 5.3.1. Liens sédimentologique et signatures diagraphiques :

Un lien entre les signatures diagraphiques (GR dans cet exemple) et les environnements de dépôt est proposé en Figure 57 afin de définir une corrélation des unités du SAG. On notera le caractère empilé des facies de shoreface dans les zones les plus proximales symptomatiques des meilleurs facies réservoirs. Latéralement les bancs de grès s'individualisent avec des bases argileuses de plus en plus importantes et caractéristiques des corps progradants.

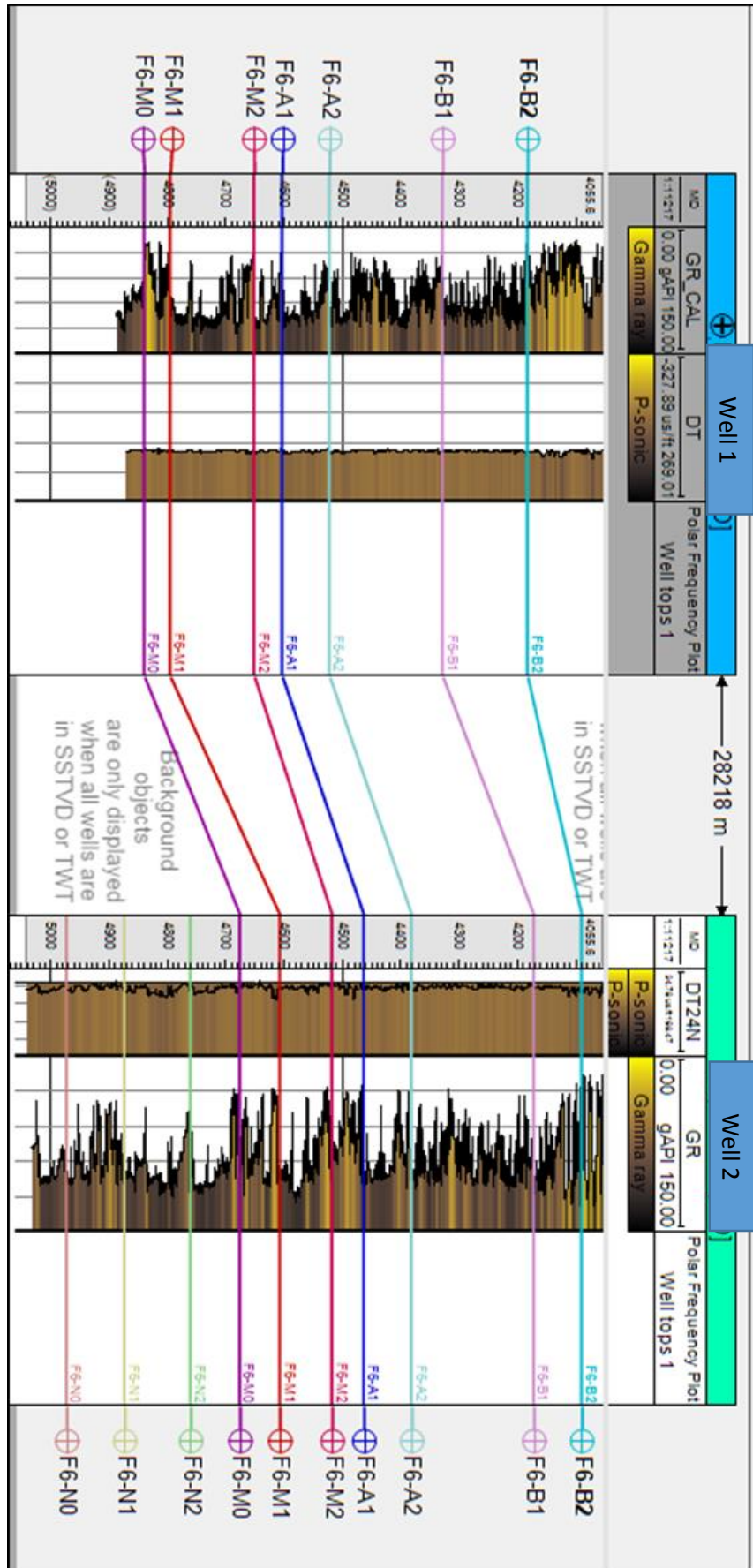


Figure 57 : Signatures diagraphiques des unités du SAG à travers les puits Well 1 et Well 2.

