



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU

Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques

DEPARTEMENT DES SCIENCES GEOLOGIQUES

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER EN GEOLOGIE

Option : Bassins Sédimentaires

SUJET

**Caractérisation sédimentologique et pétrophysique des réservoirs du
Dévonien inférieur de la partie Nord-est du bassin de Reggane**

Réalisé par : AMARA Dyhia

GUIDDIR Tilelli

Soutenu le : 24/12/ 2017

Devant le jury :

Mr. KARDACHE Ramdane	MCA, FSBSA/UMMTO	Président
Mr. AHMED ZAID Iddir	MCA, FSBSA/UMMTO	Promoteur
Mr. HELLAL Sofiane	Ingénieur, IAP	Co-Promoteur
Mr. AMROUCHE Farid	MAA, FSBSA/UMMTO	Examineur
Mr. ACHOUI Mhend	MAA, FSBSA/UMMTO	Examineur

Remerciements

Avant de commencer notre ouvrage nous remercions Dieu tout puissant qui nous a donné la santé, la force et le courage pour terminer ce travail.

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements et notre profonde gratitude à toutes les personnes qui ont apporté leurs aides, leurs conseils et surtout le soutien dont nous avons besoin durant cette épreuve.

Nous présentons nos respects et notre éternelle gratitude à Monsieur **AHMED ZAID Idir** d'avoir accepté de nous encadrer et de nous diriger tout au long de la réalisation de ce mémoire. Sa disponibilité, ses conseils, ses remarques nos travaux avec beaucoup d'attention dont les renseignements et les orientations nous ont toujours été précieux et enrichissants.

Nos sincères remerciements à Monsieur **HALLAL Sofiane** pour son soutien, qui a été notre guide durant toute la réalisation du travail au sein de la compagnie SONATRACH. Nos remerciements vont également à tout le personnel de la Division Exploration/Sonatrach-Boumerdes qui ont été d'une grande disponibilité, très serviables, aimables et d'une très grande gentillesse.

Comme on remercie aussi Monsieur **BEN YUCEF Abd Elah** qui nous aidé beaucoup et qui a été toujours la pour nous avec ses précieux conseils, ses encouragements son aide et sa disponibilité nous ont permis d'avancer dans le travail et de finaliser cette étude.

Nous sommes très reconnaissants envers Monsieur **KARDACHE Ramdane** Maître de Conférence Assistant à l'université MOULOUD MAMMARI DE TIZI OUZOU de nous avoir fait l'honneur de présider ce jury.

Nous remercions également Monsieur **AMROUCHE Farid** et **ACHOUI M'hand** d'avoir accepté d'examiner ce travail. Les mots ne suffisent pas pour exprimer toute notre reconnaissance envers ces grands Messieurs qui ont su nous transmettre le sens de la Géologie, que ce soit sur terrain ou à travers les cours.

Nous tenons à remercier l'ensemble des enseignants du département de géologie et tous ceux qui ont contribué à notre formation.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A ma source d'inspiration qui m'a soutenu jusqu'à la toute fin, à mes chers parents.. Merci !

A mes frères et sœurs qui m'ont offert de la motivation et n'ont pas cessé de m'encourager tout au long de cette aventure : Djedjiga, Zakia, Fatiha, Karima, Akli, Samira, Radia, Faiza, Ali, Aziza, Lilia et Thiziri sans oublier ma nièce aimée Thinhinane qui malgré la distance a su m'apporter l'aide qu'il me fallait.

Cette réussite n'aurait pas eu lieu sans l'amour de mes nièces et neveux : Asma, Hadjer, Kamelia, Lina, Aylan, Maylisse, Ares et Neil aussi ma chère grand-mère ainsi que ma tante, oncles, cousins et cousines. Ainsi que la stimulation des mes acolytes Wiza, Hassina, Lamia, Sarah et Rachida que je tiens à remercier du fond du coeur sans oublier mon cher ami Bilal qui m'a apporté son aide précieuse malgré son emploi du temps extrêmement chargé.

A Tilleli avec qui j'ai partagé ce travail.

Je consacre mon travail à ma coéquipière avec qui j'ai partagé tous les hauts et les bas de cette aventure ainsi que tous mes collègues de la promotion : Fafach, Hayet, Cylia, Farida, Mahrez, Asma, Ghilas, Katia, Hassiba, Fairouz, Abdou, Amel, Madjid, Sonia, Moh-Arabe, Moh Kabyle, Khadidja, Nabila et Assia et toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à cette réalisation.

Dyhia

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents qui ne cessent de m'encourager de me soutenir et de croire en moi : Mourad et Dalila.

A mes chères frères et sœurs Menad et Lounis, Ounissa et son mari Hamid et sa famille, Sylia, Dalila son mari et ces petites filles.

A toute la famille : mes grands-parents, ma tante, mes cousins, ma cousine et leurs enfants.

A mon promoteur et mon Co-promoteur : Monsieur AHMED ZAID Idir et Monsieur HALLAL Sofiane.

A ma copine Dyhia avec qui j'ai partagé ce travail.

A tout mes amies : Naima, Menoune, Hassina, Asma, Tidia, Katia, Hassiba, Amal, Sonia, Fatma, Hayat...

A tous ceux avec qui j'ai partagé mes souvenirs et toutes mes connaissances de près ou de loin.

Tilelli.

Sommaire

Remerciement	
Dédicace	
Dédicace	
Résumé.....	1
Abstrat.....	2
Introduction générale.....	3
Chapitre I : Rappels sommaires sur le cadre géologique général et sur les bassins Algériens.	
Introduction	5
I.1. cadre géologique générale	6
I.1.A. Les domaines géologiques du nord de l'Algérie	6
a. Le domaine tellien	7
b. Le domaine atlasique	7
I.1.B. La plate forme saharienne	8
I.2. Typologie générale des bassins sédimentaires	11
I.2.D. Les bassins associés aux mouvements décrochants	11
I.3. les principaux bassins algériens.....	12
Chapitre II : Caractères généraux du bassin de Reggane	
II.1. Cadre géographique du bassin de Reggane	14
II.2. Cadre géologique de bassin de Reggane.....	15
II.3. Historique des travaux.....	17
II.4. Systèmes pétroliers du bassin de Reggane	19
II.5. Stratigraphie du bassin de Reggane.....	22
II.5.A. Le socle	22
II.5.B. L'infra-cambrien.....	22
II.5.C. Le Paléozoïque	22

II.5.D. Le Mésozoïque	25
II.5.E. Le Tertiaire et le Quaternaire	25
II.5.F. Le magmatisme	25
II.6. Cadre structural du bassin de Reggane	27
II.7. Contexte géodynamique du bassin de Reggane	29

Chapitre III : Etude sédimentologique et stratigraphie séquentielle.

Introduction	32
III.1. cartes des propriétés des réservoirs du Dévonien inférieur	33
III.1.A. Les cartes en isobathes	33
III.1.B. Les cartes iso pâques	35
III.1.C. Les cartes en Gross Sand	37
III.2. Stratigraphie séquentielle	39
III.2.B. Découpage séquentiel	45
III.3. Interprétation des corrélations	49
III.3.A. Description du profil de corrélation n° 01	49
III.3.B. Description du profil de corrélation n°02	50
III.4. Analyse des carottes	54
Conclusion	63

Chapitre IV : Analyse pétrophysique.

Introduction	64
IV.1. Rappels sur les diagraphies	65
IV.1.A. Les types des diagraphies	66
IV.2. Paramètres pétrophysiques	70
Méthodes de calcul des différentes porosités	71
IV.3. Analyse des cartes	74

IV.3.A. Les cartes de porosité.....	74
IV.3.B. Les cartes de perméabilité.....	76
IV.3.C. Les cartes de superposition de porosité et de perméabilité	78
IV.4. Relation porosité/perméabilité des niveaux réservoirs à travers les structures	80
IV.4.A. Description et analyse des cross plots (ϕ , K).....	81
IV.5. Présentation des puits choisis dans l'étude pétrophysique.....	87
IV.5.A. Les paramètres pétrophysiques calculés.....	88
IV.5.B. Les résultats pétrophysiques.....	89
IV.5.C. Interprétation des résultats	94
Conclusion.....	97

Chapitre V : Conclusion générale

Conclusion générale	98
---------------------------	----

Bibliographie

Liste des figures

Liste des tableaux

Résumé

Le bassin péricratonique de Reggane est une vaste dépression paléozoïque à remplissage essentiellement détritique où le système pétrolier est complet. On note la présence des roches mères à l'Ordovicien, au Silurien, et au Dévonien moyen. Les roches réservoirs sont représentées par le Cambro-Ordovicien, le Dévonien inférieur et le Carbonifère.

L'évolution sédimentaire du Dévonien inférieur est essentiellement marquée par des alternances de grès et d'argiles à intercalation de niveaux calcaires. Les unités réservoirs mises en évidence dans le Dévonien inférieur à partir de l'analyse stratigraphique et sédimentologique correspondent à des complexes gréseux des environnements shoreface avec des influences fluviales.

Les réservoirs gréseux du Dévonien inférieur sont considérés comme objectif primaire dans le bassin de Reggane ou ils sont productifs de gaz, Ces dernières années on constate une progression d'intérêt pour ce bassin qui peut constituer à l'avenir une riche province pétrolière. la position stratigraphique de Dévonien inférieur qui constitue le réservoir principal du bassin occidental de Reggane entre les roches mères du Silurien et les roches couvertures du Dévonien moyen le place comme objectif principal du bassin.

Pour guider les travaux de recherches futures et dégager les zones les plus perspectives, il est important de construire son architecture géologique, pour cela la combinaison de la sédimentologie et l'analyse pétrophysiques a été utilisée en intégrant l'ensemble des données disponibles.

Mots clefs : Le bassin de Reggane, le Dévonien inférieur, réservoirs.

Abstract

The pericratonic basin of Reggane is a vast Paleozoic depression with essentially detrital filling where the petroleum system is complete. Ordovician, Silurian, and Middle Devonian parent rocks are present. Reservoir rocks are represented by Cambro-Ordovician, Lower Devonian, and Carboniferous.

The sedimentary evolution of the Lower Devonian is essentially marked by alternating sandstone and clays interspersed with limestone levels. The reservoir units evidenced in the Lower Devonian from stratigraphic and sedimentological analysis correspond to sandstone complexes of shoreface environments with fluvial influences.

The sandstone reservoirs of the Lower Devonian are considered primary targets in the Reggane Basin where they are gas producing. In recent years there has been an increase in interest in this basin, which may be a rich oil province in the future. The Lower Devonian stratigraphic position, which is the main reservoir of the western Reggane Basin between the Silurian source rocks and the Middle Devonian covered rocks, places it as the main objective of the basin.

To guide the future research work and identify the most promising areas, it is important to build its geological architecture, for this the combination of sedimentology and petrophysical analysis was used by integrating all the available data.

Key words: Reggane Basin, Lower Devonian, reservoirs.

Introduction générale

Introduction

L'Algérie représente le troisième pays producteur de pétrole en Afrique et le 12^{ème} dans le monde. Les réservoirs en hydrocarbures découverts jusqu'à ce jour sont renfermés dans un peu plus de 200 gisements de huile et gaz, situés principalement dans la partie Est du Sahara (Attar et al.in WEC 1995).De ce fait on compte 249 niveaux stratigraphiques producteurs dans ces gisements :105 dans le Siluro-dévonien, 63 dans le Trias et 55 dans l'Ordovicien.

Les bassins occidentaux malgré leur étendue et leurs potentialités surtout en gaz sont peu étudiés, la plupart des travaux de recherche étant consacrés à la partie centrale et orientale du Sahara où dès 1956, de grandes accumulations d'huile et de gaz ont été mises en évidence. Ces dernières années , avec l'importance du gaz dans la stratégie énergétique mondiale et le rapprochement du marché par la réalisation des gazoducs transméditerranéens, un intérêt particulier leur est accordé, que ce soit par l'entreprise algérienne Sonatrach ou par ses partenaires étrangers.

Le bassin de Reggane fait partie de la province occidentale de la plate forme saharienne. Cette région gazière a fait l'objet de nombreux travaux ces deux dernières décennies. Ceux-ci ont abouti récemment à quelques découvertes prometteuses qui motivent la prospection dans ce bassin, notamment dans les réservoirs du Dévonien inférieur réputés comme étant compacts (Tight réservoirs). Au vu de leurs perméabilités et porosités qui sont médiocres. Ce qui limite fortement les conditions de circulation et piégeage.

Pour élucider cet aspect contraignant, nous proposons de mener une étude sédimentologique et une analyse pétrophysique pour suivre dans l'espace et dans le temps la répartition et l'évolution des différents faciès et leurs caractères pétrophysiques en vue d'affiner la caractérisation des niveaux réservoirs du Dévonien inférieur (Gédinnien, Siegénien et Emsien). Pour ce faire un travail bibliographique a été effectué sur le sujet pour voir l'évolution des idées et pour réunir les données nécessaires à la réalisation de ce travail (logs habillés des puits, fiches techniques, fiches de descriptions de carottes...etc).

Le présent mémoire s'articule autour de deux parties de deux chapitres chacune. La première partie présente dans un premier chapitre une synthèse bibliographique sur l'évolution géologique des principaux domaines Algériens, Le second rappelle l'évolution géologique du bassin de Reggane. La deuxième partie expose les résultats du travail, dont le chapitre 3 pour les aspects de sédimentologie et de stratigraphie séquentielle, le chapitre 4 étant consacré, quant à lui, aux résultats de l'analyse pétrophysique.

Dans le but d'atteindre les objectifs, nous avons suivi la démarche suivante :

- collecte des données existantes, principalement les rapports internes de la compagnie Sonatrack sur le bassin de Reggane et les régions avoisinantes afin d'établir une synthèse bibliographique pour représenter le contexte géologique et pétrolier de la région.
- une étude stratigraphique et sédimentologique à partir des fiches stratigraphiques, logs habillés, corrélations litho stratigraphiques et des cartes en iso bath, iso pâques et Gross Sand réalisées sur la plate-forme Petrel (version.2014.2.2) développé par Schlumberger, qui ont été utilisées pour mettre en évidence et suivre l'évolution spatio-temporelle des niveaux réservoirs du Dévonien inférieur à travers les différentes régions de la partie Nord-est du bassin de Reggane.
- Réalisation des cartes en iso porosité, en iso perméabilité et des cross plots montrant la distribution des porosités et des perméabilités et leur relations mutuelles et ce dans le but de caractériser d'un point de vue pétrophysique les différents niveaux réservoirs du Dévonien inférieur (Gédinnien, Siégénien et Emsien).

Chapitre I

**Rappels sommaires sur le cadre
géologique général et sur les
bassins algériens**

Introduction

L'histoire géologique de l'Algérie s'inscrit dans une longue évolution géodynamique.

Dans son état actuel, l'Afrique du Nord correspond à une zone qui a subi plusieurs phases de déformation et de sédimentation depuis le Précambrien (figure I.1). La géologie de la partie septentrionale de l'Algérie est marquée par l'empreinte de l'orogénèse alpine (domaines tellien et atlasique). Le linéament majeur du pays correspond à la flexure sud-atlasique qui sépare l'Algérie alpine au Nord de la plate-forme saharienne au Sud, constituée pour l'essentiel de terrains du Précambrien et du Paléozoïque. Cette plate-forme a peu évolué depuis la fin du Paléozoïque et correspond de facto à un domaine cratonique relativement stable (Fabre, 1976 ; Coward et Ries, 2003).

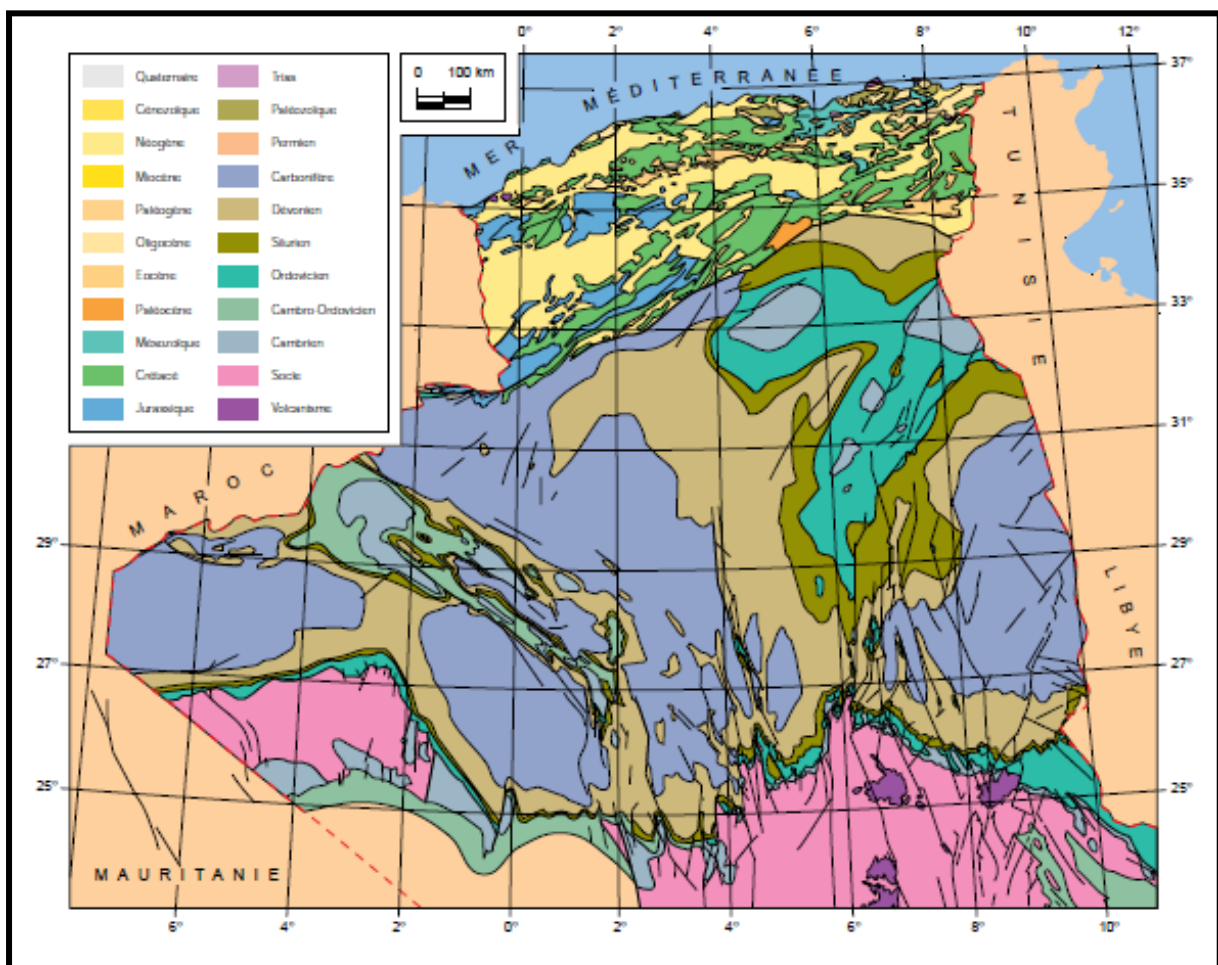


Figure I.1 : Carte géologique de l'Algérie requis du document Sonatrach.

I.1. Cadre géologique générale

I.1.A. Les domaines géologiques du nord de l'Algérie

L'Algérie du nord ou chaîne des Maghrébides représente la partie méridionale des chaînes alpines au sens large, elle est constituée d'ensembles structuraux et sédimentaires qui se distinguent comme suit : l'atlas tellien, les hauts plateaux, et l'atlas saharien, chacun de ces éléments géologiques est décomposé en domaines tectono-sédimentaire différents.

Dans le détail certains unités structurales et sédimentaires composant ces éléments disparaissent latéralement de telle sorte que l'organisation diffère d'une transversale a l'autre. L'atlas tellien en Algérie occidentale par exemple, ne présente pas la même organisation qu'en Algérie centrale ou orientale. C'est aussi le cas pour les hauts plateaux qui englobent eux aussi des domaines géologiques différents. Même le système atlasique qui est considéré continu depuis le Maroc jusqu'en Tunisie comporte des unités paléogéographiques différentes dont certaines disparaissent latéralement. (BRACENE.R, 2002)

On en peut distinguer, selon un transect nord-sud, de la mer Méditerranée jusqu'à la flexure sud-atlasique, les ensembles géologiques suivants (figureI.2) :

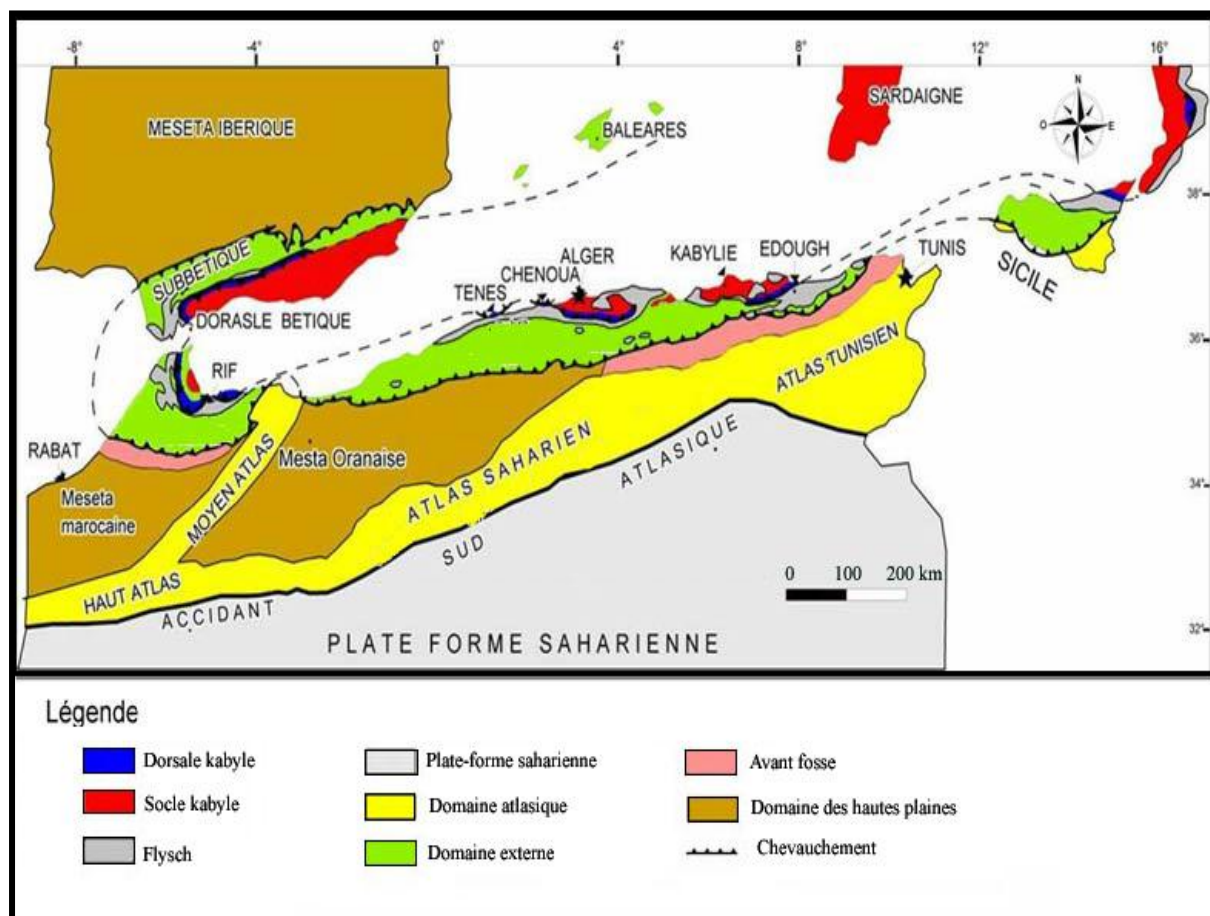


Figure I.2 : Orogène alpin périméditerranéen. (Saadallah, 1992)

a. Le domaine tellien :

Correspond à un domaine orogénique de collision des Maghrébides, caractérisé par la présence d'un empilement de nappes de charriages auquel sont associés des bassins intra-montagneux. Le domaine tellien appartient au chapelet des chaînes alpines péri-méditerranéennes (domaines bétique, rifain, arc calabrais) et constitue une ceinture orogénique distincte de l'Atlas. Les formations sédimentaires de couverture sont d'âge mésozoïque et cénozoïque et reposent sur un socle varisque impliqué dans le plissement. La déformation tangentielle de l'ensemble conduit à la mise en place des nappes de charriage et à un métamorphisme de haute-pression dans les zones internes. Au Miocène, l'ensemble chevauche vers le Sud le sillon tellien qui le sépare du domaine des Haut-Plateaux. Ce sillon correspond à l'ancienne marge passive téthysienne méridionale qui a évolué en contexte de bassin d'avant-pays à la suite de l'inversion tectonique (BRACENE R, 2002)

b. Le domaine atlasique :

Le système atlasique comprend en Algérie les monts de Tlemcen de Daïa, les hauts plateaux, l'atlas saharien (monts des ksour, djebel Amour, Ouled Nails, les monts des Aurès-Nememchas) et les monts de Hodna. Sa limite sud coïncide avec le front de déformation sud atlasique. Elle constitue un élément tectonique majeur parcourant le Maghreb depuis le Maroc jusqu'en Tunisie, et sépare ce domaine de la plate forme saharienne (BRACENE.R, 2002).

Dans la partie méridionale du domaine atlasique deux entités géologiques sont distingués habituellement sur le plan structural. Au sud, l'atlas plissé et au nord le pré atlas tabulaire. La limite entre ces deux entités est soulignée par l'accident nord atlasique (figure I.3).

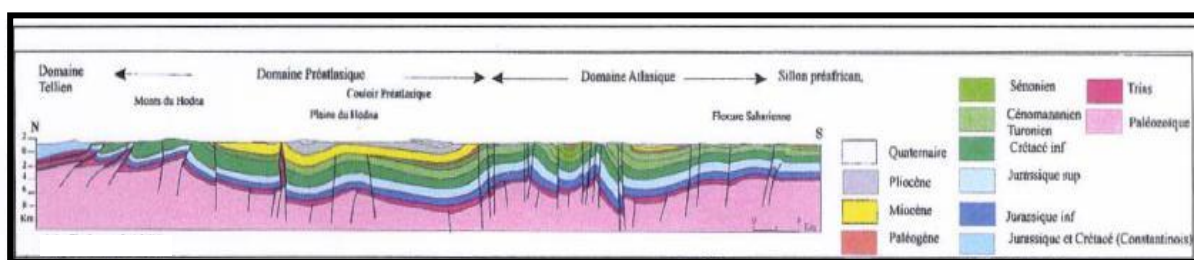


Figure I.3 : coupe structurale dans différentes régions du domaine atlasique (BRACENE.R, 2002)

L'Atlas saharien

L'atlas saharien est une chaîne intracratonique, correspondant à un domaine très structuré (fortement plissé) d'orientation NE-SW, allongé sur plus de 1200 Km et large de 100 à 200Km. C'est la continuité orientale du Haut-Atlas marocain (BRACENE.R, 2002). Ce domaine orogénique distinct s'est formé à la suite de l'ouverture d'un système de rifts pendant le Lias, conduisant à l'individualisation d'une fosse subsidente d'orientation WSW-ENE qui s'étend du Maroc à la Tunisie. À l'Eocène supérieur, cette fosse subit une déformation transpressive en Algérie, alors que le plissement commence dès le Jurassique moyen au Maroc (Piqué et al, 2002).

L'évolution de cette déformation, qui fait suite à une inversion tectonique au cours du Cénozoïque conduit à une surrection de l'Atlas saharien (BRACENE.R, 2002).

Il est encadré par deux lignes d'accidents majeurs qui sont les accidents Nord et Sud atlasique, le long desquels l'atlas saharien montre un double chevauchement.

Le premier, au Nord, correspond à une ligne intermédiaire qui chevauche le pré atlas (hauts plateaux), qui est un domaine peu déformé. Le second, souligne le passage vers la plateforme saharienne et la chevauche vers le sud.

Le domaine des Hauts-Plateaux

Correspond à un domaine d'avant-pays qui forme l'équivalent en Algérie de la Meseta marocaine. Il chevauche le sillon tellien vers le Nord, selon une vergence opposée à celle reconnue dans le Sud du domaine tellien (BRACENE R, 2002). Vers l'Ouest, le domaine des Hauts-Plateaux présente une déformation modérée de couverture décollée de son substratum au niveau des évaporites du Trias. Vers l'Est, la déformation est plus poussée, c'est le cas au niveau du bassin du Hodna (BRACENE R, 2002) où la tectonique en décollement conduit à un écaillage important de la couverture et à l'apparition du domaine subsident cénozoïque du bassin. Cette évolution structurale, couplée à la flexuration de la lithosphère sous-jacente, est celle d'un domaine d'avant-pays.

La flexure sud-atlasique

La flexure sud-atlasique marque la limite entre le domaine alpin plissé nord-algérien (domaine atlasique) et la plate-forme saharienne située au Sud. On considère classiquement cette structure comme un ensemble monoclinal d'avant-pays. Elle est en fait marquée par le chevauchement de l'Atlas saharien sur la plate-forme saharienne par l'intermédiaire de grands plis en rampes et duplex. La flexure se scinde en deux segments qui prennent en écharpe le massif alpin des Aurès vers l'Est.

I.1.B. La plateforme Saharienne

La plateforme saharienne s'étend sur une superficie de 8.000.000 km². Elle comprend un socle précambrien affleurant largement au sud, dans le massif du Hoggar sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire allant du Paléozoïque au Cénozoïque.

Ces aires sédimentaires sont séparées par des moles délimités par des accidents majeurs orientés globalement NW-SE dans la partie occidentale et N-E dans les parties centrales et orientale (BRACENE.R, 2002). La plateforme saharienne, constituée de plusieurs bassins, est subdivisée en trois provinces : occidentale, centrale (triasique) et orientale (Figure I.4).

a. La province orientale

La province orientale, appelée aussi synéclyse Est Algérie, est composée des bassins d'Illizi et de Berkine qui sont séparés par le môle d'Ahara. Elle est limitée à l'Ouest par la dorsale d'Amguid-El Biod et à l'Est par le môle de Tihemboka et les confins Tuniso-libyens. La série sédimentaire, totalisant plus de 6000 m d'épaisseur, est discordante sur le Précambrien et va du Cambrien au Mio-pliocène. Elle renferme des gisements d'hydrocarbures localisés principalement dans le Paléozoïque et le Trias (Askri et al, in WEC 1995).

b. La province centrale ou triasique

La province centrale Située dans la partie septentrionale de la Plate-forme Saharienne est constituée d'une épaisse formation évaporitique du Trias d'où le nom de « province triasique ».

La province triasique est un anticlinorium de direction E-O où les éléments majeurs suivants ont été individualisés:

- la voûte de Tilrhemt et le haut fond de Talemzane;
- le système structural de Djemâa-Touggourt;
- le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud;
- le môle de Dahar.

Ces éléments sont séparés par des dépressions (Oued Mya) où l'on rencontre les séries types de la province triasique. Les dépôts paléozoïques sont souvent très érodés, aussi profondément que l'Ordovicien ou le Cambrien. Le Mésozoïque, discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé. Le Cénozoïque est représenté par une série détritique du Mio-Pliocène (WEC 1992).

c. La province occidentale

La province occidentale comprend les bassins de Béchar, Tindouf, Reggane, Ahnet, Mouydir, Timimoun et Sbâa. Ces dépressions sont à remplissage paléozoïque, Cambrien à

Namurien. Le Méso-Cénozoïque y est peu développé. La puissance des séries varie de 3500 à 8000 m. Les bassins de Tindouf et de Reggane sont des dépressions dissymétriques situées sur les bordures N et NE du massif des Eglab. Les sédiments paléozoïques

atteindraient 8000 m dans le bassin de Tindouf et 6000 m dans celui de Reggane. Le bassin de Béchar est limité au nord par le Haut Atlas, au sud et à l'ouest par la chaîne de l'Ougarta et à l'est par le haut fond de Meharez. La puissance des séries est de l'ordre de 8000 m.

Le bassin de l'Ahnet-Timimoune est limité au nord par le haut fond d'Oued Namous, à l'ouest par la chaîne d'Ougarta, au sud par le bouclier Touareg et à l'est par les dorsales de Fougabrem et du Mزاب. Le bassin du Mouydir est limité à l'ouest par la dorsale de Fougabrem et à l'est par celle d'Amguid-El Biod. La série sédimentaire peut atteindre plus de 3000 m (WEC 1992).

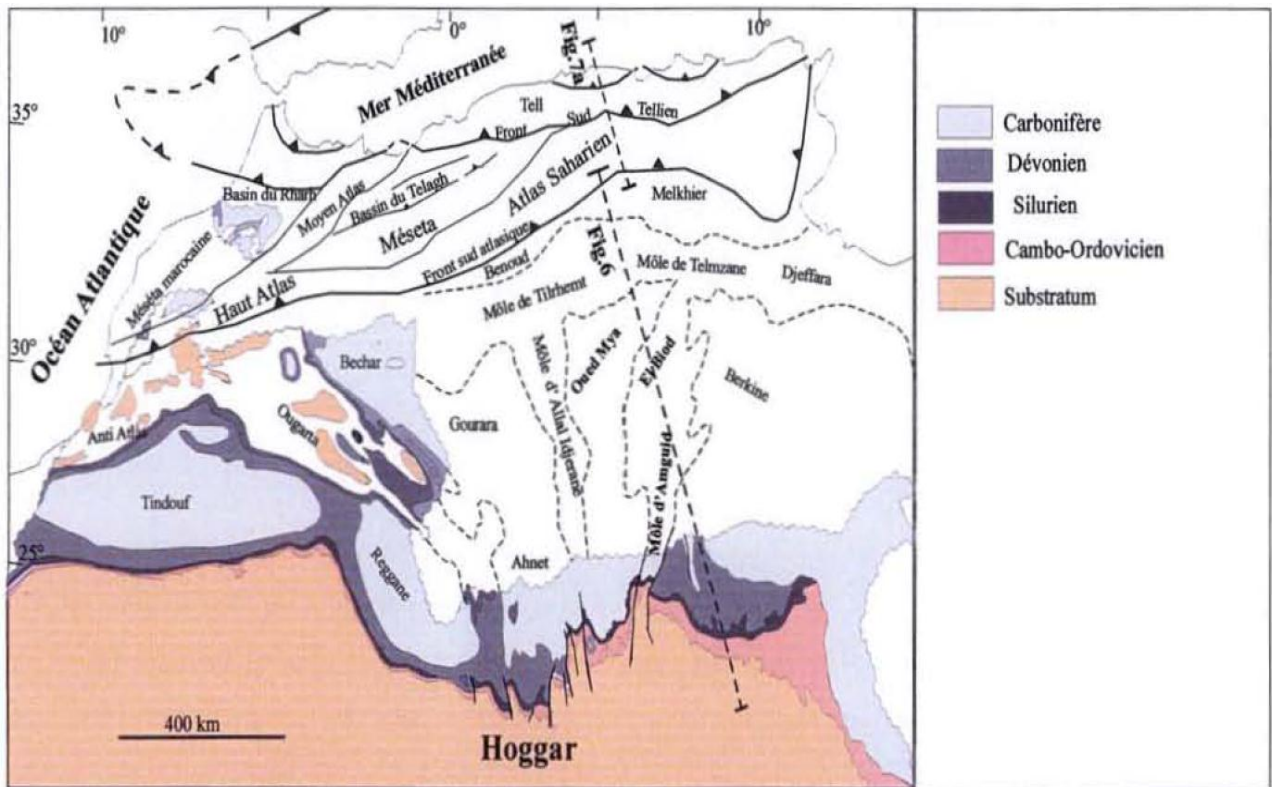


Figure I.4 : les différents bassins sédimentaires de la plate forme saharienne (Boote et al 1998)

I.2. Typologie générale des bassins sédimentaires :

Les modalités de formation des bassins sédimentaires peuvent se regrouper en deux grands types, l'un résulte de mouvements divergents (généralement associés aux zones d'extension de la lithosphère) et l'autre lié aux compressions dans les zones de convergence. On doit cependant distinguer, de plus, les bassins liés au jeu d'accidents décrochant dans un contexte qui peut être aussi bien distensif que compressif. L'évolution des bassins (géométrie, régime de subsidence, bathymétrie, proximité des reliefs) est ensuite contrôlée par le régime des contraintes, la nature et l'histoire de la plaque lithosphérique sur laquelle le bassin se développe (zones sources) et par la position latitudinale de celle-ci.

On peut tenter d'établir une classification des bassins qui bien que simplificatrice, permet d'inscrire les systèmes de dépôt dans leur contexte tectonique.

I.2.A. Les bassins associés à une zone d'extension : l'extension des marges passives s'accompagne de la formation de bassins sédimentaires successifs qui correspondent aux différents stades de l'évolution de la croûte continentale. Cette évolution peut aller jusqu'à la rupture et s'accompagner de création de lithosphère océanique. On ne considère ici que l'action des contraintes orthogonales à la marge, les autres conduisent à la formation de bassins dont les géométries sont présentées dans les systèmes en cisaillement.

L'origine des rifts est attribuée à des contraintes différentielles qui se développent soit le long de lignes de faiblesses (croûte amincie, anciennes sutures), soit à la faveur de remontées du manteau.

I.2.B. Les bassins associés aux collisions (bassin d'avant-pays) : dans ce type de bassin, la déformation se développe au front de chevauchement des nappes actives. Celles-ci créent une surcharge qui engendre une flexure de la lithosphère qui se propage dans la direction du déplacement des nappes.

On assiste ainsi à la formation d'une chaîne montagneuse dans la zone de surcharge, ce relief produit un large volume de sédiments qui s'accumule dans le bassin. Selon le type de croûte continentale le bassin peut rester peu profond si la croûte est épaisse et peu flexible, ou devenir profond et d'être le siège d'une sédimentation hémipélagique si la croûte est fine.

I.2.C. Les bassins associés à la subduction et les prismes d'accrétion : ces bassins se développent dans un contexte de convergence correspondant aux zones de subduction. La bordure de la plaque chevauchante est déformée et donne naissance à une chaîne de montagne qui porte à l'affleurement les roches métamorphiques et plutoniques du cœur de l'arc ainsi que des masses écaillées de sédiments plus anciens. La surcharge provoquée par ces écaillures crée une flexure de la lithosphère. Le bassin ainsi engendré est comblé par les sédiments provenant des montagnes voisines qui entretiennent, par leur poids, la subsidence (Dewey, 1980).

I.2.D. Les bassins associés aux mouvements décrochants : les bassins en décrochement correspondent à l'ensemble des bassins dans lesquels la sédimentation est contemporaine de mouvements tectoniques décrochants significatifs. Ces mouvements sont le

fait, d'une part des failles transformantes qui recoupent toute la lithosphère (frontière coulissante des plaques) et d'autres parts des failles de décrochement qui sont limitées à la croûte. En fait, ces bassins constituent des bassins hybrides qui sont associés à des régimes extensifs ou compressifs (Sylvester, 1988 ; Perrodon et Masse, 1984), ce qui explique qu'on puisse les trouver dans des contextes tectoniques variés.

I.3. Quelques principaux bassins algériens

a. Le bassin de Chélif

Ce bassin de décrochement a connu une première phase d'évolution anté-nappes au cours de l'Aquitainien et du Burdigalien. Un fossé s'ouvre, allongé le long du tell septentrional, dans lequel s'accumulent des dépôts d'abord grossiers continentaux puis marins essentiellement marneux. La tectonique alterne des périodes de transtension et des périodes de transpression. Après la mise en place des nappes telliennes, le bassin devient de type intra montagnoux c'est-à-dire un bassin d'effondrement rhombique, ou plus exactement un ensemble de bassins losangiques. La dynamique est sous le contrôle du coulisage senestre de la plaque d'Alboran vers l'Ouest et de la zone transformante qui la délimite de la bordure nord-africaine.

La sédimentation comprend d'abord des sédiments silicoclastiques grossiers provenant de l'érosion de horsts en voie de surrection puis des marnes de milieu marin ouvert, enfin des dépôts régressifs notamment des évaporites (Messinien).

b. Le bassin constantinois

Le bassin constantinois correspond à la bordure sud orientale de l'atlas saharien, aux confins algéro_tunisiens représentés par des structures orientées liées aux phases alpines (in J.M.Vila, 1980), qui sont édifiées sur les deux branches de la flexure sud atlasique(ASA), les systèmes pétroliers sont d'âge crétacé supérieur, les principaux niveaux roches mères sont représentés par le Turonien, le Cénomaniens, et l'Albien supérieur.

c. Le bassin de Tindouf

Le bassin de Tindouf est assymétrique, il fait partie du domaine de plate forme saharienne (province occidentale), sa zone axiale étant déportée vers le nord sa bordure septentrionale reliée à l'anti atlas. Sa bordure méridionale monoclinale montre des pendages faibles alors que sa bordure nord est plus pentée et forme un talus avec ce bassin et l'anti atlas au cambrien. Elle montre des failles assez nombreuses. La sédimentation est marine ou continentale selon les époques. La profondeur du socle dans le bassin de Tindouf est située à 8000 m environ. L'épaisseur maximum des séries se situe au centre du bassin. Des sills et des dykes de dolérites recoupent le dévonien dans une partie du bassin, sans que l'on puisse dater l'âge exact de leur mise en place, probablement jurassique. L'évolution de la subsidence montre deux phases de distension, l'une au cambro-ordovicien et l'autre au carbonifère, une discordance est connue au passage silurien-dévonien (discordance calédonienne). Ce bassin émerge vers la fin du carbonifère suite à l'orogénèse hercynienne

d. Le bassin d'Illizi

Il s'agit en fait de bassin emboîté qui fait partie de la province orientale de la plate forme saharienne. Le bassin d'Illizi situé au sud, est composé des séries du paléozoïque seules. La zone la plus subsidente se situe au nord de bassin ou la série comprend le paléozoïque et le mésozoïque. Le basculement intervient au début du mésozoïque entraînant le déplacement de la subsidence vers le nord. Ce bassin peut être soit intracratonique, soit bassin d'affaissement.

e. Le bassin de Reggane

Ce bassin fait partie de la province occidentale de la plate forme saharienne, il est orienté globalement Nord-Ouest/Sud-est. Et situé entre la bordure orientale du craton ouest-africain et du domaine dit panafricain plus à l'est. Il est du type péricratonique, constitué par une série sédimentaire s'est déposée pendant le Phanéozoïque renfermant tout les termes du paléozoïque qui sont plus développés que ceux du méso-cénozoïque. Pour ce qui est de l'évolution géodynamique du bassin, elle est guidée par les structures tectoniques et les reliefs hérités de la chaîne panafricaine qui a terminé vers 500Ma. Comme elle est conditionnée aussi par sa position proche de la zone de suture du craton ouest africain et la chaîne Ougartienne.

Ce dernier est notre sujet d'étude il sera bien développé dans les chapitres qui suivent.

Chapitre II

**Caractères généraux du bassin de
Reggane**

II.1. Cadre géographique du bassin de Reggane

Le bassin de Reggane est situé dans la partie sud-ouest de la plateforme saharienne. Orienté globalement dans la direction NO-SE, il occupe une superficie d'environ 140 000 km² qui s'étend entre les longitudes 04°25'W et 00°35'E et les latitudes 24°30' N et 28°N.

Ce bassin est limité au Nord par la bordure méridionale de la chaîne de l'Ougarta qui le sépare de la cuvette de Sbâa, au Nord-Ouest, par l'ensellement de Krettamia de Bou-Barnous, au Sud-Ouest par la dorsale des Réguibat, à l'Est, par le haut fond du bled El Mess-AzzelMatti, et au Sud, par le massif cristallin des Eglabs (Figure II.1).