III. 5.3.2. Description des paraséquences :

Dans cette section, dix paraséquences du 4^{ème} ordre ont été sélectionnées pour représenter le changement stratigraphique général des faciès dans le SAG et la répartition géographique des faciès décrits dans chaque zone. La direction générale du transport a été déduite à travers les tendances globales d'épaisseur, Avec une tendance bien visible au nord-est, au sud-ouest pour la majorité des failles, le modèle de distribution des faciès a été en partie motivé par cela, induisant des décalages de rivage où le contrôle de puits n'est pas disponible, (Fig. 58).

- **Gorstien 1-40 (F6-N1) :**

La séquence Gorstien 1-40 est une séquence transgressive / régressive (TR) qui recouvre l'unité lithostratigraphique N1. L'épaisseur de la séquence est comprise entre 8,1 et 61,03 m. Le paquet transgressif à la base de la séquence est constitué de feuilles hémipélagiques qui sont répandues dans les deux puits. Séquence de progradation est coiffée par un complexe d'ondes de sable.

Les carottes Sandwave sont limitées aux Well 2 avec une épaisseur variant de 2,4 à 3,5 m.

- **Ludfordien 2-20 (F6-N2) :**

La séquence Ludfordien 2-20 est également une séquence TR qui est la deuxième à la plus haute paraséquence au sommet de l'unité lithostratigraphique N2. L'épaisseur de la séquence est comprise entre 4,76 et 96,3 m. Le cycle transgressif à la base de la séquence est dominé par le faciès en couches hémipélagique dans le puit REHS-1.

La séquence progradationale dans le puits Well 2 est coiffée par des faciès à ondes alternées indiquant le dépôt dans un environnement intérieur à mi- plateau détaché de la ceinture de chenaux et de barres sub-tidal situés à l'est.

- **Pridoli 1-10 (F6-M1) :**

La séquence Pridoli 1-10 est une séquence d'agressivité limitée par une surface de base de régression forcée. L'épaisseur de la séquence est comprise entre 3 et 52m. La partie basale de la séquence dans les deux puits est dominée par des chenaux et des barres sub-tidal qui recouvrent nettement les nappes sub-tidal distales. Ils sont donc interprétés comme représentant des dépôts pro-delta, dépourvus de grès chloriteux et poreux, on interprète un champ d'ondes de sable orienté nord-sud-ouest qui est séparé du front du delta par une bande de nappes de sub-tidal distales, largement représentées par le puits Well 1.

- **Pridoli 1-60 (F6-M2) :**

La séquence Pridoli 1-60 consiste en un cycle TR et une séquence d'aggradation du 5^{ème} ordre superposée, délimitée par une surface de base de régression forcée. L'épaisseur de la séquence varie de 6 à 70 m (les tenons de l'analyse sont mesurés au puits le plus épais, Well 1, d'une épaisseur de 70,3 m). Le cycle transgressif basal est représenté par des feuilletts hémipélagiques (Hs) dans les deux puits pendant cette période de montée du niveau de la mer.

La séquence de progradation est caractérisée par un ensemble de faciès Sts.D avec des valeurs de GR diminuant progressivement vers le haut. La base de la séquence d'aggradation a été placée à l'endroit où les grès recouvrent brusquement les mudstones ou les mudstones sandstone.

Well 2 contient généralement de minces chenaux sub-tidale (épaisseur cumulée de 3 à 4 m) et ceux-ci représentent probablement la partie distale du delta sous-aqueux. Les faciès Sandwave se trouvent dans le puits Well 1.

- **Pridoli 1-70 (F6-M2) :**

La séquence Pridoli 1-70 consiste en un cycle TR qui constitue la paraséquence la plus élevée supérieure de l'unité F6-M2. La séquence dans son ensemble varie en épaisseur de 7 à 44m. Le cycle de progradation des puits Well 1 et Well 2 contient des paquets de faciès Sw (d'une épaisseur variant de 1,7 à 3,9 m), de faciès Swf et Swc et est donc interprété comme représentant des ceintures de sandwave qui sont probablement distales et détachées du front delta subaquatique.

- **Pridoli 1-90 (F6-A1) :**

La séquence Pridoli 1-90 consiste en un cycle TR au sein de l'unité lithostratigraphique F6-A1, la séquence variant en épaisseur de 11-57m. La nature mince de cette paraséquence correspond à une élévation eustatique du niveau de la mer de faible magnitude représentant le cycle de rétrogradation à la base de la séquence. Cela correspond à des faciès basaux variant de héli-pélagiques (Hs) à zone de transition d'offshore (offshore transition zone, Otz) à Sub-tidal distal (Sts.D), indiquant que la région n'a pas subi d'inondations marines importantes. Cette séquence de 4ème ordre appartient à une séquence transgressive d'ordre supérieur du deuxième au troisième ordre liée à la noyade du delta sous-aqueux établi présent pendant la séquence inférieure Pri1-70. Dans les deux puits, les feuillets héli-pélagiques dominent la partie inférieure de la séquence.

Well 2 (11,0 m de Sub-tidal sand bar « Stb » et 3,8 m de Sub-tidal channel « Stc »). Ce puits est interprété comme représentant une large ceinture de faciès de Stb, comprenant probablement des barres de chenal transversales orientées perpendiculairement au rivage avec intercalation commune de grès comblant le chenal (Stc). Cette zone est interprétée comme représentant une sédimentation plus proximale dans une position d'énergie plus profonde, moins profonde et plus proximale sur le delta subaquatique.

- **Pridoli 1-100 (F6-A1) :**

La séquence Pridoli 1-100 consiste en un cycle TR mince (épaisseur moyenne 15,3 m) au sein de l'unité lithostratigraphique F6-A1, la séquence dans son ensemble allant de 6 à 35 m.

Le cycle transgressif à la base de la séquence est principalement constitué des faciès Sts (divers) et Otz, indiquant que le niveau de la mer eustatique était de faible magnitude (faciès Hs rare).

Le cycle de progradation dans les deux puits était dominé par le faciès Sw.

- **Pridoli 1-130 (F6-A2) :**

La séquence Pridoli 1-130 consiste en un cycle TR au sein de l'unité lithostratigraphique F6-A2, la séquence dans son ensemble variant en épaisseur de 20 à 45 m. Le paquetage rétrograde a une composante de faciès variable à travers le bassin. Dans tous les deux puits, les feuillets héli-pélagiques dominent la séquence indiquant les inondations marines de cette zone

- Pridoli 1-170 (F6-B1) :

La séquence Pridoli 1-170 consiste en une séquence d'agression, limitée par une surface de base de régression forcée au sein de l'unité lithostratigraphique F6-B1. La séquence dans son ensemble varie en épaisseur de 7,82-58,18 m. Comme il s'agit d'une surface érosionnelle, il n'y a pas de séquence rétrogradante basale.

Les deux puits sont largement dominés par les faciès Sts.M, avec des ensembles de faciès mineurs et isolés Stc et Stb (<3,0 m) enfermés dans les sédiments dominants Sts.M.

- Lochkovien 3-10 (F6-B2) :

La séquence Lochkovien 3-10 consiste en une séquence d'agradation, limitée par une surface de base de régression forcée au sein de l'unité lithostratigraphique F6-B2. La séquence dans son ensemble variait en épaisseur de 4,5 à 22,0 m. Comme il s'agit d'une surface érosionnelle, il n'y a pas de séquence rétrogradante basale. Une progradation significative est observée dans l'ensemble de la région, avec des faciès largement répandus de Stc et de Stb.

Well 1 est le seul puits qui est dominé par les faciès Sts.M, qui représentent probablement une sédimentation dans un environnement pro-delta.