Orienté globalement dans la direction NO-SE, il occupe une superficie d'environ 140 000 km² qui s'étend entre les longitudes 04°25'W et 00°35'E et les latitudes 24°30' N et 28°N.

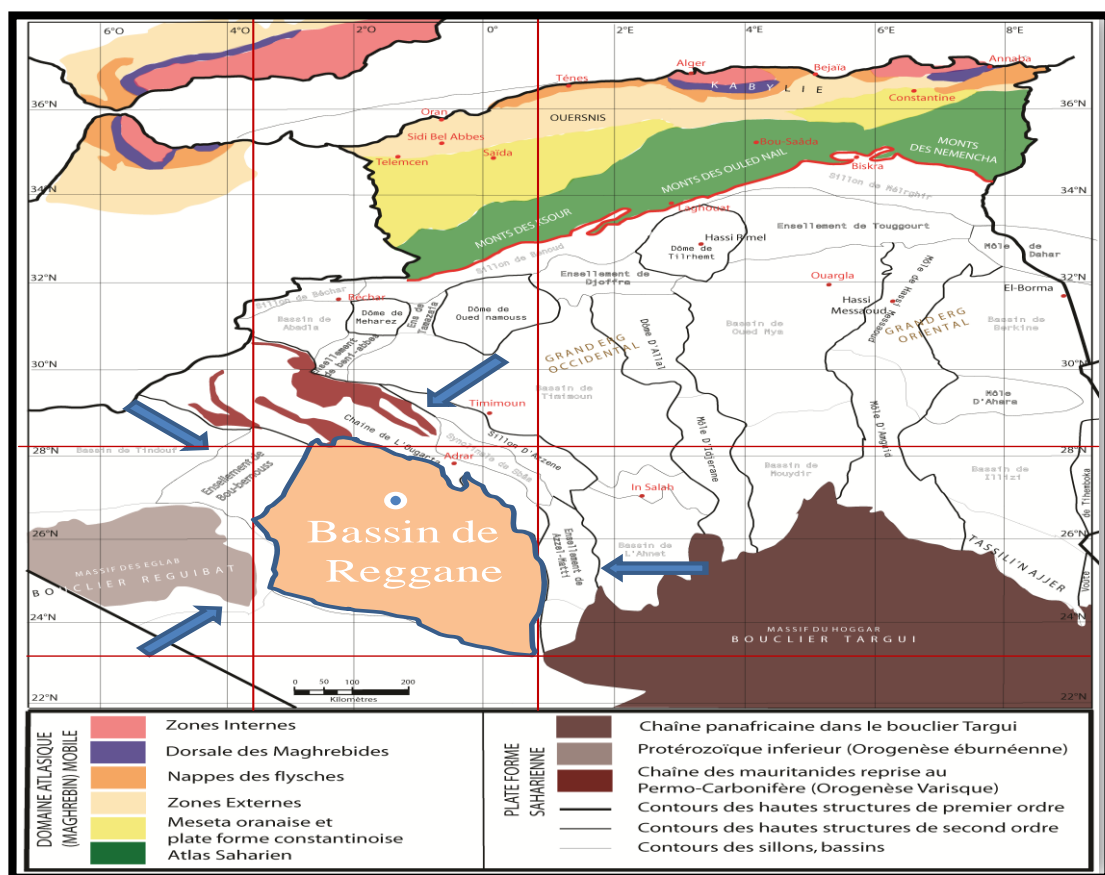


Figure II.1 : Situation géographique du bassin de Reggane (modifié par Hellal 2013)

II.2. Cadre géologique de bassin de Reggane

De type péricratonique, ce bassin est situé entre la bordure orientale du craton ouest-africain et du domaine dit panafricain plus à l'est. La juxtaposition de ces deux domaines est le résultat d'une collision (600 Ma) consécutive à la fermeture d'un paléo-océan d'âge protérozoïque. Cet événement est connu à l'échelle du nord-ouest de l'Afrique sous le nom de panafricain.

Cette synclise constitue en fait une dépression dissymétrique orientée NW-SE dont le flanc oriental est fortement structuré mais étroit et renfermant des anticlinoriaux avec des structures compartimentées par des failles directionnelles et transversales de géométrie complexe, tandis que le flanc occidental consiste en un important monoclin à pendage doux remontant régulièrement vers le massif cristallin des Eglabs (Figure II.2).

La cuvette de Reggane est caractérisée par une histoire tectonique polyphasée et une importante subsidence qui a favorisé le dépôt de plus de 6 000 m de sédiments paléozoïques dans sa zone axiale. La partie supérieure de cette série paléozoïque montre souvent des niveaux doléritiques.

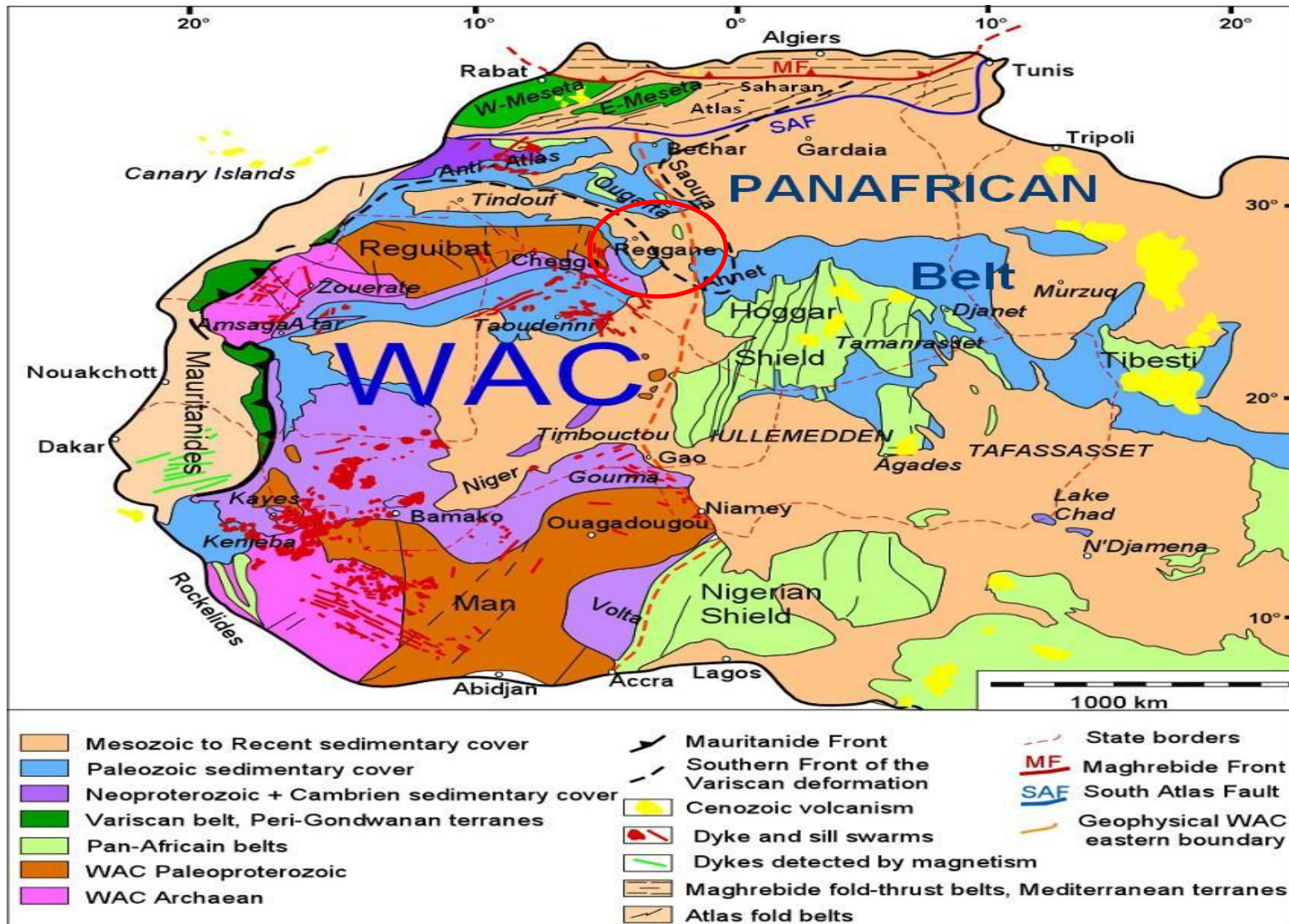


Figure II.2 : Situation du bassin à l'échelle de la géologie générale de craton ouest africain (Fabre, 2005 ; Liégeois et al, 2005)

II-3. Historique des travaux

Les principaux travaux entrepris dans le bassin de Reggane sont l'œuvre de Conrad 1984. Toutefois, bien avant lui, de nombreux travaux ont été conduits sur cet immense bassin, dont nous relatons ici la chronologie tout en mentionnant succinctement sur quels thèmes ils ont porté.

En 1911, Flamand a défini les grandes lignes stratigraphiques du Sahara Nord occidental.

Entre 1930 et 1957, Metchnikoff a défini les grandes lignes de l'histoire géologique du Sahara algérien occidental.

De 1947 à 1957, Lapparent a travaillé sur la stratigraphie et la répartition des gisements de vertébrés et d'invertébrés dans les régions du Gourara, du Touat et du Tidikelt.

En 1952, Gevin a présenté la carte géologique au 1 : 2 000 000 du Sahara occidental au XIX^{ème} Congrès géologique international tenu à Alger.

A la même date, en 1952, Choubert résume les grands événements géologiques du Sahara Nord occidental depuis le Paléozoïque jusqu'au Quaternaire dans une monographie régionale sur les confins algéro marocains.

En 1957, Lys et Serre ont exploré la microfaune (Conodontes) de la coupe de l'Ahmar (bassin de Reggane) « Viséen supérieur, Namurien inférieur ».

En 1960, Bonnet & Al., étudient le Carbonifère post-tassilien du Bassin de Reggane.

La même année, Remack-Petitot réalise un travail sur le Gothlandien du Bassin de Reggane et exécute en particulier la coupe de « Fom Hassi Taïbine et El Ahmar » dans laquelle, il détermine les conodontes du Viséen-Namurien.

Entre 1961 et 1985, Legrand conduit plusieurs études sur la stratigraphie du Paléozoïque inférieur.

En 1962, Tintant étudie la micropaléontologie du Carbonifère (Viséen supérieur-Namurien) du Bassin, à travers les Foraminifères et les Ostracodes. Les taxons laissés en nomenclature ouverte sont observés dans les coupes de Hassi Taïbine et Fom Arethurze. Bien plus tard, entre 1964 et 1971, cet auteur signala la présence des algues dans le même intervalle, sur la coupe de Chebbi et d'El Ahmar.

Durant les années 1963-1964, Chanton consacre un travail sur la microfaune du Viséen supérieur du Bassin de Reggane (Chebbi, Touat).

Au cours des années 1964, 1975 et 1986, Lys a présenté plusieurs travaux qui ont porté sur des analyses micropaléontologiques du Carbonifère, qui a connu un grand essor grâce à l'étude des matériaux récoltés par Conrad dans trois coupes (Azzel-Matti, Hassi Taïbine et El Ahmar)

En 1972, SONATRACH et BEICEIP ont réalisé des travaux de synthèse du Cambro-Ordovicien, du Siluro-dévonien et du Carbonifère.

En 1972, Mamet a identifié la microfaune et la microflore des couches du passage Viséen supérieur et du Serpukhovien (zone 17). En 1974, Mamet et Roux ont signalé la présence de l'algue *Kamaenadelicata Andropov* dans le biozone 17 serpukhovienne de la coupe de l'Azzel-Matti.

En 1980, Conrad & Al., attribuent un âge Moscovien inférieur à partir des Foraminifères et des Conodontes (*Idiognathodus*). Cet assemblage délimite l'extension de la

mer moscovienne sur le Nord du Craton-africain sous les recouvrements continentaux jurassiques qui forment le continental intercalaire et qui repose en discordance angulaire sur les séries paléozoïques.

En 1976, Fabre présenta une synthèse sur les événements survenus dans le Sahara Algérien au cours des temps géologiques.

En 1984, Conrad travaille sur les séries Carbonifères du Sahara Algérien.

En 1995, ce sera Nedjari qui réalise une synthèse sur les images et événements finihercyniens de l'Ouest du Maghreb (Algérie, Maroc).

En 1996, Benseradj étudie les dolérites dans le Bassin de Reggane.

En 1998, ce sera Sebbar qui présente un inventaire détaillé des foraminifères benthiques et des algues calcaires, d'âge Carbonifère, et qui définit une échelle biostratigraphique à partir des biozones à Foraminifères de Mamet (1974), corrélées aux assemblages de Lys (1986), de Conil & Al. (1990).

En 2000, Sebbar mène une étude sur les microfossiles et leur relation avec les environnements du Carbonifère dans le Bassin de Béchar, de Tindouf et de Reggane dans le cadre des travaux de sa thèse de doctorat.

Durant la même année, Zazoun effectue une étude sur la tectogenèse hercynienne dans la partie occidentale du bassin de l'Ahnet et la région de Bled El Mass, dans le Sahara Algérien.

En 2005, ce sera Fabre qui publie un travail sur la « Géologie du Sahara occidental et central » où il présente une synthèse sur l'histoire géologique du Sahara Algérien depuis le Précambrien jusqu'au Quaternaire.

En 2008, Khodjaoui effectue une étude sédimentologique, biostratigraphique et stratigraphique du Dévonien inférieur du Bassin de Reggane (Sahara occidental Algérien) au titre de son mémoire de magister.

En 2011, Benachour engage une étude sur les modalités de la transgression du Dévonien moyen à partir des coupes du Km 30 (vallée de la Saoura) et d'Ain Cheikh (Bassin de Reggane) dans le cadre de son mémoire de magister.

II-4. Systèmes pétroliers du bassin de Reggane

Le bassin de Reggane est à priori une province à gaz eu égard aux accumulations mises en évidence jusqu'à maintenant. La majeure partie des pièges est liée à des structures de géométrie très complexe, s'adossant généralement sur des failles inverses sous des niveaux de décollement superficiels. La génération des hydrocarbures a eu lieu à deux reprises au Paléozoïque lors de l'enfouissement (Dévonien supérieur-Carbonifère) et, probablement aussi, lors de la surchauffe du Jurassique. La structuration du bassin est le résultat d'une superposition de plusieurs phases tectoniques depuis l'événement calédonien jusqu'à l'Hercynien (Figure II.3).

II.4. A. Roches mères

Les analyses géochimiques ont montré que les principales formations qui jouent le rôle de roches mères se rencontrent dans le Silurien, le Dévonien moyen, le Dévonien supérieur et le Carbonifère supérieur dont la lithologie est à prédominance argileuse riche en matière organique.

Les modélisations géochimiques ont révélé que la bordure occidentale du bassin offre des perspectives en hydrocarbures liquides et/ou gazeux, alors que la bordure orientale a plutôt un potentiel essentiellement à gaz.

II.4.B. Roches Réservoirs

Les principales roches réservoirs identifiées dans le bassin de Reggane sont constituées par les grès du Cambro-Ordovicien, du Dévonien inférieur et du Carbonifère.

a. Le Cambro-ordovicien

Les réservoirs du complexe cambro-ordovicien sont relativement peu étudiés au regard de leur position structurale très profonde. Ces réservoirs sont traversés par très peu de forages, ils sont représentés par des grès quartzitiques moyens à grossiers mal consolidés avec de bonnes propriétés pétrophysiques, soit 10 à 20% de porosité et 1 000 à 7 000 mD de perméabilité.

b. Le Dévonien

Les réservoirs du Dévonien représentent le principal objectif de la région, avec une extension à l'intérieur du bassin relativement régulière. Ils sont composés de quatre barres gréseuses, avec des épaisseurs de grès utiles pouvant atteindre les 50 mètres.

Le Gédinnien

Pour sa part, le Gédinnien a débité à près de 410 000 m³/j de gaz dans la partie Sud-est du bassin, avec une porosité moyenne de 8 % et une perméabilité de 10 mD. Le réservoir Gédinnien montre globalement un épaissement du Sud-ouest au Nord-est, avec deux dépôts-centres bien individualisés, l'un au Sud-est et l'autre au Nord-Ouest.

Le Siégénien

C'est le principal réservoir du Dévonien inférieur qui a donné de bons débits pouvant dépasser 640 000 m³/j de gaz. Ce réservoir montre des caractéristiques pétrophysiques assez élevées.

Le réservoir Siégénien présente une allure similaire à celle du Gédinnien. L'épaississement se fait toujours du Sud-ouest vers le Nord-est.

L'Emsien

Le banc de grès au sommet de l'Emsien a été considéré comme compact dans la plupart des puits situés dans la partie Sud-est du bassin, alors qu'au Nord-Ouest il est productif en gaz. L'épaisseur du réservoir Emsien montre une certaine similitude avec celle déjà décrite, à savoir une orientation sensiblement Nord-Ouest Sud-est et un épaississement du Sud-ouest vers le Nord-est.

c. Le Carbonifère

Ce réservoir, lorsqu'il existe, présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques avec des porosités de 10 à 20 % et des perméabilités de 10 à 100 mD. Les différents forages qui l'ont traversé ont souvent montré des traces de gaz et d'huile. Les grès du réservoir du Strunien-Tournaisien sont constitués de grains bien triés, très fins à fins. Ils présentent des porosités de 28 % et de bonnes perméabilités. Ce réservoir paraît prometteur au vu du nombre d'indices rencontrés dans les forages qui l'ont traversé.

Le réservoir gréseux du Viséen bien développé à l'Est du bassin présente de bonnes porosités avec une moyenne de 15 % et une perméabilité atteignant 100 mD. Des traces de gaz et d'huile ont été observées au niveau de certains forages. Il a débité 2 000 m³/j de gaz et 0,5 m³/j d'huile.

II.4. C. Roches Couvertures

La couverture des réservoirs du Cambro-ordovicien, Dévonien moyen et du Carbonifère est assurée par les argiles siluriennes, du dévonien moyen et supérieur et de la partie basale du Viséen.

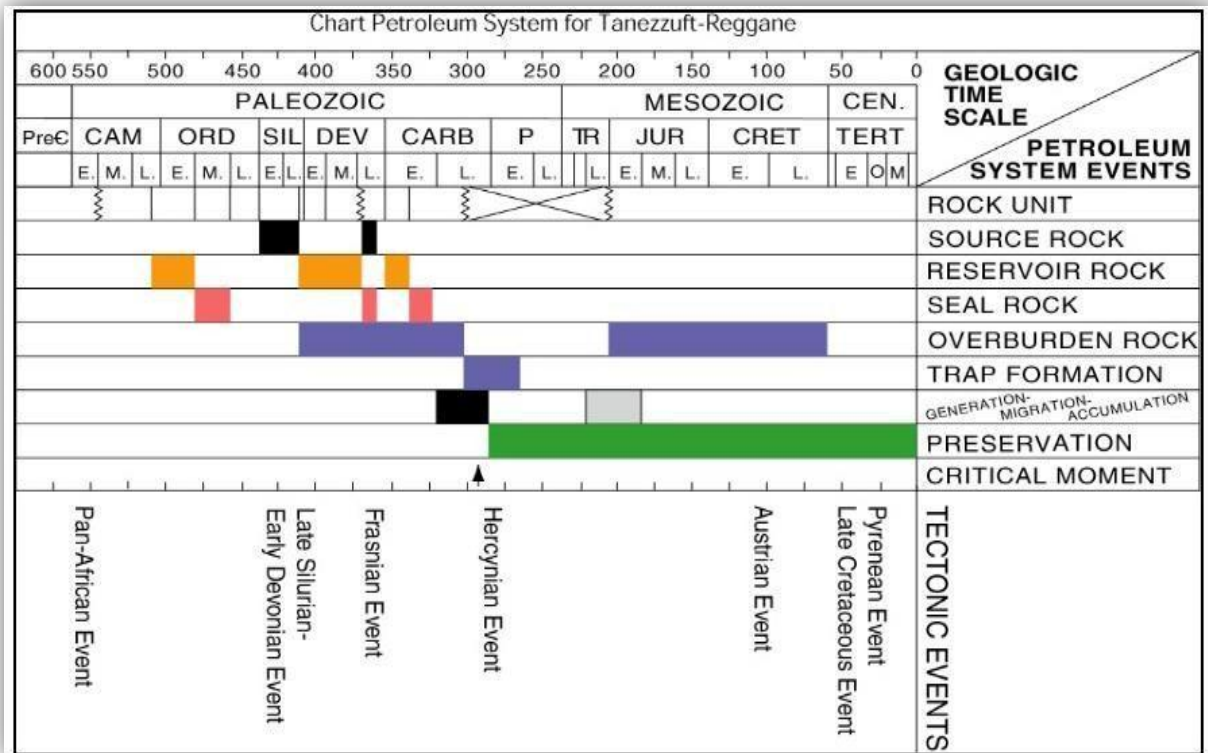


Figure II.3 : Systèmes pétroliers dans le bassin de Reggane (Klett, 1998)

II.4.D. Les Pièges

L'ensemble roche-réservoir/roche-couverture forme une structure qui constitue un piège à hydrocarbures. Plusieurs types de pièges sont décrits, principalement en fonction de la déformation des roches au cours des phénomènes géologiques qui les ont affectés.

Les pièges rencontrés dans la partie Nord du bassin sont souvent de type structural ou mixte (anticlinaux associés à des failles). Le cas le plus fréquemment rencontré est celui de trends de direction Sud-est et Nord-Ouest très étroits, délimités latéralement par des failles profondes. Les plus connus sont ceux de Djebel Hirane, KahalTabelbala, Azrafil et Hassi M'dakane.

Dans le flanc Sud-ouest du bassin, on trouve d'autres types de pièges stratigraphiques qui sont les biseaux. Enfin, le troisième type de pièges n'a pas été encore mis en évidence, ce sont des pièges contre dykes pouvant se développer sur des intrusions doléritiques.

II.5.Stratigraphie du bassin de Reggane

La série sédimentaire du bassin de Reggane s'est déposée pendant le Phanérozoïque. Cette dernière affleure au Nord-est, de la chaîne de l'Ougarta, et constituait avec le bassin de Reggane un même ensemble avant la surrection de l'Ougarta lors de l'orogénèse Hercynienne (Figure II.4).