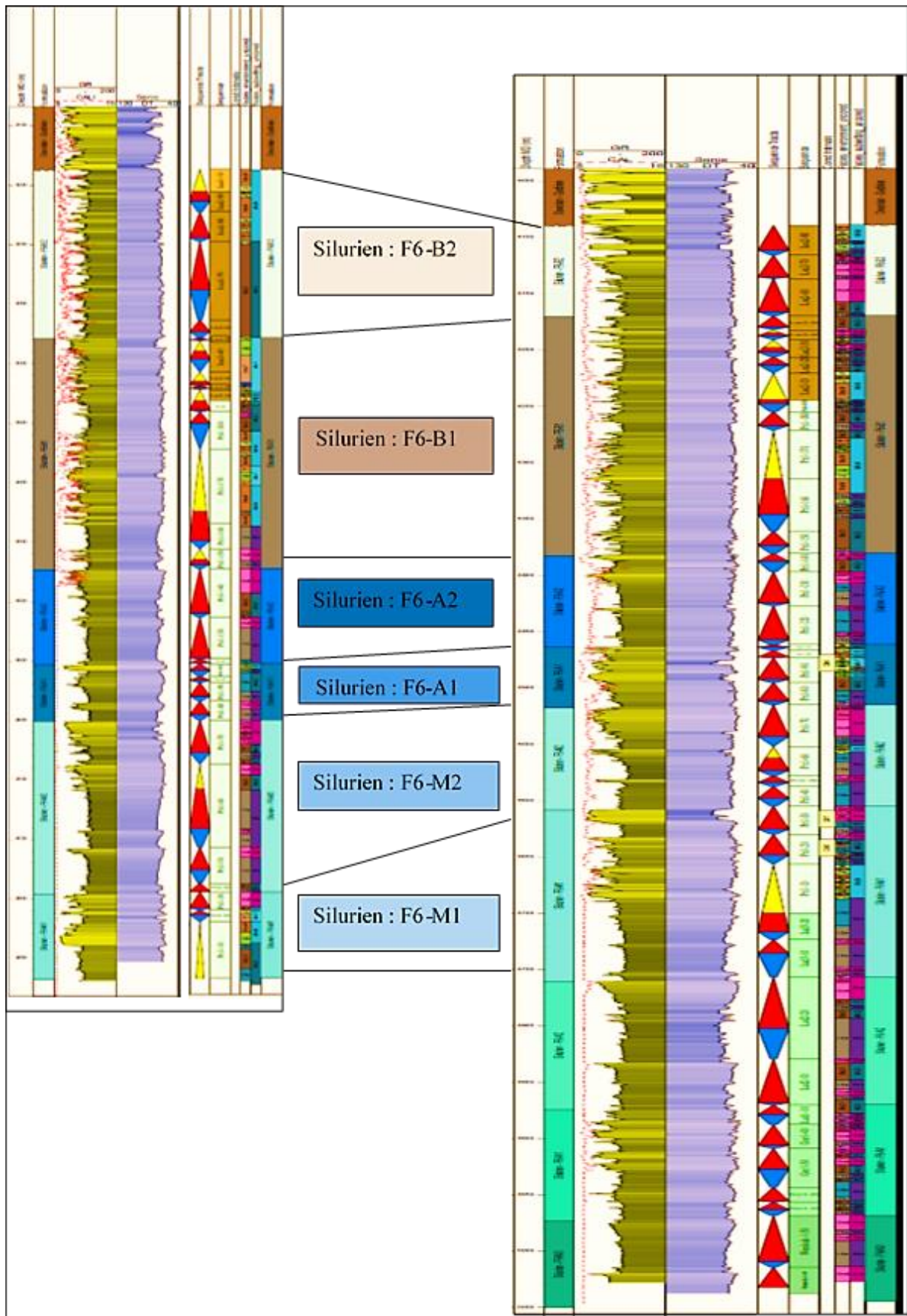


Figure 58 : Découpage séquentiel et corrélation entre les deux puits (Well 1 et Well 2) selon les signatures diagraphique (GR, Sonic) et les environnements de dépôts des unités du SAG.

III. 6. La datation :

Un cadre chronostratigraphique a été établi sur la base de la datation biostratigraphique d'intervalles creusés et de tranchées de fossés, d'une analyse stratigraphique en séquence des profils d'empilement. En l'absence de contrôle biostratigraphique complet dans d'autres puits, des modèles d'empilement des faciès ont été appliqués et liés en conséquence. La datation biostratigraphique suggère que la majorité des sédiments 'deltaïques' n'est arrivée dans le bassin de Berkine qu'à l'époque de Pridoli. Du point de vue de l'analyse des bassins, il ne serait pas logique de supposer que les grès deltaïques provenant de systèmes de circulation nordiques ont exactement le même âge dans le bassin d'Illizi que dans le bassin de Berkine. Par conséquent, si la première arrivée de grès dans le bassin d'Illizi est notée M2 (d'après Alem et al., 1998), il est peu probable que cet environnement de dépôt s'étende sur environ 500 km au nord dans le bassin de Berkine. Par conséquent, si les sédiments deltaïques M2 sont d'âge de Ludlow dans le bassin d'Illizi, il peut être raisonnable de prétendre que ces sédiments ne sont arrivés que plus tard dans le bassin de Berkine; basé sur la prémisse de la progradation nordique du coin clastique SAG. La datation des palynomorphes âgés de Pridoli dans les unités M1 de cette étude suggère que cela pourrait être le cas. Par conséquent, notre modèle conteste actuellement l'affirmation selon laquelle les unités M, A et B sont corrélées dans le temps entre ces deux sous-bassins, les unités "N" du bassin de Berkine représentant éventuellement les unités "M" du bassin de l'Illizi.