II.5.A. Le socle

Le socle affleure dans le bouclier Réguibat, il comprend deux cycles :

- un cycle Libérien d'âge archéen, il est constitué essentiellement de roches métamorphiques telles que les gneiss, les migmatites et les granites.
- un cycle Birimien d'âge précambrien, il est formé par des roches épi-métamorphiques. Il s'agit de roches volcaniques, sédimentaires et volcano-sédimentaires.

II.5.B. L'infra-cambrien

Cette série affleure à l'Est du bassin de Reggane. Ce sont des dépôts terrigènes constitués essentiellement d'argiles vertes à brunes à fines passées de grès glauconiaux avec des intrusions doléritiques.

II.5.C. Le Paléozoïque

La puissante série paléozoïque, dépassant les 5 000 m de sédiments qui témoigne d'une importante subsidence, repose en discordance sur le socle précambrien du bouclier Réguibat. Elle va du Cambrien au Carbonifère (Namurien). Cette couverture est caractérisée par des intrusions dolomitiques sous sills et dykes.

a. Le Cambrien

L'affleurement du cambrien d'une épaisseur de 1000 m est caractérisé par :

- La formation des arkoses de Sebket El Mellah formée par un ensemble gréseux arkosique et quartzitique à stratification oblique qui repose en discordance sur les séries infra-cambriennes ou sur le socle.
- La formation des arkoses d'Ain Néchéa qui correspond à des conglomérats et des grès grossiers

b. L'Ordovicien

Une transgression marine signalée par des niveaux à lingules, d'où le nom de « dalle à lingules », marque le début de l'Ordovicien dont l'épaisseur varie entre 600 à 750 m de sédiments et montrant quatre principales formations :

- **La première formation** est constituée d'argiles silteuses noires et de grès de Kheneg El Aatène, psammétiques et rouges ferrugineux à la base et blancs quartzitiques riche en tigillites au sommet. Cette formation, épaisse de 400 mètres, connue en affleurement sous le nom de FoumTineslem est attribuée au Trémadoc-Arenig inférieur (Legrand, 1983).

- **La seconde formation** : d'une épaisseur de 200 m et discordante sur la précédente, est constituée d'argiles noires silteuses riche en fossiles. Elle est connue en affleurement sous le

nom de FoumEzZeïdiya et est attribuée à l'Arenig supérieur-Caradoc inférieur (Legrand, 1983).

- **La troisième formation** comprend des grès ferrugineux en plaquettes à miches de carbonates et des intercalations d'argiles noires. Elle est connue à l'affleurement sous le nom de Bou M'haoud et est attribuée au Llandeilien et/ou au Caradoc (Aebey, 1962 ; Gomez-Silva et al., 1963).

- **La quatrième formation** : d'épaisseur variant de 10 à 160 m, elle est discordante sur la formation précédente, elle est constituée d'un niveau conglomératique à la base suivi par des grès et des argiles d'environnement glaciaire et périglaciaire. Elle est connue à l'affleurement sous le nom de la formation de Djebel Serraf et est attribuée au Caradoc (Aebey, 1962).

c. Le Silurien

Dépassant les 1000 mètres d'épaisseur au centre du bassin de Reggane, le Silurien est composé d'une série argileuse noire à graptolites, admettant des passés de grès, de niveaux de calcaires détritiques et d'une centaine de mètres d'argiles hautement radioactives. Elle correspond en affleurement à la formation d'Oued Ali dans l'Ougarta. Cette formation est connue pour avoir constitué une roche mère à l'échelle de toute la plate forme saharienne.

d. Le Dévonien

D'une épaisseur allant de 2 000 à 2 500 m au centre du bassin, il est subdivisé en Dévonien inférieur, moyen et supérieur.

Le Dévonien inférieur

Il englobe le Gédinnien, le Siégénien et l'Emsien.

Le Gédinnien est constitué d'argiles silteuses et de grès gris à gris foncé généralement fin à rares niveaux de calcaires. Ils correspondent aux formations de Zeimlet et de Saheb el Djir qui porte le nom de série de transition. (Legrand, 1998)

Le Siégénien est constitué d'argiles silteuses et de cordons sableux et est rapporté à la série de D'khissa.

L'Emsien est représenté, à la base, par des argiles noires avec de fines passées de grès et de calcaires. Au sommet, il est caractérisé par des grès grossiers et même conglomératiques à grains de quartz arrondis. Dans la partie septentrionale du Bassin de Reggane, cette série devient plus argileuse, avec des passées de grès à ciment calcaire et des calcaires riches en faunes essentiellement de brachiopodes (Fabre 1976).

Le Dévonien moyen

Englobant l'Eifelien et le Givétien, il a une épaisseur qui varie de 30 à 200 m. Il est constitué par une série eifélienne argilo-silteuse à la base avec intercalations de marnes et de grès fins et est surmonté par la série argilo-carbonaté du Givétien composé de calcaires blancs argileux et d'intercalations de marnes et d'argiles. Ces séries correspondent à la formation de Chefar El Ahmar de l'Ougarta.

Le Dévonien supérieur

Regroupant le Frasnien, le Famennien et le Strunien, il a une épaisseur qui varie de 200 à 1 500 m. La série frasnienne et la série famennienne sont constituées de bas en haut d'une alternance d'argiles vertes, de calcaires fins rouges avec de fréquentes intrusions doléritiques, et de grès gris clair à fines passées d'argiles.

Le Frasnien admet dans sa partie inférieure des argiles radioactives semblables à celles du Silurien qui peuvent atteindre 400 m d'épaisseur.

Le Strunien est constitué de 50 à 200 m d'argiles, de siltstone et de grès. L'ensemble du Dévonien supérieur est connu sous le nom de la formation des argiles de Temertass et de des grès de Marhouma.

e. Le Carbonifère

Le Carbonifère inférieur

L'épaisseur des séries carbonifères a été considérablement modifiée par le soulèvement et l'érosion hercynienne.

Le Tournaisien : épais de 30 m sur le flanc Sud du bassin et de 250 dans le bourrelet Tazoult-Azrafil, il est formé d'un ensemble inférieur de grès gris clair à grains fins, quartzeux, feldspathiques, avec de fines intercalations d'argiles, et d'un ensemble supérieur composé d'argiles à fines intercalations de calcaires, siltstone et rarement de grès.

Le Viséen : présent dans tout le bassin de Reggane il est subdivisé en quatre formations :

Viséen A : composé d'argiles avec rares passées de grès fins ou de calcaires, son épaisseur varie de 0 à 232 m.

Viséen B : c'est une série argilo-gréseuse avec de rares passées carbonatées sur une épaisseur variant de 6 à 376 m.

Viséen C : cet ensemble est constitué par des carbonates et des argiles avec de rares passées de grès sur une épaisseur allant de 0 à 400 m.

Viséen D : il est constitué par des évaporites avec des intercalations de marnes et de calcaires, on note la présence de roches sulfato-carbonatées et ferrugineuses. L'épaisseur de cet ensemble varie de 0 à 224 m.

Le carbonifère supérieur

Cette formation est totalement érodée au Sud. Dans les parties Nord-Ouest et Nord-Est du bassin, ce sont des dépôts les plus affectés par l'érosion hercynienne et post-hercynienne, alors qu'ils dépassent les 1 000 m d'épaisseur au niveau des zones synclinales.

Le Namurien : répandu dans la partie centrale du bassin, il est constitué de calcaires à foraminifères et accessoirement à coraux, d'argiles versicolores et de grès. À la base de la série, les argiles sont gris vert, parfois noires, très carbonatées alors qu'au sommet, elles sont brun-rouge, silteuses, faiblement sulfatées (Conrad 1984). Ces dépôts correspondent à la formation de Berga.

Le Westphalien-Stéphanien : la phase hercynienne majeure a soulevé toute la région et l'érosion associée à cette phase a pu atteindre le socle dans certaines régions. Cependant, aucune datation actuelle ne signale la présence du Westphalien-Stéphanien.

II.5.D. Le Mésozoïque

Le Continental intercalaire

Avec une épaisseur de 200 m, il est constitué de sables grossiers, de dolomie et de gypse et repose en discordance sur la série namurienne par la discordance hercynienne.

II.5.E. Le Tertiaire et le Quaternaire

Le Plio-pléistocène consiste en des sédiments récents qui recouvrent la majeure partie du bassin de Reggane sous forme de dunes.

II.5.F. Le magmatisme

Les séries paléozoïques du bassin de Reggane ont connu des venues doléritiques datées de 200 Ma (Trias-Lias) qui remontent à la faveur des failles. Elles se présentent sous forme de sills et de filons intercalés dans le Faménnien et le Viséen. Les intrusions doléritiques sont très importantes au Sud et diminuent en allant vers le Nord et ont une grande influence sur les roches encaissantes.











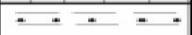







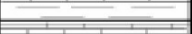









Ages	Système	Etages	Lithologie	Epaisseur (m)	FORMATIONS Définies dans l'Ougarta	
MEZ		Plio-Pleistocene		20-233		
		Continental inter.		37-347		
PALEOZOIQUE	Carbonifere	Disc. hercyn.		26	Bahmar	
		Namurien		1033		
		Viséen	D		77-284	Timimoune
			C		223	
			B		354	
			A		376	
	Dalle a Iridet		185			
	Tournaisien		381			
	Dévonien moyen	Tournaisien		85-215	Kahla	
		Strunien		50-266		
		Famennien		190	Marhouma	
				1248		
	Frasnien		21			
			244			
	Dev. Moy.	Givetien		31-53	Chefar el Ahmar	
		Eifelien		21-93		
	Dévonien inf.	Emsien		17-125	Tafreguenit	
		Praguien		57-215	Dkhissa	
Lochkovien			Saheb El Djir Zeimlet			
Silurien		87	Oued Ali			
		738				
Ordovicien		18	Di Serrat Bou Mhoued Foum Ezzeidiya Khenig El Aabene Foum Tineslam			
		183				
Cambrien		65-539	Ain En Necheia Sebket El Mellah			
infra-Cambrien			Séries intermediaires			
		Socle		10		

Figure II.4 : Colonne stratigraphique type simplifiée du bassin de Reggane (Document Sonatrach).

II.6. Cadre structural du bassin de Reggane

La géométrie actuelle du bassin de Reggane est marquée par deux axes structuraux majeurs, résultant d'une histoire polyphasée complexe. La prise en compte de ces éléments structuraux suggère une subdivision du bassin en (figure II.5):

- Le bourrelet Tazoult-Azrafil, comprend plusieurs structures allongées selon une direction NW-SE, bordées de failles inverses.

- Le bourrelet Djebel Heïrane Kahal Tabelbala, d'orientation Nord-Ouest/Sud-Est, semble relayer le trend Tazoult-Azrafil. Ce bourrelet, bordé de grandes failles à jeu inverse, renferme plusieurs structures. La nouvelle interprétation sismique fait ressortir une structuration beaucoup plus complexe introduisant en plus des failles inverses la notion de décollement.

- Le trend Kahlouche Djebel Heïrane, de même orientation que les trends précédents, montre une faille flexure tout le long de sa bordure occidentale.

- Le trend Feidj El Had, d'orientation NW-SE qui est pris entre une zone de failles de direction NW-SE à l'Ouest, et des failles de faible rejet de même direction à l'Est.

- Le trend Hassi M'Dakane, qui est un axe de direction sensiblement E-W est bordé d'un côté et d'autre par des failles inverses.

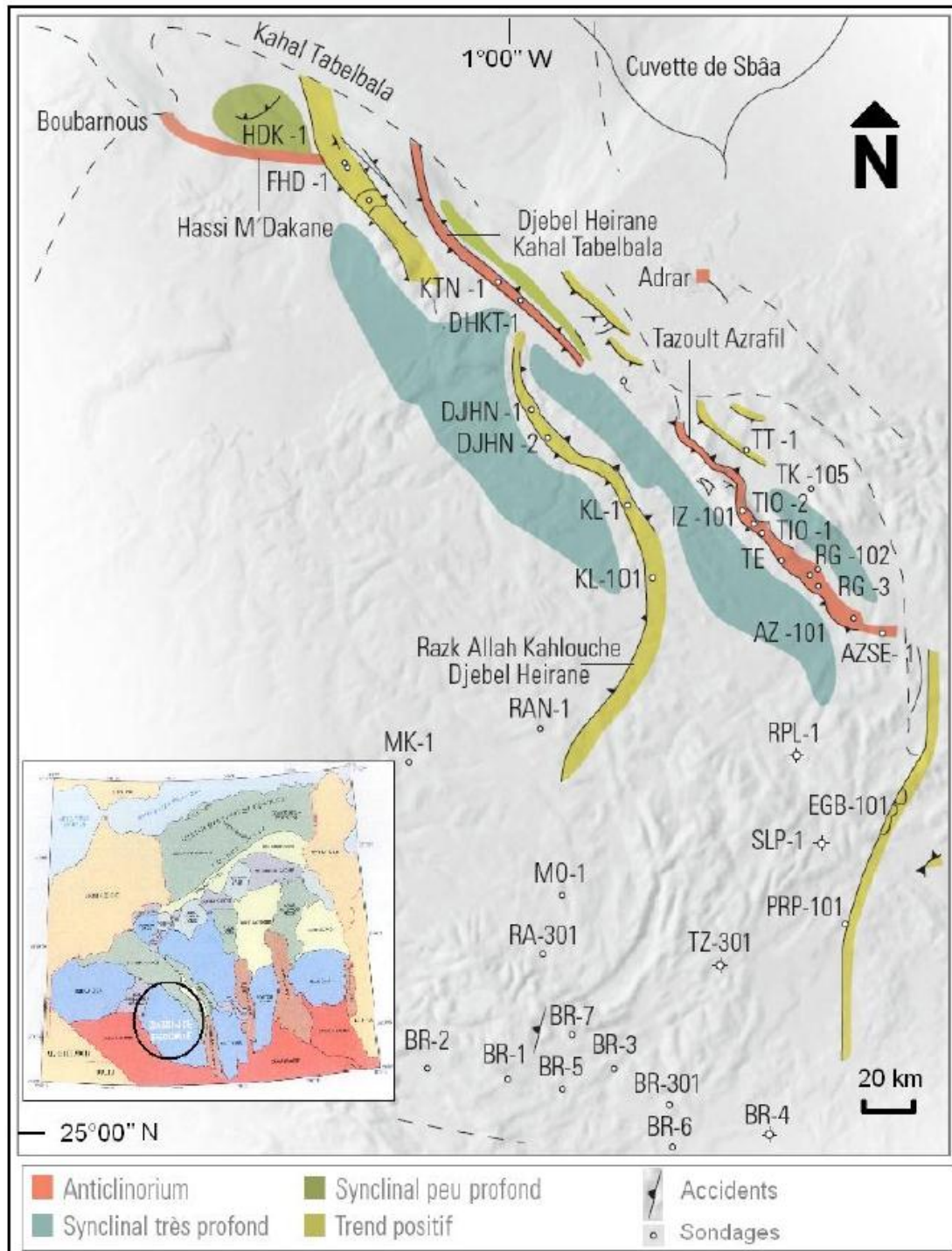


Figure II.5 : carte de situation des éléments structuraux de la partie Nord-est du bassin de Reggane (Document Sonatrach).

II.7. Contexte géodynamique du bassin de Reggane

L'évolution géodynamique du bassin de Reggane illustré sur la Figure II.6 est guidée par les structures tectoniques et les reliefs hérités de la chaîne panafricaine et s'est terminée vers il y a 500 Ma. Elle est conditionnée aussi par sa position proche de la zone de suture du craton ouest africain et la chaîne Ougartienne.

Le Cambrien inférieur correspond à une période syn-rifting qui est marquée par la réactivation des failles panafricaines en failles normales, à l'origine de la création de grabens comblés par des produits d'érosion des reliefs panafricains (Beuf et al, 1971).

La période ordovicienne est caractérisée par les dépôts argileux gréseux du stade post rifting accompagnés d'une tectonique modérée.

Au cours de l'Ordovicien supérieur, la partie méridionale du bassin est affectée par une érosion intense liée au soulèvement du bouclier Réguibat lors de la phase taconique. Mais dans la partie septentrionale la subsidence persiste et la sédimentation se produit avec des dépôts clastiques dans un environnement glaciaire (Beuf et al, 1971).

Le Silurien est caractérisé par une transgression marine liée à la fonte de glaciers qui a conduit au dépôt d'épaisses séries d'argiles noires à graptolites (Boudjema, 1987).

Au cours du Dévonien inférieur, le soulèvement durant la phase calédonienne du bouclier Réguibat au Sud et de la chaîne de l'Ougarta au Nord a imprimé au bassin sa forme dissymétrique montrant une marge méridionale très large et septentrionale très courte.

Au cours de cette phase, une bonne partie de l'Emsien est affectée par une importante érosion dans sa partie méridionale.

Le Givétien est caractérisé par une transgression générale qui a conduit au dépôt d'une séquence argileuse et carbonatée. (Fabre 1976).

Une faible subsidence à évolution décroissante affecte le Nord-Est du bassin au cours du Dévonien supérieur, elle devient plus intense suite à la réactivation des accidents du socle liée aux mouvements compressifs de la phase bretonne (Fabre 1976).

Durant le Carbonifère inférieur, les mouvements verticaux des anciennes failles ont donné naissance à une forte subsidence et une faible bathymétrie.

Le Carbonifère supérieur est marqué par l'arrêt de la sédimentation dû au retrait de la mer suite aux mouvements compressifs précoces de la phase hercynienne au Westphalien (Boucheneb, 1989).

La structuration du bassin fut réalisée lors des mouvements compressifs tardifs de la phase hercynienne au Stéphanien.

Ces mouvements ont développé des plis orientés Nord-Ouest/Sud-Est et réactivé des failles majeures préexistantes. A l'échelle régionale, cette phase est accompagnée par le

soulèvement important de la chaîne de l'Ougarta et son déversement vers le Sud sur le bassin de Reggane.

Une importante lacune stratigraphique de plus de 100 Ma entre le Jurassique et le Namurien est attribuée à la succession de nombreux événements tels que la distension qui est à l'origine de la mise en place des dolérites. Elle est relayée par les phases distensives qui ont engendré les bassins méso-cénozoïques détritiques.

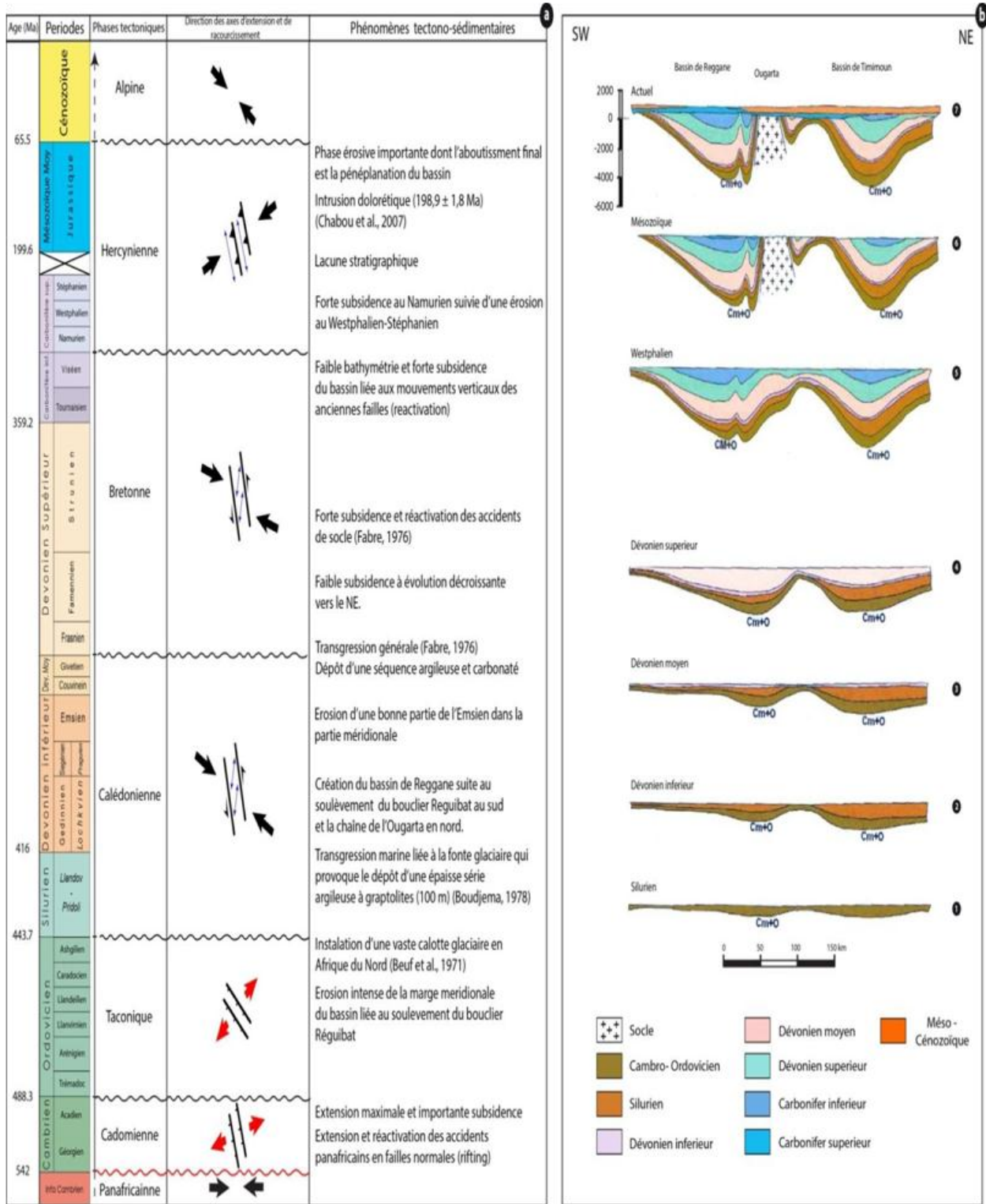


Figure II-6 : (a) Les principales phases tectoniques qui ont affecté le bassin de Reggane ; (b) Coupes montrant l'évolution géodynamique du bassin de Reggane (Aliev & Al., 1971).