Bien qu'il n'y ait pas eu de publications antérieures dans le bassin de Berkine selon lesquelles les couches supérieures de la stratigraphie des SAG sont de l'âge lochkovien, il existe des preuves de transitions plus passives du Silurien au Dévonien dans le bassin de Tindouf (Guerrak, 1989) dans le nord-ouest de l'Algérie. Le bassin de Berkine contient également une succession de SAG beaucoup plus épaisse que le bassin d'Illizi (Eschard et al., 2016). Par conséquent, le potentiel de préservation des couches plus jeunes est plus grand, l'effet érosionnel de l'orogénèse calédonienne étant plus prononcé dans le bassin de l'Illizi. Un échantillonnage plus approfondi, par exemple de l'unité B2 la plus élevée qui n'a pas été analysée dans le cadre de cette étude, peut fournir des informations supplémentaires.

Tout en respectant le fait que ce travail a été effectué sur un nombre limité d'échantillons et qu'un travail supplémentaire est nécessaire, nous recommandons l'établissement d'un cadre de travail dans le bassin de Berkine afin de tester la corrélation que nous avons appliquée dans la présente étude.

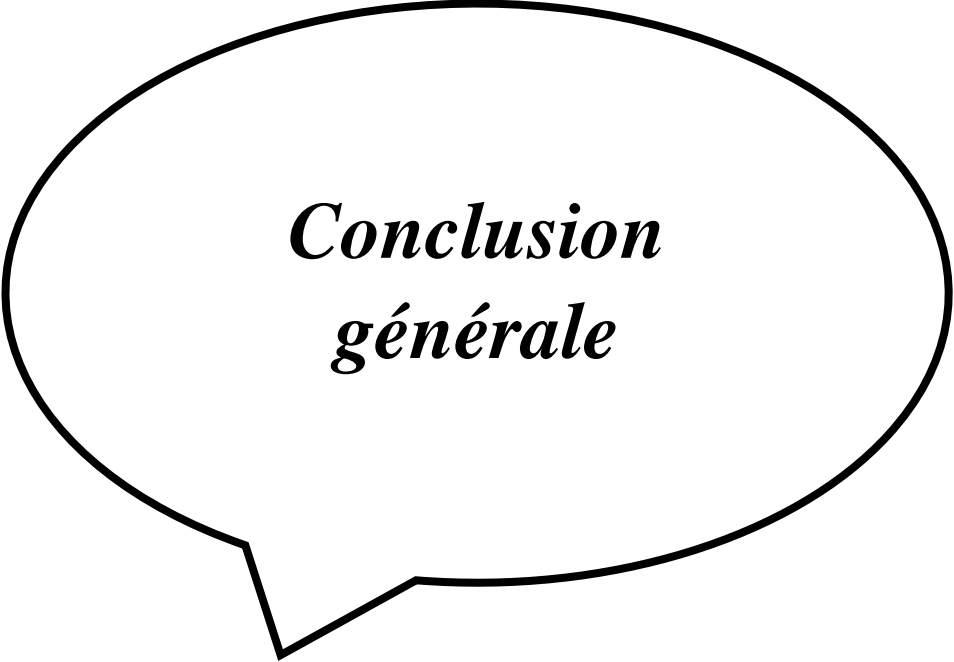
III. 7. Conclusion :

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

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

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

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



*Conclusion
générale*

Conclusion générale

IV. CONCLUSION GENERALE :

Le silurien Argilo gréseux appelé aussi « SAG », est très complexe, il a été visé comme objectif de cette étude, pour cela plusieurs démarches ont été entreprises. La région de Taouil est subdivisée en 9 unités, de bas en haut :

- Unité N1
- Unité N2
- Unité M0
- Unité M1
- Unité M2
- Unité A1
- Unité A2
- Unité B1
- Unité B2

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

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

L'application de la stratigraphie séquentielle dans les deux puits nous a permis d'identifier quatre (4) séquences de dépôts d'ordre trois montrant des faciès évoluant d'un milieu deltaïque (important bancs gréseux) vers un milieu marin (argiles et /ou silts). Au cours de la montée du niveau marin, la migration des sédiments vers le continent (rétrogradation) provoque des recouvrements sur la limite de séquence. Chaque avancée se caractérise par une surface d'inondation, la première à apparaître est dite : surface de transgression ST, elle marque la limite entre le (LST) et (TST).

Entre l'intervalle transgressif (TST) et le prisme de haut niveau marin (HST), il se développe vers le bassin des niveaux de condensation de sédimentation qui permettent de mettre en évidence la surface d'inondation maximale et particulièrement discriminante à l'intérieur de la séquence puisqu'elle marque le renversement des tendances évolutives de la rétrogradation vers la progradation (soit en termes plus simplement géologiques de la transgression vers la régression).

Les barres gréseuses à fort potentiel observés dans SAG constituent des progradations d'un littoral marin/deltaïque avec quelques influences de marées latéralement.

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



Bibliographies

Bibliographies :

Beauchamps, J., 2012 : Cours de sédimentologie, Université de Cergy Pontoise.

Beicip franlab, 2014 : Rapport interne de Sonatrach, Etude de la Fracturation des Quartzites de Hamra et, Evaluation du Potentiel Pétrolier des Réservoirs des unités (SAG) dans la Région de Rhourde Nouss – Brides.

Boudjemaa, A., 1987 : Evolution structurale du bassin pétrolier “triasique” du Sahara Nord oriental (Algérie). Thèse Doct. D’Etat, Univ. P et M. Curie – Paris (France),

Boulvain.F., 2011 : Modèle et échelle d’empilement ,Pétrologie sédimentaire, diagenèse et dynamique des bassins sédimentaires, Université de Liège,B-4000 Liège.

Catuneanu, 2002 : Sequence stratigraphy of clastic systems : concepts, merits and pitfalls. J Afr Earth Sci.

Catuneanu, 2017 : Sequence stratigraphy : Guidelines for a Standard Methodology. University of Alberta.

Catuneanu, et al, 2011 : Sequence Stratigraphy,Methodology and Nomenclature Newsletters on Stratigraphy, Vol. 44/3, 173–245

Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs, 1986 : corps sédimentaires_ exemple sismiques et diagraphiques. Institut Français du Pétrole. Centre d’études supérieures d’exploration.

Embry, A. et Johnnesen, E, 1992: T–R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic–Lower Jurassic succession, Western Sverdrup Basin, Arctic Canada. In: Vorren, T.O., Bergsager, E., Dahl-Stamnes, O.A., Holter, E., Johansen, B., Lie, E., Lund, T.B. (Eds.), Arctic Geology and Petroleum Potential. Special Publication, vol. 2. Norwegian Petroleum Society.

Ghenim Asma Fathia, 2012 : Evaluation petrophysique et essai de modélisation : exemple du réservoir triasique d’Ourhoud (Bassin de Berkine, Sahara nord oriental, Algérie). Mémoire de master Académique, Géo- Ressources. Université Aboubeker Belkaid, Tlemcen.

Hamzaoui, D., et Hassaim, M., 2017 : Rapport d’implantation du puits Taouil Profond Central-2 (TAOPC-2), Périmètre de recherche Gassi Touil, Bloc 237, Bassin Berkine Ouest, Sonatrach, Boumerdes.

Irawen, C. et Al., 2003 : The sedimentary record Sea-level change, Cambridge University Press Cambridge.

Lagabrielle, R., 2013 : Diagraphies et géophysique de forage, cours de présentation IFP.

Legend, P., 1956 : Nouvelles connaissances acquises sur les limites des systèmes Silurien et Dévonien au Sahara algérien, Mém. B.R.G.M.

Malla, A. et Ouyahia, S., 2016 : Caractérisation Du Passage Carbonifère-Trias Dans. La Région De Sif Fatima - Bassin De Berkine ; SE Algérie, Mémoire de fin d’études master, Université Des Sciences Et De La Technologie Houari Boumediene.

Mouhdjoubi, A. et Mouane, A., 2016 : Etude sédimentologique et pétrophysique du réservoir TAGI du bassin de Berkine, Ouest, Mémoire de fin d'études de master, Université Ouargla.

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

SONATRACH, 2003 : Rapport d'implantation des puits, Etude régionale du Silurien Argilo-Gréseux du Bassin de Berkine.

SONATRACH, 2012 : Rapport d'implantation des puits.

Statoil, 2012 : Cours de la pétrophysique. Présentation IFP.

Statoil, 2013 : Cours de sédimentologie. Présentation IFP.

Vail, et al, 1977 : Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 3 : relative changes of sea level from coastal onlap.

Wagoner, V., et Al, 1990 : UGA stratigraphy lab.

WEC, 2005 : Well evaluation conference Algeria. Document de Sonatrach et Schlumberger.

WEC, 2007 : Well evaluation conference Algeria. Document de Sonatrach et Schlumberger.