Chapitre III

**Etude sédimentologique et
stratigraphie séquentielle**

Introduction

L'objectif le plus potentiel dans la région étudiée, le Dévonien inférieur est constitué des dépôts détritiques compris entre la base du Gédinnien et le toit de l'Emsien.

Avant de nous permettre de faire une étude sédimentologique des formations du Dévonien inférieur de la région Nord-est du bassin de Reggane, il convient d'abord d'étudier les variations des diverses propriétés des réservoirs du Dévonien inférieur dans l'espace pour avoir une bonne représentation de l'évolution spatiale de l'épaisseur et de la profondeur de ces réservoirs dans la zone d'étude par l'élaboration des cartes en isobathes, isopacks et Gross sand à l'aide du logiciel PETREL en utilisant des données qui proviennent des rapports de fin de sondage de 36 puits effectués par la compagnie nationale algérienne Sonatrach.

Par la suite nous nous focalisons sur la description stratigraphique des trois sous étages du Dévonien inférieur notamment le Gédinnien, le Siégénien et l'Emsien qui compte la partie Nord du bassin de Reggane. Nous présenterons une étude stratigraphique basée essentiellement sur les données diagaphiques et la description de carottes réalisées au cours de travaux antérieurs entrepris par les services de la Sonatrach qui va nous permettre d'approcher des milieux de dépôt de ces niveaux réservoirs et ainsi d'évaluer leurs environnements sédimentaires, cette étude est effectuée par une réalisation de deux corrélations qui recoupent les principaux trends du bassin. Leur objectif vise à contraindre l'extension latérale des différentes unités, ainsi que les éventuels changements de lithologie et des épaisseurs des formations principales de la région étudiée.

Ce chapitre est subdivisé en quatre parties dont la première consiste à une étude des variations des propriétés des réservoirs du dévonien inférieur, la deuxième partie est consacrée à une synthèse des données par l'application des principes de la stratigraphie séquentielle, la seconde traite la description et l'analyse des corrélations et la troisième partie comprend l'analyse des carottes.

Tous les aspects abordés dans ce chapitre nous permettent de reconstituer les aspects liés aux milieux de dépôt des formations constitutives des réservoirs du Dévonien inférieur dans la région (Gédinnien, Siégénien et Emsien).

III.1. Cartes des propriétés des réservoirs du Dévonien inférieur

III.1.A. Les cartes en isobathes

Les cartes en isobathes représentent les profondeurs des toits des différents réservoirs du Dévonien inférieur (Gédinnien, Siégénien et Emsien). Ces cartes nous permettent aussi de suivre les variations latérales des profondeurs du Dévonien inférieur de la région étudiée.

a. Le Gédinnien

La carte de (la figure III.1) représente les variations de la profondeur du toit du Gédinnien allant de 4 750m jusqu'à 250m, les courbes isobathes montrent de faibles profondeurs vers le NO qui ne dépassent pas 250m et le SE de la carte, contrairement à la partie centrale montrant de fortes profondeurs qui atteint 4500 m dans le puits DJHN-3 (tableau III.1).

b. Le Siégénien

L'analyse de la carte de (la figure III.2) montre que la profondeur du toit du Siégénien augmente en allant du nord-ouest vers le centre, la faible profondeur est marquée au niveau du puits HDK-2 qui ne dépasse pas les 1250m, contrairement au puits KL-3 situé au Sud marqué par une grande valeur de profondeur de 3 800 m. (tableau III.2)

c. L'Emsien

D'après cette carte (figure III.3) et le (tableau III.3), on remarque que la profondeur du toit d'Emsien au centre est plus importante atteint les 4150 m au niveau de puits DJHN-1, en allant vers les périphéries la profondeur diminue graduellement, marquant une profondeur de 1300 m au niveau de puits HDK-2 situé au Nord-ouest et 3750m au niveau du puits RG-6 situé au Sud-est.

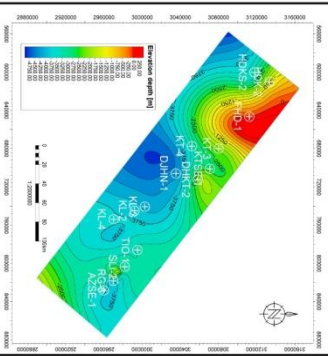


Figure III.1 : Carte en isobathes du Gédinnien

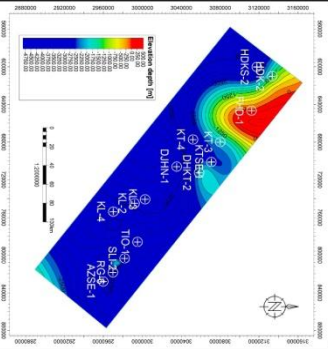


Figure III.2 : Carte en isobathes du Siegenien.

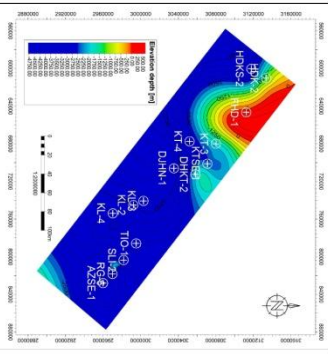


Figure III.3: Carte en isobathes de l'Emsien.

Legende:
 - Iso ligne
 - Equidistance = 250m

KL-2 : Nom du puits
 Hassi Medakene

⊕ Position du puits.

Structure	Hassi Medakene	DHKT	Kalhouche	Reggane	Structure	Hassi Medakene	DHKT	Kalhouche	Reggane	Structure	Hassi Medakene	DHKT	Kalhouche	Reggane			
puits	ATM-1	HDK-1	KT-1	DPKT-1	KL-2	KL-4	TO-1	RO-3	profondeurs	1300	2850	3775	2450	3810	3750	3650	3750
puits									profondeurs	1250	2800	1400	2450	3780	3790	3800	3700
puits									profondeurs	1250	2800	1350	1400	3700	3704	2860	2700

Tableau III.1 : Profondeurs du toit du Gédinnien

Tableau III.2 : Profondeurs du toit du Siegenien.

Tableau III.3 : Profondeurs du toit d'Emsien.

III.1.B. Les cartes en isopaques

Les cartes en isopaques représentent les variations des épaisseurs des formations du Gédinnien, du Siégénien et de l'Emsien. Elles ont pour but d'apprécier la consistance des formations réservoirs et leurs potentialités en hydrocarbures une fois tous les paramètres pétrophysiques évalués.

a. Le Gédinnien

La carte en isopaque du Gédinnien de la figure III.4, montre des épaisseurs et les profondeurs du toit du Gédinnien synthétisées dans le tableau III.4. Les épaisseurs varient de 64 à 141 m. On y détecte globalement un épaissement du SE vers le NO, avec un dépôt centre bien individualisé au NO dans la zone du puits KT-3 qui atteint 500 m. Dans l'extrême Sud, l'épaisseur de Gédinnien reste quasi-constante le long de l'axe TIO-1, SLI-2, RG-6 et AZSE-1 dans la direction NO-SE.

b. Le Siégénien

La carte en isopaque du réservoir Siégénien de la figure III.5 représente les épaisseurs et les profondeurs du toit du Siégénien synthétisées dans le tableau III.5. On relève des épaisseurs qui varient de 69 à 126 m. L'évolution est assez hétérogène avec un épaissement vers le Nord, néanmoins une zone de réduction d'épaisseur est observable autour du puits FHD-1.

c. L'Emsien

La carte en isopaque de la figure III.6, représente les variations des épaisseurs et profondeurs du toit de l'Emsien qui sont synthétisées dans le tableau III.6. Les épaisseurs varient de 54 à 181 m. La physionomie générale des courbes a une allure similaire à celle du Siégénien. L'épassement est visible dans la direction Sud-Nord avec une orientation sensiblement SE-NO. Le maximum d'épaisseur a été enregistré au niveau du puits HDK-2. On observe par contre un amincissement au NO au voisinage du puits FHD-1.

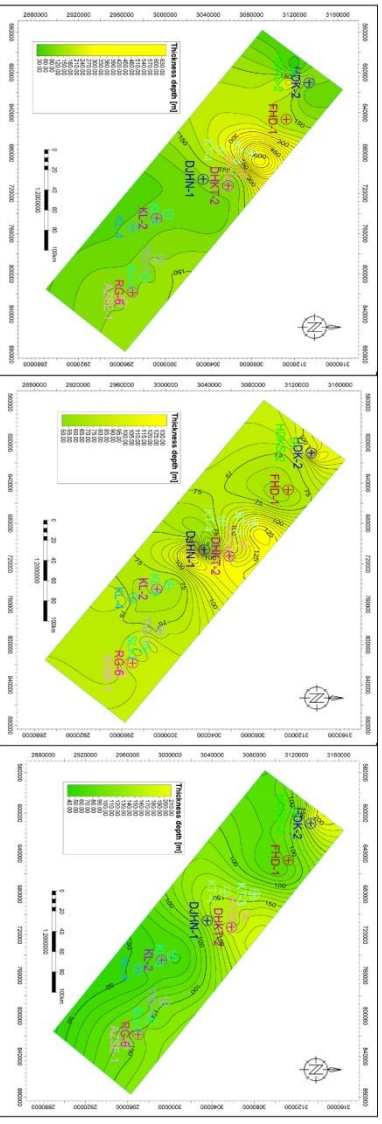


Figure III.4: Carte en isopaque du Gédinnien

Figure III.5: Carte en isopaque du Ségénien

Figure III.6: Carte en isopaque de l'Emsien

Legende:
 — 150 — Iso ligne
 Equidistance = 30m (Gédinnien)
 — 150 — Iso ligne
 Equidistance = 50m (Ségénien)
 ⊕ : Position du puits.
 Equidistance = 10m (Emsien)

Structure	Hasasi Madakene		DHKT	Kahoucha		Serguine	
	ATM-1	HDK-1		KTM-DHK-1	KL-2	KL-4	TO-1
profondeurs (m)	1632	799	2435	4024	3792	3326	2829
Epaisseurs (m)	125	98	141	98	74	64	122

Tableau III.4: Epaisseurs et profondeurs du toit du Gédinnien

Structure	Hasasi Madakene		DHKT	Kahoucha		Serguine	
	ATM-1	HDK-1		KTM-DHK-1	KL-2	KL-4	TO-1
profondeurs (m)	1912	1940	2679	2329	3955	3720	33249
Epaisseurs (m)	101	92	126	106	89	72	77

Tableau III.5: Epaisseurs et profondeurs du toit du Ségénien

Structure	Hasasi Madakene		DHKT	Kahoucha		Serguine	
	ATM-1	HDK-1		KTM-DHK-1	KL-2	KL-4	TO-1
profondeurs (m)	1731	1391	2519	2171	3983	3866	138
Epaisseurs (m)	181	149	158	158	62	54	113

Tableau III.6: Epaisseurs et profondeurs du toit de l'Emsien.

III.1.C. Cartes de Gross Sand

Elles ont pour but la détermination de la consistance des grès propres dans les formations réservoirs. La réalisation des cartes de Gross Sand repose sur le cut-off d'argilosité pris égal à 35% et représentent l'épaisseur des grès propres de chaque étage (Gédinnien, Siégénien et Emsien).

a. Le Gédinnien

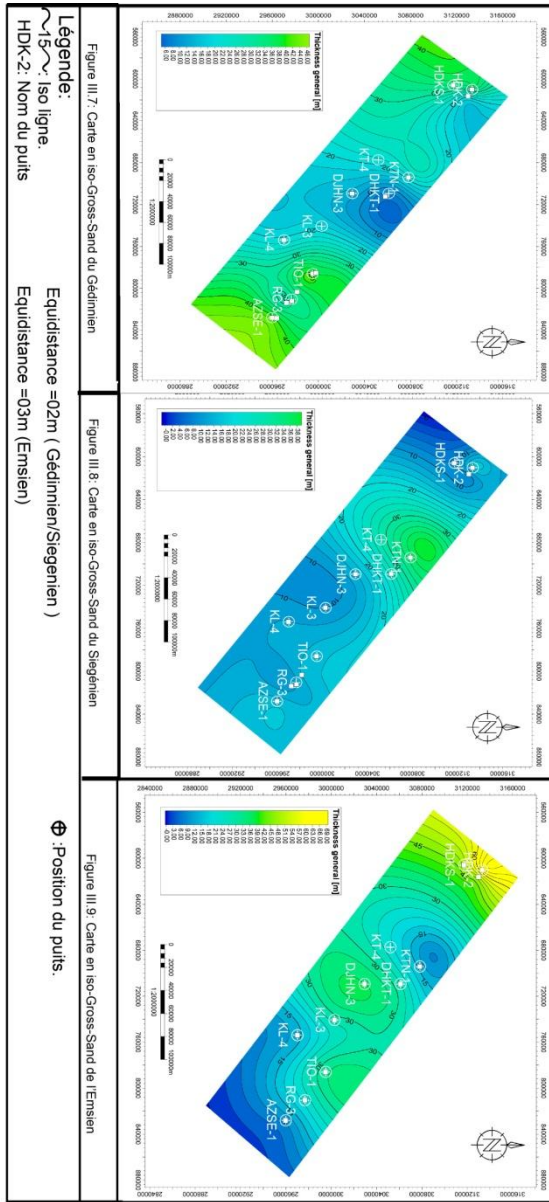
La figure III.7 représente la carte du Gross Sand du Gédinnien avec des épaisseurs qui vont de 6 m jusqu'à 46 m. Les épaisseurs sont similaires au Nord-ouest et au Sud-est cela est bien visible au niveau des puits et HDK-2, AZSE-1 en allant au centre de la carte il se produit une certaine diminution des valeurs pour atteindre 09 m au niveau du puits DHKT-1.

b. Le Siégénien

La figure III.8 représente la carte du Gross Sand du Siégénien dont les épaisseurs évoluent de 2 m à 38 m. On remarque une zone de dépôt-centre d'une épaisseur significative de 35 m aux alentours du puits KTN-1. Tandis que pour le reste l'épaisseur demeure quasiment stable comme on le remarque aux puits HDK-2, KL-4 et AZSE-1.

c. L'Emsien

La figure III.9 est une carte en Gross Sand de l'Emsien. Les épaisseurs accusent des variations hétérogènes. Au niveau des puits AZSE-1 et RG-3 localisés au Sud-Est elles sont minimum pour augmenter légèrement en allant vers le Nord-Est et amorcer une décroissance. Les zones de plus grande épaisseur se situent dans les zones des puits HDKS-1 et HDKS-2 à l'extrême Nord-Est de la carte.



III.2. Stratigraphie séquentielle

Ce travail se propose comme objectif un essai de corrélation des unités lithostratigraphiques du Dévonien inférieur afin de pouvoir :

- Détermination de la géométrie de dépôts dans le temps et dans l'espace et leur relation avec la géodynamique du bassin et la variation eustatique.
- Caractériser les différents environnements de dépôts.
- Elucider la diversification des objectifs pétroliers au sein du dévonien inférieur.

Pour ce faire, nous avons établi deux profils de corrélation NO-SE montrant les différents changements de faciès et d'environnements. Cette analyse est basée sur la reconnaissance des cortèges sédimentaires par les diagraphies des rayonnements gamma (GR) dans le bassin de Reggane.

Mais avant d'entrer dans le vif du sujet, il est indispensable de rappeler quelques concepts et définitions de stratigraphie séquentielle et sur la méthode utilisée.

III.2.A. Définitions

La stratigraphie séquentielle est une discipline à la confluence d'un certain nombre de méthodes dont l'objectif est d'accéder aux relations géométriques et chronologiques d'unités stratigraphiques à l'intérieur d'ensembles sédimentaires. Son propos est de définir des unités sédimentaires limitées par des surfaces à valeur temporelle qui correspondent à des périodes particulières de variation du niveau marin à partir de l'analyse de coupes sismiques, d'enregistrements diagraphiques, d'affleurements et des données de description de carottes.

La stratigraphie séquentielle constitue un excellent outil permettant de reconnaître et de quantifier les modalités de remplissage des bassins sédimentaires. Ses concepts ont été élaborés par un groupe de géophysiciens et géologues pétroliers sur la base de la stratigraphie sismique.

1. Notion de cortèges sédimentaires

Ils correspondent à l'assemblage latéral de systèmes de dépôts contemporains qui sont créés par les variations de l'espace disponible pour l'accumulation des sédiments sur la plateforme (figure III.10).

a. Cortège de bas niveau marin (Lowstand Systems Tract, LST)

Il est limité au sommet par la Surface de transgression. Il se développe lors d'une chute eustatique importante et, par la suite, lors d'une remontée très lente du niveau marin. Déposé au-delà de la plate-forme côtière et dans le bassin lorsque le niveau marin baisse en dessous de la rupture de pente côtière. Dans le détail le cortège de bas niveau (Figure III.11) est subdivisé en :

- cône sous marin (CSM) ou bassin floor fan (BFF)
- cône sous marin de talus (CSMT) ou slop fan (SF)
- complexes progradants (CP) ou low prograding wedge (LPW)

b. Intervalle transgressif (IT ou TST)

Il se dépose lors de la hausse eustatique, cet intervalle surmonte soit les dépôts de bas niveau, soit directement ceux de haut niveau marin (figure III.12). Il est limité à la base par la première surface de transgression marine (ST) et au sommet par la surface d'inondation maximale (MFS). Il est matérialisé par des ensembles de paraséquences rétrogradantes. Cet intervalle marque le passage d'une série régressive progradante, en général granocroissante et stratocroissante, vers une série transgressive rétrogradante, typiquement granodécroissante et stratodécroissante, indiquant un approfondissement net du milieu. En diagraphie, il est représenté par un empilement de couches géologiques donnant la forme d'une cloche de plus en plus réduite vers le toit.

c. Prisme de haut niveau marin (PHNM) ou (HST)

Il est limité au sommet par une limite de séquence (LS ou SB) correspondant à l'érosion de la séquence suivante (figure III.13). Ce prisme se forme lorsque le niveau eustatique est stable. Il est formé de dépôts progradants formant une série à allure granocroissante (Coarsening up).

Deux ensembles sont parfois distingués :

- une partie inférieure à teneur en sable relativement faible, les dépôts gréseux, moins épais et discontinus particulièrement dans le cas de dépôts deltaïques dominés par les marées et les rivières.
- Une partie supérieure plus riche en sable et les corps gréseux sont plus continus.

2. Les surfaces de discontinuités

A l'échelle d'un bassin, les séquences génétiques peuvent apporter certains marqueurs à valeur chronologique (surfaces de discontinuités) susceptibles de servir de référence pour des corrélations. Ces surfaces intègrent un certain intervalle de temps, d'importance variable suivant leur nature et leur position dans le bassin :

a. Limites de séquences (LS ou SB)

On distingue deux principaux types de limites de séquences (LS) ou SequenceBoundaries (SB) :

La discontinuité de type 1 (LS 1 ou SB 1) : se forme quand la chute du niveau marin est supérieure à celle de la subsidence. Elle limite vers la base une séquence de dépôt de type 1. Cette séquence est composée d'un prisme de bas niveau (PBNM) ou LowstandSystems Tract (LST) d'un intervalle transgressif (IT) ou Transgressive Systems Tract (TST) et d'un prisme de haut niveau marin (PHNM) ou HighstandSystems Tract (HST).

La discontinuité de type 2 (LS2 ou SB2) : se forme quand la baisse eustatique est égale ou légèrement inférieure à celle de la subsidence. Elle limite vers la base une séquence de dépôt de type 2. Cette séquence est composée d'un prisme de bordure de plate-forme (PBP)

ou ShelfMarginSystems Tract (SMST), d'un intervalle transgressif et d'un prisme de haut niveau marin.

b. Première surface d'inondation ou surfaces de transgression (ST) :

Elle marque le passage des séries régressives progradantes vers les séries transgressives rétrogradantes marquant un approfondissement du milieu. Elle est soulignée par une érosion littorale de la formation sous-jacente engendrant le dépôt de sédiments grossiers. Ces derniers correspondent à des dépôts littoraux de faible épaisseur (0,5 à 1 m), composés de galets d'argile, de gravier, de grains de quartz, de bioclastes, de nodules calcaires ou d'oxydes ferrugineux.

c. Surface d'inondation maximale ou Maximum Flooding Surface (SIM ou MFS)

Cette surface basale de progradation correspond au maximum de la transgression marine. Elle est précédée par un ensemble de paraséquences rétrogradantes et surmontée par un ensemble de paraséquences progradantes. En aval de la ligne de côte (vers le bassin), les zones d'inondation maximales sont représentées par des silts et des argiles de la plate forme externe.

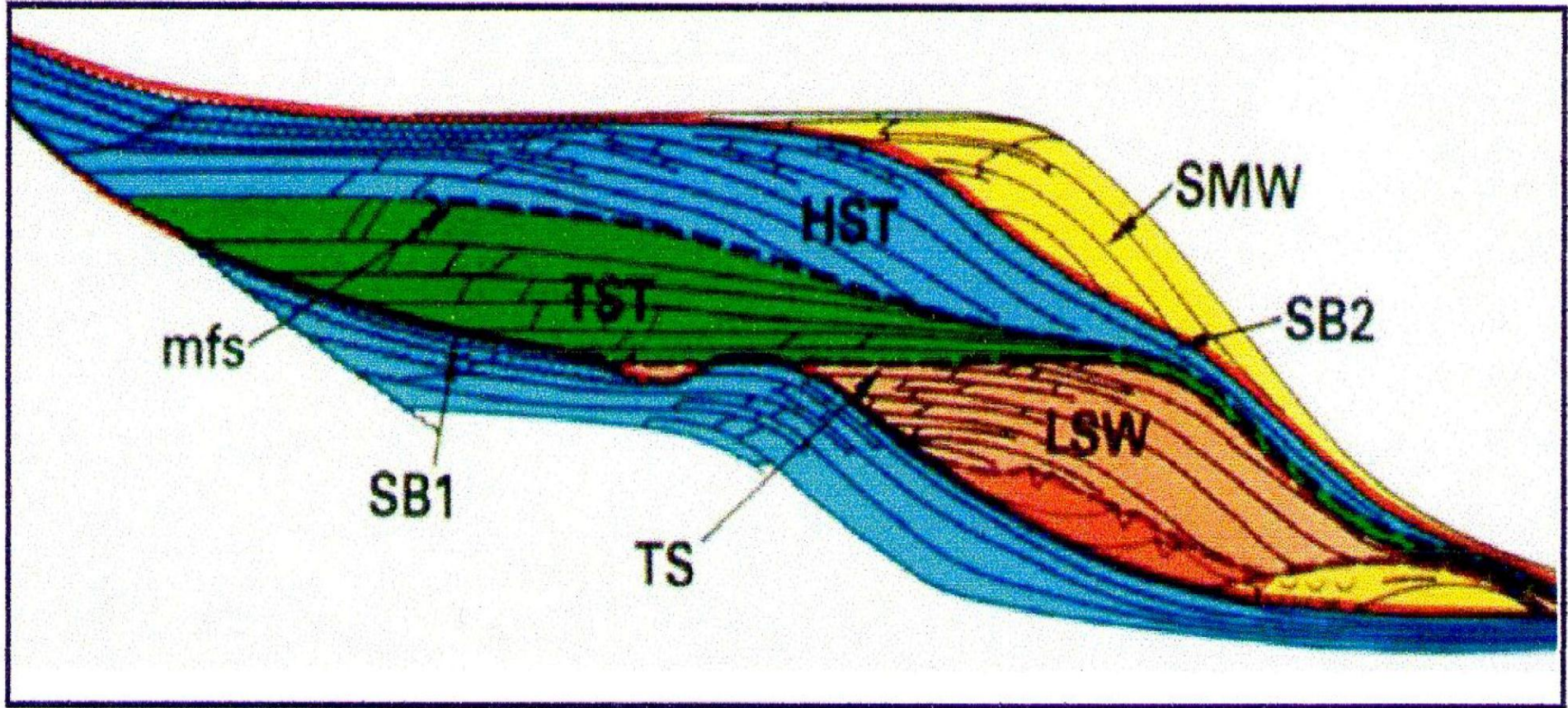


Figure III.10 : Modèle de séquence de dépôt de l'école d'Exxon 1988(in Embry, 2009).

MFS : Maximum flooding surface, HST : Highstand systems tract, TST : Transgressive systems tract, SB : Surface boundary, LST : Lowstand systems tract

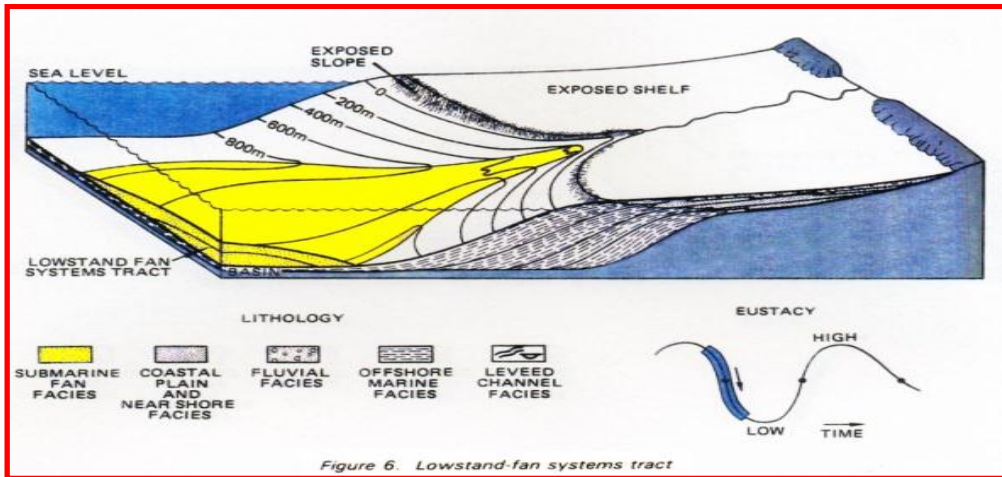


Figure 6. Lowstand-fan systems tract

Figure III.11 : Cortège de bas niveau marin(LST).

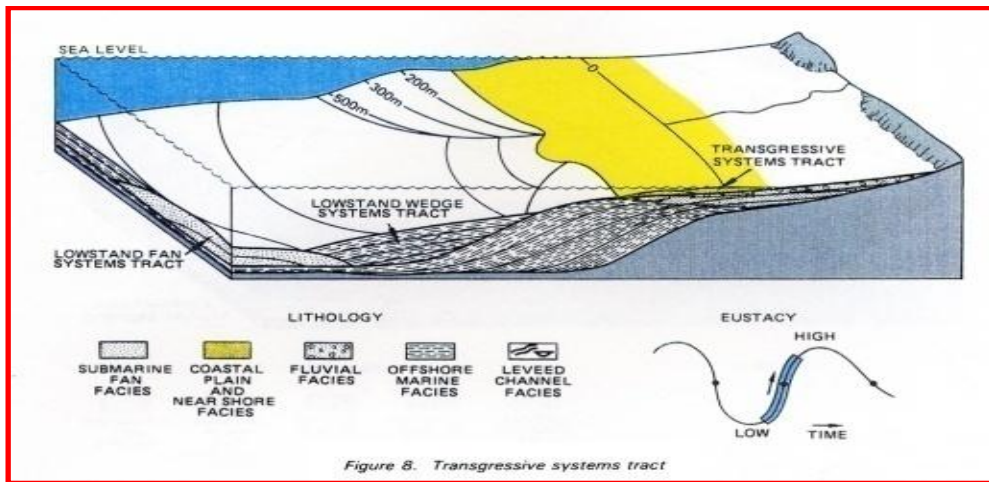


Figure 8. Transgressive systems tract

Figure III.12 : Intervalle transgressif (TST).

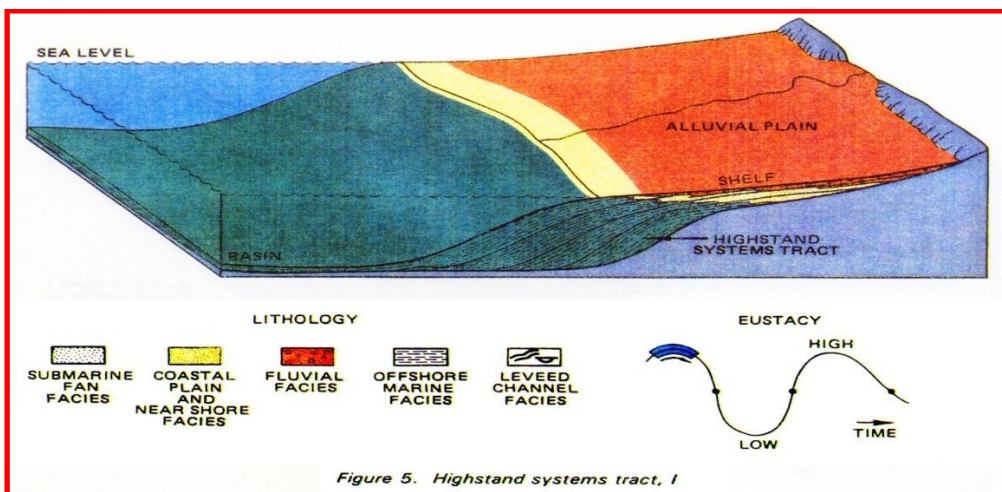


Figure 5. Highstand systems tract, I

Figure III.13 : Prisme de haut niveau marin (HST).

III.2.B. Découpage séquentiel

Nous avons établi deux profils de corrélations montrant l'évolution des faciès et les environnements de dépôt. Pour ce faire le puits RG-4 est choisi comme puits de référence fait de la disponibilité des enregistrements diagraphiques au niveau de dévonien inférieur et c'est le puits qui montre le maximum des réservoirs préservés.

- Le premier profil, orienté NO-SE, passe par les puits **TIO-1, SLI-1, RG-3, RG-4, AZSE-1**
- Le second profil, orienté NW-SE, passe par les puits **HDK-2, HDKS-1, KTN-1, KTSE-1, DHKT-1, DJHN-3.**

La relation qui existe entre l'évolution de la granulométrie, l'argilosité et le comportement des courbes de GR et de DT a permis d'établir une classification des courbes diagraphiques selon leur forme (figure III.14).

La forme en cloche : correspond à une séquence positive, elle caractérise les chenaux fluviaux méandriformes ou encore les grès transgressifs.

La forme en entonnoir : correspond à une séquence négative et caractérise le front de delta progradant.

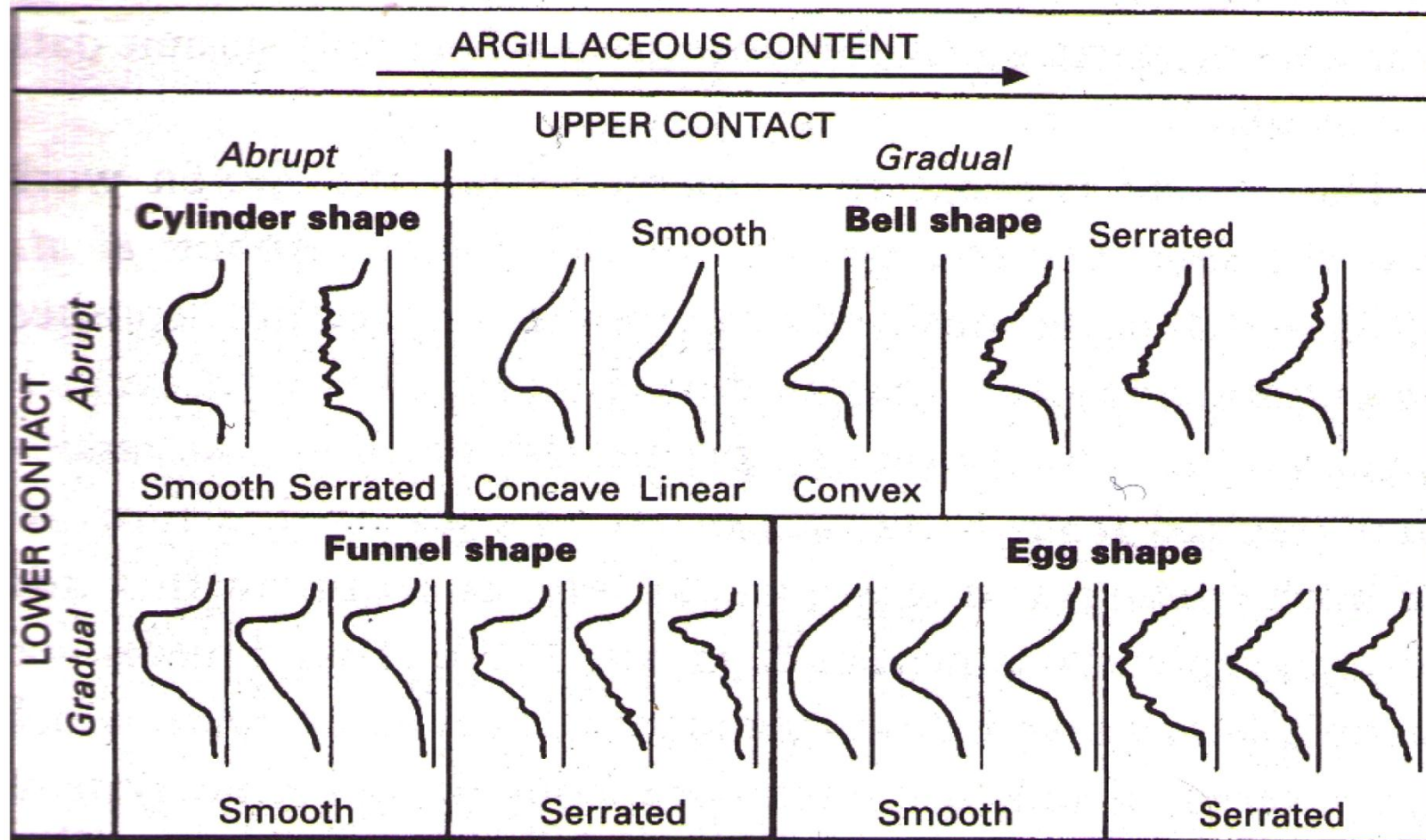


Figure III.14 :Quelques formes du Gamma Ray potentiel spontané, basées sur le contenu argileux. Noter la nature des contacts supérieurs et inférieurs (d'après SERRA et SULPICE, 1975).

L'application des concepts de la stratigraphie séquentielle nous a permis de faire ressortir au niveau du dévonien inférieur les cortèges sédimentaires suivants (figure III.15) :

1. Le Gédinnien

L'unité de dépôt gédinnienne est délimitée à sa base par une discontinuité SB (sequenceboundary) et elle est constituée par 4 cortèges sédimentaires (TST1, HST1, TST2 et HST2) délimités à leur tour par des surfaces de transgression (ST et MFS).

La base du Gédinnien se caractérise par une limite de type LS ou bien SB(surface boundary), cette dernière est indiquée sur la courbe GR par un shift brutal de faciès, cette limite est provoquée par le passage des argiles du silurien déposé en milieu offshore à des grès propres et massifs du Gédinnien traduisant une importante chute eustatique qui marque la fin de la transgression silurienne et le début d'une régression qui va durer pendant une grande partie du Dévonien.

Les formations argilo-gréseuses du Gédinnien montrent dans leurs partie inférieure un cortège sédimentaire transgressif TST1 (transgressive systems tract) indiqué par la forme en cloche du GR(en fining-up) qui renseigne sur un système rétrogradant, cela peut signifier un environnement fluviatile. Ce cortège est clôturé par une surface d'inondation maximale MFS-2(maximum flooding surface).

Un cortège sédimentaire de haut niveau marin HST1(highstand systems tract) surmonte le cycle transgressif TST1 avec une forme de GR en entonnoir (coarsening-up) suivi par un deuxième cycle transgressif TST2(transgressive system tract) qui annonce la tendance à la hausse du niveau marin et marque le changement de la dynamique sédimentaire d'un système progradant à rétrogradant moins important que TST1, le sommet de TST2 est marqué par une limite MFS2(maximum flooding surface).

La partie supérieure du Gédinnien se termine par un cycle régressif HST2 (highstand system tract) indiqué par une courbe du GR en entonnoir (séquence en coarsening-up) qui traduit un système progradant.

2. Le Siégénien

Le Siégénien est constitué essentiellement de quatre cortèges sédimentaires avec des épaisseurs variables.

La partie inférieure du Siégénien est marquée par un cycle transgressif (TST3)(transgressive systems tract) signalé sur la courbe GR de forme en cloche (séquence en fining-up) indiquant ainsi un système rétrogradant qui s'inverse par la suite en un système progradant avec le cortège de haut niveau marin(HST3) (highstand systems tract) reconnaissable sur la courbe GR par sa forme en entonnoir (séquence en coarsening-up), les deux systèmes sont séparés par une limite MFS3 qui indique la hausse du niveau marin.

Un quatrième cortège transgressif (TST4) (transgressive systems tract) au niveau du Siégénien se manifeste mais cette fois avec une épaisseur très faible qui ne dépasse pas les

10m. Il est facilement reconnaissable sur le gamma ray par son allure en cloche a base nette (séquence en fining-up) traduisant un système rétrogradant, le sommet de (TST4) est marqué par un maximum d'inondation avec une limite MFS4 (maximum flooding surface).

Un cortège sédimentaire de haut niveau marin (HST4) (highstandsystems tract) s'installe à la fin du Siégénien identifiable sur la courbe GR par sa forme en cloche (séquence en coarsening-up) interprété comme un système progradant avec une épaisseur qui avoisine les 30 m.

3. L'Emsien

L'Emsien est composé principalement par quatre cortèges sédimentaires différents que l'on peut résumer ainsi :

La base de l'Emsien est représentée par un cycle transgressif (TST5) (transgressive systems tract) qui se limite toujours par une surface d'inondation maximale MFS sur sa surface supérieure bien visible sur la courbe GR. Ce cortège est interprété comme un système rétrogradant qui correspond à la transgression emsienne reconnue dans la majeure partie du Sahara.

Par la suite, un cycle de haut niveau marin (HST5) (highstandsystems tract) se manifeste, ce dernier est caractérisé par sa forme en entonnoir sur la courbe GR (séquence en coarsening-up) synonyme d'un système progradant avec une épaisseur de l'ordre de 40 m.

Un cortège sédimentaire transgressif (TST6) (transgressive systems tract) se dépose sur le cycle précédent reconnaissable sur la courbe GR par sa forme en cloche (séquence en fining-up) montrant une hausse de niveau marin qui est souligné par la limite (MFS6).

La partie supérieure de l'Emsien consiste en un cortège sédimentaire de haut niveau marin (HST6) (highstandsystems tract), Il est identifié sur le gamma ray par la forme en entonnoir (séquence en coarsening-up) qui indique un intervalle de plus en plus riche en grès indiquant un phénomène de progradation.

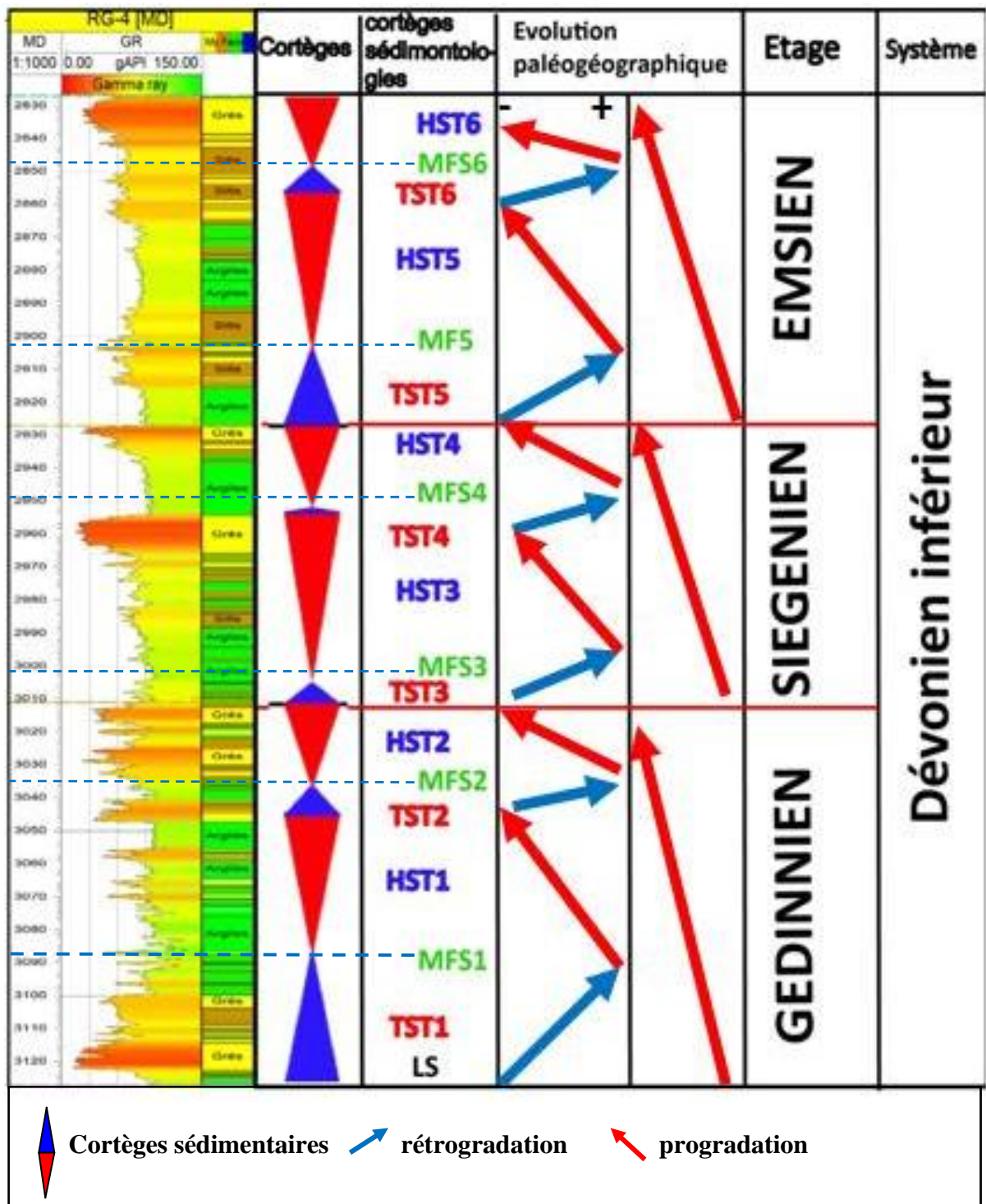


Figure III.15 : Séquences et limites de séquences du Dévonien inférieur dans le puits RG-4.

III.3. Interprétation des corrélations

Dans cette partie, l'analyse des données des diagraphies constitue l'outil principal pour déterminer l'extension et la variation des faciès du Dévonien inférieur. Grâce aux corrélations régionales entre les puits, les diagraphies permettent de dégager les grands ensembles lithologiques, leur géométrie et par conséquent de suivre l'évolution de leurs épaisseurs d'un puits à l'autre.

Les transects représentés dans ce chapitre consistent en des corrélations diagraphiques effectués dans le Dévonien inférieur. La combinaison des enregistrements diagraphiques (Gamma Ray, Sonic) disponibles pour chaque puits a permis de définir les limites majeures dans les formations du Dévonien inférieur.

C'est ainsi que pour définir les variations des faciès des séries du Dévonien inférieur dans la région d'étude, deux profils de corrélations régionales ont été réalisés :

- ❖ Un premier profil orienté NO-SE passant par les puits TIO-1, SLI-1, RG-3, RG-4, AZSE-1.
- ❖ Un second profil orienté NO-SE et passant par les puits HDK-2, HDKS-1, KTN-1, KTSE-1, DHKT-1, DJHN-3.

III.3.A. Description du profil de corrélation n° 01

Cette corrélation représentée sur la (figure III.16), elle a permis de mettre en évidence les différents ensembles constituant le Dévonien inférieur. De bas en haut on retrouve :

a. Le Gédinnien est constitué de deux unités :

Une unité inférieure dont la base est marquée par un banc de grés moyens à grossiers et dont l'épaisseur varie de 1 m à 12 m. Il est d'une grande extension latérale, surmonté par des argiles.

Une unité supérieure qui commence par des dépôts d'argiles marines profondes surmontées par des grés gris traduisant une régression marine marquée par une discontinuité majeure qui sépare les deux réservoirs du Gédinnien et du Siegénien.

En allant du SE vers le centre du bassin l'épaisseur des bancs gréseux augmente et passe de 2 m au puits AZSE-1, 8 m au puits RG-3 et 10 m au puits RG-4, puis elle diminue progressivement dans la direction NO où elle atteint la valeur de 5 m au puits TIO1.

b. Le Siegénien est constitué de trois unités : inférieure, médiane et supérieure.

Ces unités se composent de deux séquences progradantes continues latéralement et n'indiquant pas de changement de faciès notable comme il est montré sur le profil de corrélation n°1. Elles débutent par des argiles suivies de silts, le tout surmonté de bancs de

grés qui augmentent de fréquence et d'épaisseur vers le sommet pour former des barres gréseuses isolées.

En allant du SE et du NO vers le centre, le banc de grés de l'unité inférieure s'épaissit tandis que pour l'unité médiane, l'épaisseur des bancs gréseux a tendance à diminuer en allant du SE vers le centre pour augmenter de nouveau vers le NO. S'agissant de l'unité supérieure, ses barres gréseuses sont moins épaisses dans le puits AZSE-1 relativement aux autres puits (RG- 3, RG- 4, SLI-1, TIO-1) où l'on enregistre une augmentation de l'épaisseur.

c. L'Emsien est caractérisé par une succession lithologique des dépôts qui montre deux principales unités constitutives. Ces unités sont constituées par une alternance de grés et d'argiles et au sommet on retrouve des barres gréseuses bien visibles et épaisses.

Dans l'unité inférieure, les barres augmentent d'épaisseur en allant du SE vers le centre du bassin puis elles s'amincissent de nouveau dans la direction NO. L'unité médiane voit l'épaisseur de ses bancs de grés augmenter en allant du SE où elle ne fait que 1 m dans le puits AZSE-1 vers le NO où elle enregistre des valeurs plus consistantes. On constate que la fréquence de ces bancs gréseux de la dernière unité a tendance à s'amincir en allant du SE vers le centre puis ils deviennent plus épaisses en allant vers NO (AZSE-1 avec 20 m, RG-4 avec 10 m, SLI-1 avec 8 m et TIO-1 à 20 m).

III.3.B. Description du profil de corrélation n° 02

De direction NO-SE, ce profil représenté sur la (figure III.17) ci-après montre l'évolution latérale et verticale des différents dépôts qui forment le Dévonien inférieur de la partie Nord du bassin de Reggane, il est subdivisé en trois étages répartis comme suit :

a. Le Gédinnien caractérisé par une succession lithologique qui fait environ 180 m d'épaisseur discordante sur le Silurien. Ce qui signifie qu'elle s'est déposée postérieurement à la phase Calédonienne. Elle comprend deux unités distinctes nommées inférieure et supérieure.

L'unité inférieure commence par des bancs gréseux surmontés par une alternance d'argiles et de silts traduisant une transgression marine. On constate que ces bancs de Grés sont plus épais au SE avec 20 m au puits DJHN-3 pour s'amincir vers le centre du bassin avec seulement une consistance de 2m au niveau du puits KTSE-1, pour de nouveau s'épaissir dans la direction NO avec 8m au puits HDK-2.

L'unité supérieure débute avec une alternance d'argiles et de silts d'une épaisseur de 30 m surmontée par des barres gréseuses qui ne dépassent pas les 2m d'épaisseur au niveau du puits DHKT-1. On constate que ces barres s'épaissent en allant du SE vers le NE (20 m au puits HDKS-1).

b. Le Siegénien est représenté une succession lithologique d'environ 100 m d'épaisseur. Celle-ci est marquée par un dépôt de bancs gréseux à la base suivi de successions d'argiles et silts sur lesquelles reposent des grés qui augmentent de fréquence et d'épaisseur pour constituer des barres bien individualisées surmontées par des argiles d'une vingtaine de

mètres d'épaisseur. L'ensemble est clôturé par des grés qui reviennent à nouveau avec une épaisseur de 8 m au niveau du puits DJHN-3. Dans cet étage, on peut reconnaître trois séquences dont celle à la base est grano-décroissante et les sus-jacentes sont toutes grano-croissantes. Les bancs gréseux sont plus épais vers les zones périphériques relativement au centre du bassin : on note ainsi 20 m d'épaisseur dans le puits DHKT-1 au SE et 15 m au puits HDK-2 mais plus que 8 m au niveau du puits KTSE-1.

c. L'Emsi dont la succession lithologique a une consistance de 160 m environ. Elle est subdivisée en trois niveaux avec une variation verticale différente en allant du SE au NO, mais la variation latérale est semblable et bien visible sur le profil de la corrélation n° 2. Chacun de ces niveaux correspond à une séquence grano-croissante qui commence par une combe argileuse surmonté par des silts, le tout est clôturé par des bancs gréseux dont les épaisseurs sont variables.

Le niveau inférieur montre des bancs de grés au sommet des unités plus consistants dans les zones périphériques avec une épaisseur de 8 m au puits DHKT-1 situé au SE, 3m au puits HDK-2 situé au NO que dans la partie centrale où elles s'amincissent avec notamment une épaisseur de 2 m au niveau des puits KTN-1 et KTSE-1. Quant aux bancs du niveau central, ils sont plus épais relativement à ceux du niveau précédent, l'épaisseur de ces grés est de 14m au puits DHKT-1 vers le SE, 40 m au puits HDK-2 au NO, et ne dépasse pas les 40m au puits KTSE-1. Enfin, le niveau supérieur est plus consistant que les deux précédents avec des épaisseurs atteignant 30m dans le puits HDK-2, 12 m dans le puits DHKT-1, mais au centre, elle n'est plus que 4m au puits KTSE-1.

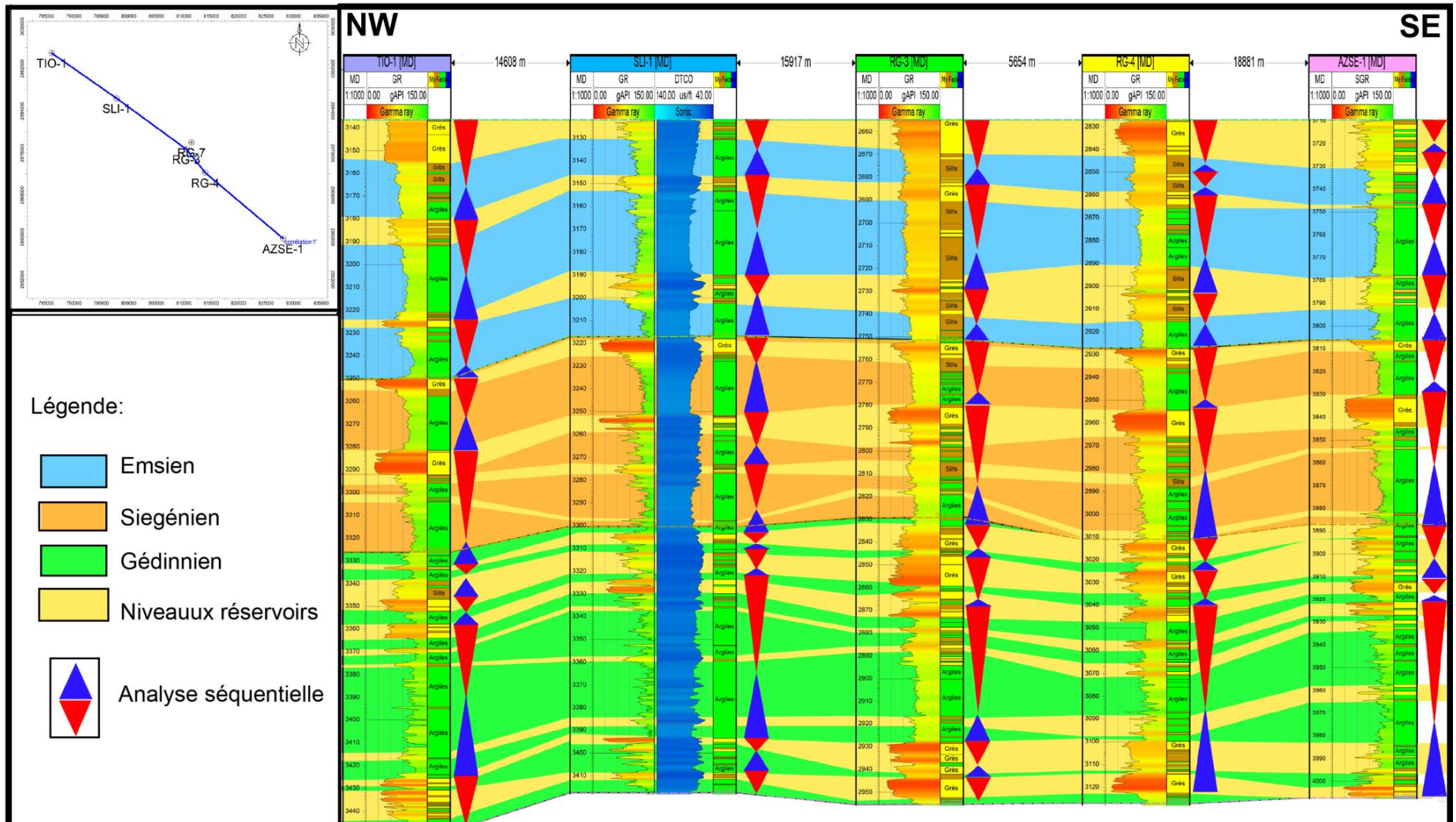
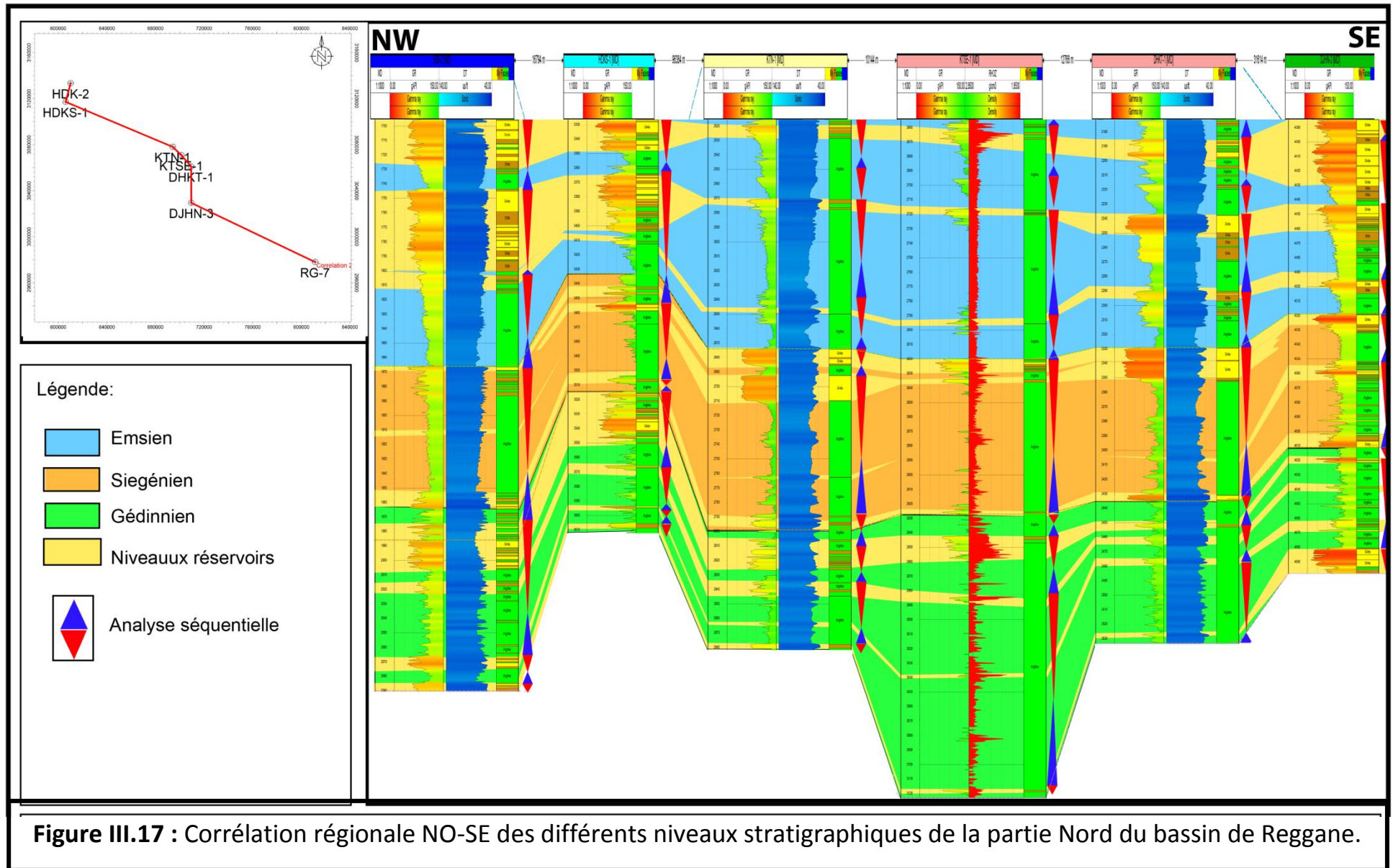


Figure III.16 : Corrélation régionale NO-SE des différents niveaux stratigraphiques de la partie Nord-est du bassin de Reggane



III.4. Analyse des carottes

La description des carottes dans les sondages SLI-1, HDK-2, DHKT-1, KL-4 montre la présence de trois faciès essentiels qui sont:

1. Faciès argileux.
2. Faciès silteux.
3. Faciès gréseux.

Dans ce qui suit, nous procédons à la description détaillée de ces faciès et à leurs interprétations.

1. Faciès argileux (F1)

Il s'agit d'argiles d'aspects schisteux, soit sous forme de combes de couleur noirâtre, d'épaisseur métrique à décimétrique à quelques passées gréseuses, soit sous forme d'inter-lits millimétriques intercalés entre les bancs gréseux ou bien des lenticulaires au sein de cette combe s'intercale des passées silteuses d'ordre millimétrique, de couleur grisâtre (figures III.18, III.20, III.21 et III.22).

Le dépôt de ce sédiment est mis en place par décantation (empilement lent et vertical) de particules fines en suspension, pendant des périodes de calme relatif ou après la diminution de la vitesse du flot hydrodynamique (atténuation du courant correspondant aux temps de repos qui sépare deux apports gréseux responsable du dépôt des particules grossières).

2. Faciès silteux (F2)

Ce faciès est moins abondant, et est représenté sous forme d'inter-lits de couleur rougeâtre (oxyde de fer). Il s'intercale souvent dans les argiles pour donner des couplets argiles/silts (figure III.21).

L'absence de nouveaux apports détritiques, fait que le matériel déposé soit repris par des courants hydrodynamiques de faible énergie et le redistribuer une nouvelle fois (Ouali Mehadji, 2004).

3. Faciès gréseux (F3)

Ils sont présents sous forme de passées en alternance avec des argiles. Selon la couleur, la nature des éléments, la granulométrie, et leurs structures sédimentaires, ces faciès sont subdivisés en plusieurs sous-faciès. Il s'agit respectivement des sous facies suivants :

3.a. Sous faciès 1 : Grès fins à laminations planes (SF1)

Ces grès se présentent en bancs métriques à décimétriques. Ils sont caractérisés par des grains à granulométrie fine à moyenne, d'épaisseur centimétrique à décimétrique et de couleur variée (brun, jaune verdâtre) Figures III.18, III.19, III.20 et III.21.

Ce sous-faciès traduit un dépôt laminaire de moyenne à basse énergie déposé lors d'un régime d'écoulement rapide. Il atteste également un milieu relativement calme.

3.b. Sous faciès 2 : Grès à laminations obliques (SF2)

Ces faciès sont observés en particulier au sein des niveaux gréseux à grains fins à moyens, de couleur verdâtre ou jaunâtre et d'épaisseur d'ordre centimétrique à décimétrique. Les litages obliques sont généralement associés à des litages horizontaux. Figures III.18 et III.21.

Les litages obliques indiquent que ces niveaux gréseux sont composés à partir d'un matériel sableux remanié et accumulé par l'action des courants unidirectionnels. Alors des déformations hydrodynamiques synsédimentaires (Chamley, 1987). Reineck (1973) proposa une migration des rides pour les litages obliques.

3.c. Sous faciès 3 : Grès à HCS (Hummocky Cross Stratification) (SF3)

Représenté dans des niveaux de grès à grains fins à moyens, sur une épaisseur d'ordre centimétrique ou décimétrique, de couleur gris-verdâtre à blanchâtre, il constitue des figures sédimentaires primaires, dites Hummocky Cross Stratification ou HCS (Harms & Al., 1975). Ces niveaux sont observés surtout dans les combes argileuses sous forme de passées et au niveau des barres gréseuses sous forme de bancs, souvent associés avec les grès à laminations planes. Figures III.20 et III.21

Les grès à HCS sont le résultat direct de forts courants de tempêtes (érosion et re-sédimentation (Harms, 1975 ; Aigner, 1982 ; 1986 ; Brencheley, 1986). Ils se sont formés au-dessus de la limite d'action des vagues de tempêtes et déposés dans la partie distale de la plate-forme ou offshore supérieur.

3.d. Sous faciès 4 : Grès à stratification entrecroisées (SF4)

Ce sous-faciès est réparti dans les niveaux gréseux, d'épaisseur centimétrique ou décimétrique, dont les grains sont fins à moyens, de couleur jaune ou blanche à la patine. (Figures III.19 et III.20)

Les stratifications entrecroisées correspondent à la migration des rides de vagues liés à la zone de balancement des marées (Cojan et Renard, 1997). Ces structures sédimentaires sont interprétées comme étant le résultat des variations survenues au cours du temps dans la vitesse et la direction des courants qui déterminent une troncature souvent oblique des rides sous-jacentes (Chamley, 2000). Il s'est formé sous l'effet d'un courant tidal dans un milieu peu profond.

3.e. Sous faciès 5 : Grès hétérolithiques (SF5)

Il correspond à des niveaux gréseux d'épaisseur d'ordre centimétrique à métrique formés par la superposition de minces lits gréseux de grains fins à moyens. Il est présent soit sous forme de passées centimétriques intercalées dans les combes argileuses de couleur noire à la patine, soit sous forme de bancs d'ordre métrique, de couleur blanche à jaune. Ces grès sont marqués souvent par la présence des litages horizontaux. (Figures III.19 et III.20)

Ces grès indiquent une période calme, et de temps en temps influencé par les courants oscillatoire dans la zone d'action des vagues et des marées. Il est le résultat d'un courant unidirectionnel à régime de flot supérieur, ou un courant oscillatoire, ou peut-être même combiné in (Harms et al, 1982). Le milieu idéal pour ce sous-faciès est l'offshore supérieur (Reineck et Singh, 1980 ; Walker, 1984 ; Brenchleyal, 1986 ; Johnson et Baldwin, 1986).

3.f. Sous faciès 6 : Grès massifs (SF6)

Ce sous faciès est représenté par des niveaux gréseux massifs, compacts, chenalisés, d'épaisseur centimétrique à décimétrique et de couleur jaunâtre ou noirâtre. Il est surmonté habituellement par des grès à stratification planes, obliques en mamelons et obliques. Ce sous faciès présente des traces d'organismes horizontaux et des terriers verticaux. Il s'agit d'un banc de grès à éléments fins d'aspect massif et de couleur gris à la patine, comportant des figures d'origine biologique (terriers verticaux) et des rides de courant dans sa partie supérieur. (Figure III.22)

Les grès massif correspondent à une sédimentation rapide de matériels détritiques en suspension avec destruction des structures primaire antérieures (Bouterfa, 1998). L'existence des traces de terriers semble mieux développée dans les zones peu profondes in (Seilacher, 1967).

3.g. Sous-faciès 7 : Grès bioclastiques (SF7)

Ces bancs de grès sont d'épaisseurs décimétriques à métriques, de couleur blanchâtre à la patine. Ce faciès montre des figures sédimentaires à litage horizontales et obliques. Il est riche en faune diversifiée, correspondant souvent à des débris de faune benthiques (brachiopodes, polypiers, bryozoaires...). Ce faciès est caractéristique d'un milieu dit Shoreface à Fore shore (figure III.20)

3.i. Sous faciès 8 : Grès à rides de courant (SF8)

Ce faciès se présente à la surface des bancs de grès, d'épaisseur décimétrique et de couleur jaunâtre à grisâtre, verdâtre et à grains fins à moyens présentant des litages de rides souvent associés avec les grès à litages horizontaux et obliques en mamelons (Figures III.18 et III.19).

Ce faciès est souvent associé à des grès à litages horizontaux et obliques en mamelons. Il peut correspondre à un courant unidirectionnel à régime de flot supérieur, ou un courant oscillatoire, ou encore à un flot combiné.

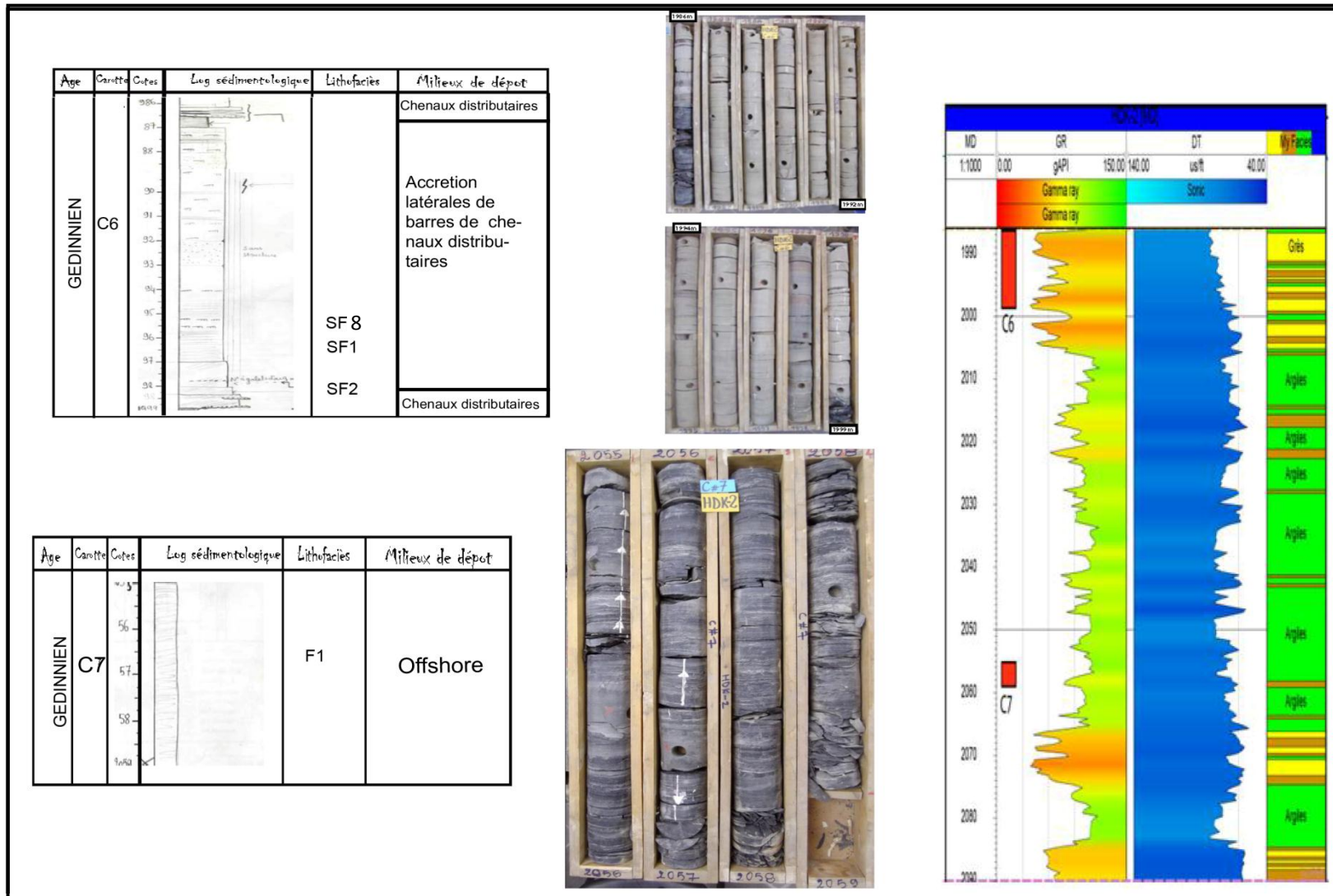


Figure III.18 : Log sédimentaire du Gédinnien et photo des carottes 6 et 7 du puits HDK-2.

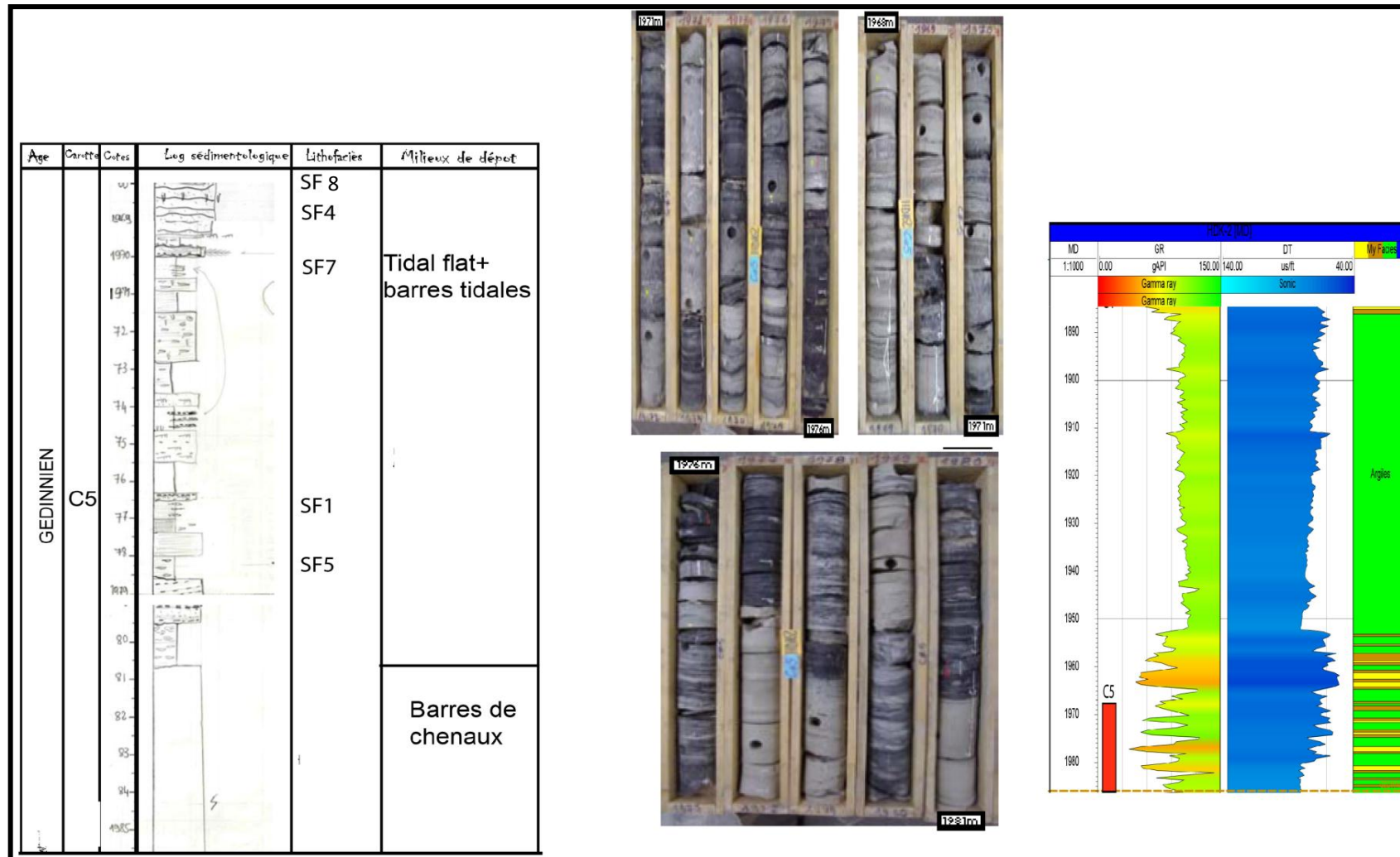


Figure III.19 : Log sédimentaire du Gédinnien et photo de la carotte5 du puits HDK-2.

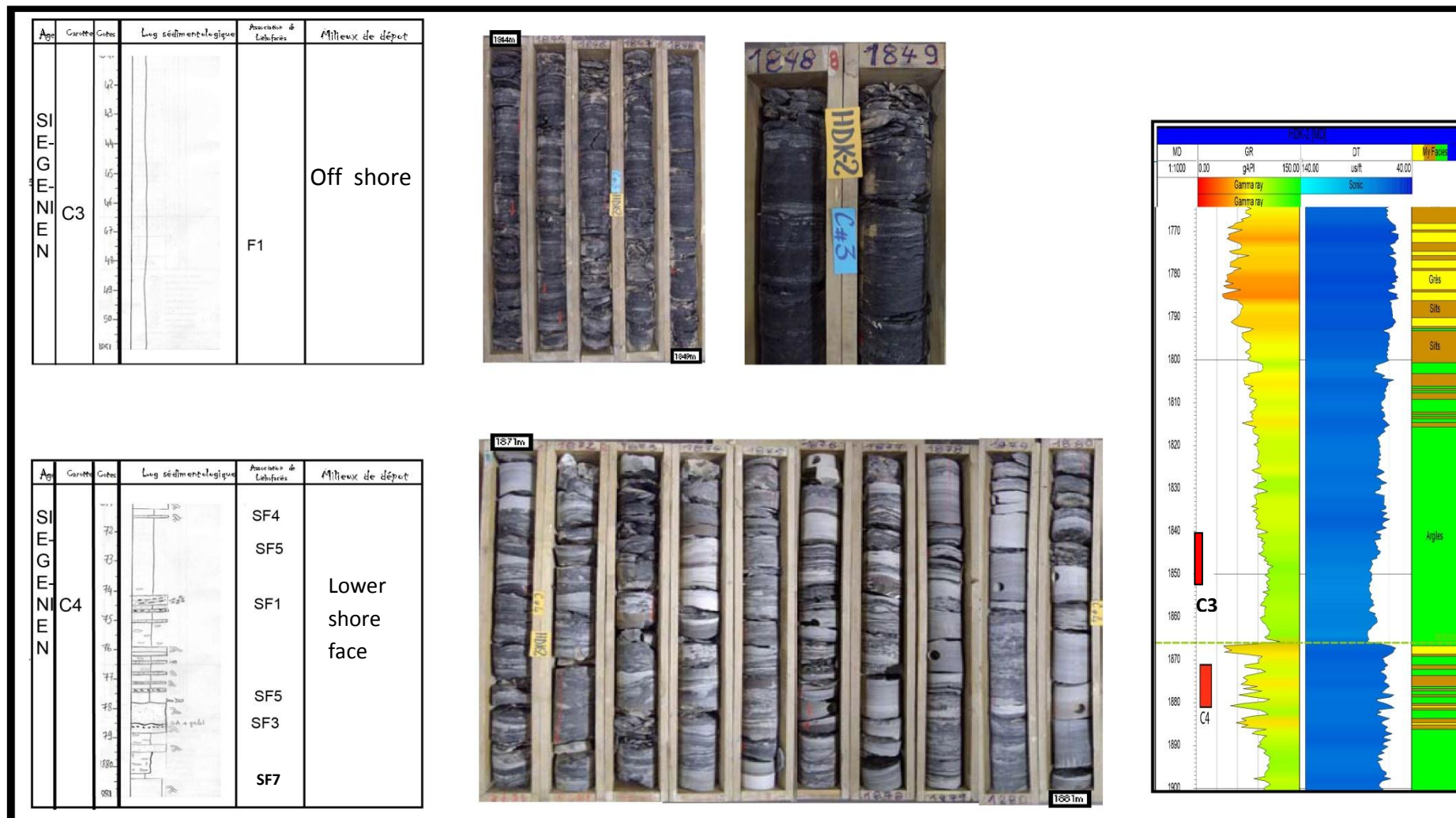


Figure III.20 : Log sédimentaire du Siegénien, Emsien et photos des carottes 4 et 3 du puits HDK-2.



Figure III.21 : Log sédimentaire d'Emsien et photo des carottes 1, 2 et 3 du puits HDK-2.

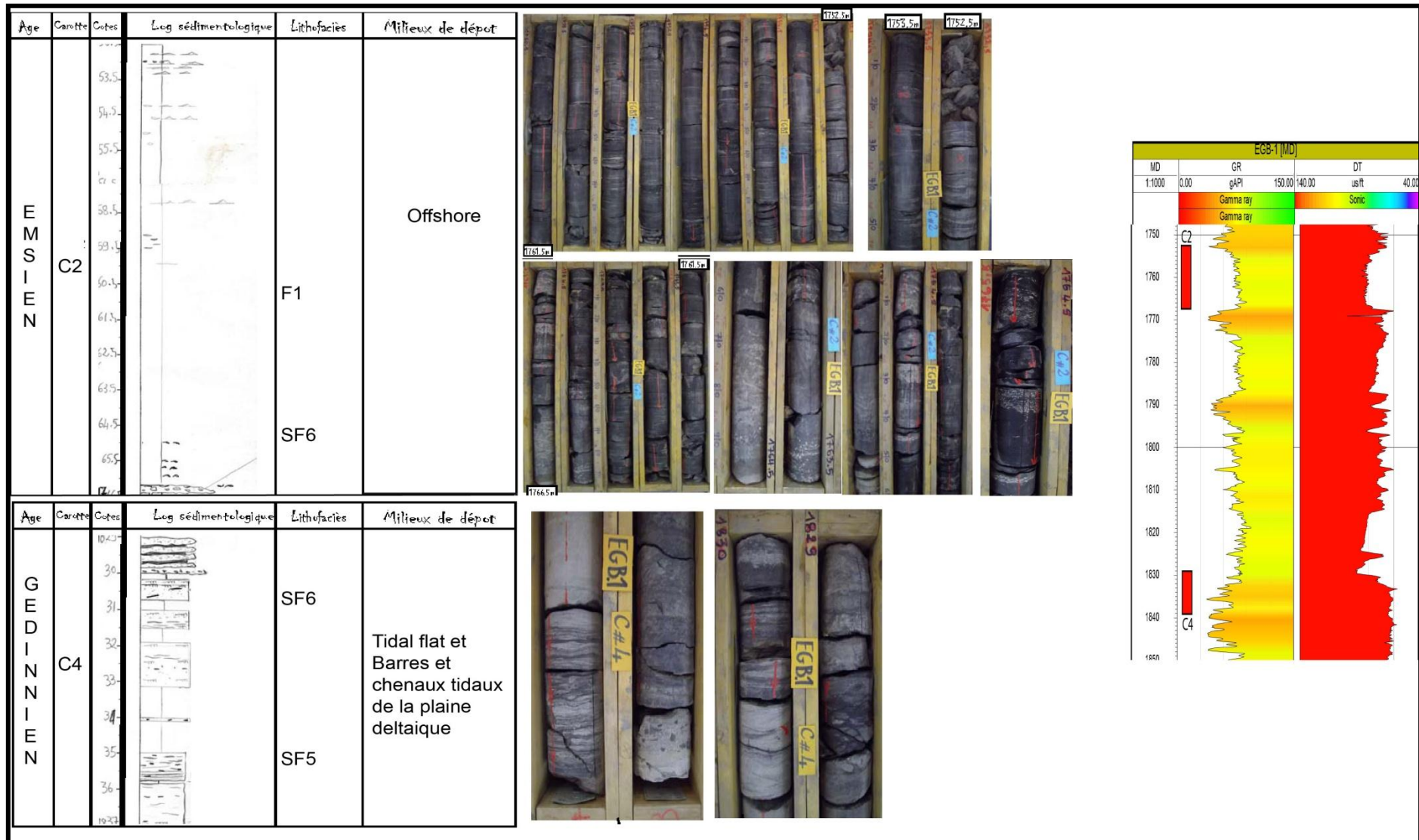


Figure III.22 : Log sédimentaire du Gédinnien et d’Emsien et photos des carottes 2 et 4 du puits EGB-1.

Conclusion

L'analyse des cartes en isobathes montrent qu'il y a globalement un plongement des formations vers le Sud-ouest et on constate que les toits de l'Emsien, du Siégénien et du Gédinnien sont parallèles car les cartes en isobathes ayant une allure quasi-identique.

L'analyse des cartes en isopacks et Gross sand montrent :

Le Gédinnien accuse également un épaissement du Sud vers le Nord et il devient important au niveau de la structure de Djebel HeiraneKahalTabelbala. Les grès propres de ce niveau sont caractérisés par des épaisseurs importantes au niveau des structures de Hassi M'Dakane et Reggane-Sali-Tiouliline.

Le Siégénien présente un épaissement du Sud vers le Nord et du Sud-est vers le Nord-Ouest, où il devient important au niveau des structures de djebel Heirane-KahalTabelbala. Cette dernière montre des épaisseurs importantes des grès propres.

L'Emsien présente un épaissement du Sud vers le Nord et du Sud-est vers le Nord-ouest. Cet épaissement devient important au niveau des structures de djebel Heirane-KahalTabelbala, Hassi M'Dakane, où les épaisseurs des grès propres sont aussi importantes.

L'analyse sédimentologique (stratigraphie séquentielle, corrélations régionales et description des carottes) a permis de mettre en évidence dans le Gédinnien, le Siégénien et l'Emsien plusieurs unités réservoirs. Les unités réservoirs correspondent à des complexes gréseux des environnements de shoreface dominant et à un degré moindre fluviatile. Ces unités réservoirs montrent une extension régionale et une puissance variable.

Le Gédinnien, montre deux unités gréseuses distinctes de type fluviatile au Sud-est et plusieurs barres gréseuses de type shoreface au Nord-Ouest.

Le Siégénien montre deux unités gréseuses d'environnement shoreface et de puissance variable plus développé dans la partie Sud-est pour l'unité inférieure, pour l'unité supérieure l'épaisseur augmente en allant de Sud-est vers le Nord-ouest.

L'Emsien montre des unités supérieures gréseuses d'épaisseur variable d'environnement shoreface qui se développent en allant du Nord-ouest vers le Sud-est, des parties inférieures d'environnement offshore qui ne montrent pas d'intervalles réservoirs et occasionnellement des carbonates.

Chapitre IV

Analyse pétrophysique

Introduction

L'objectif d'une étude pétrophysique est de mettre en évidence l'évolution des caractéristiques pétrophysiques (porosité, perméabilité) et de certains paramètres géologiques à travers les réservoirs étudiés.

Ces caractères sont le résultat de toute l'histoire géologique de ces dépôts, en particulier des conditions de sédimentation et des phénomènes de diagenèse qui leur succèdent.

L'étude précise des couches magasins est l'un des problèmes essentiels des géologues pétroliers, afin de connaître et de calculer les réserves d'hydrocarbures d'un gisement pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides. Grâce à cela, on pourra parvenir à une exploitation optimale du réservoir en question.

Chaque couche magazine doit être caractérisée par ses paramètres telles que la porosité, la perméabilité, l'épaisseur, saturation en huile, gaz et en eau. Parmi tous les paramètres déjà cités, les plus importants à étudier sont la porosité et la perméabilité.

Pour mieux caractériser le secteur d'étude, on se basant sur les paramètres pétrophysiques (porosité et perméabilité), on a pu réaliser :

Des cartes en iso porosité et iso perméabilité.

Des cartes de superposition de porosité et perméabilité.

La réalisation des cross-plots (K/\emptyset).

Une étude des paramètres pétrophysiques.

IV.1. Rappels sur les diagraphies

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. Le premier enregistrement a été réalisé en 1926 par les frères Conrad et Marcel Schlumberger. L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de la sonde dans le puits (ouvert ou tubé). On distingue dans ce cas deux types de diagraphies :

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

Les diagraphies traduisent en effet un état de fait qu'on ne peut changer. Elles établissent en quelque sorte un constat incontournable qui porte la signature du terrain. Elles rendent aussi possible les corrélations de puits à puits ainsi que le suivi des horizons lithologiques entre sondages, et fournissent une image en trois dimensions des structures géologiques.

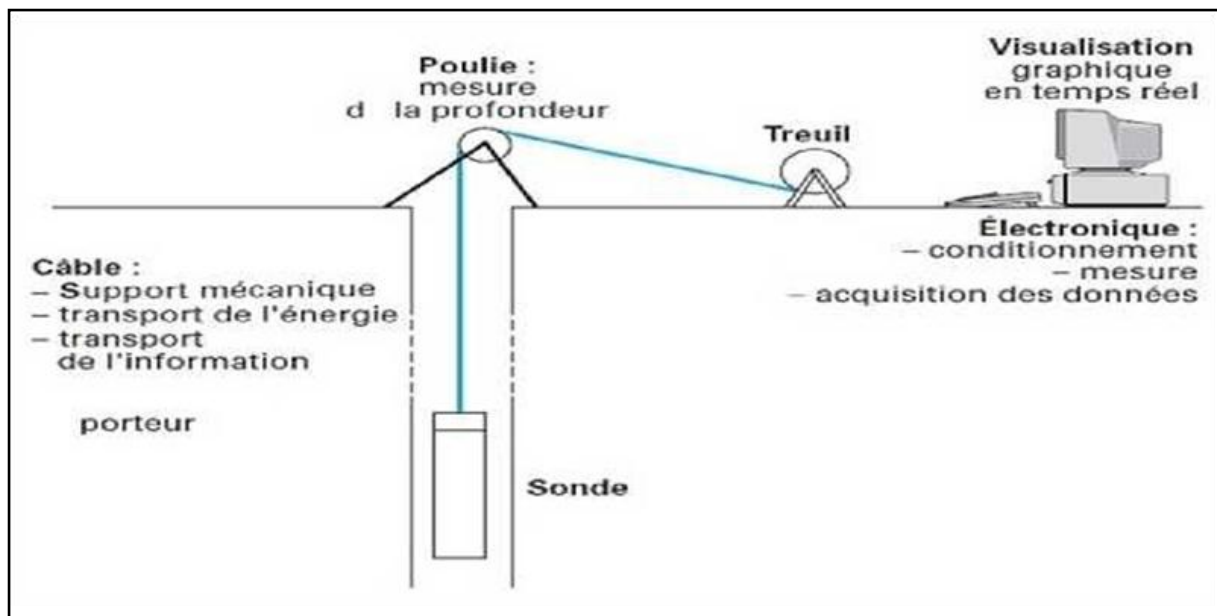


Figure IV.1 : Schéma général du matériel de diagraphie

IV.1.A. Les types des diagraphies

Les diagraphies sont subdivisées en quatre groupes :

Diagraphies nucléaires.

Diagraphies acoustiques

Diagraphies électriques.

Diagraphies auxiliaires.

a. Diagraphies nucléaires

Les diagraphies nucléaires font un usage intensif de la mesure de la radioactivité dans les forages. Les plus couramment utilisés sont :

Le log gamma ray naturel.

Le log gamma-gamma.

Le log neutron (Densité).

a.1. Diagraphies du rayonnement Gamma naturel (GR)

Le log GR est un enregistrement de la radioactivité gamma naturelle de la formation, Les méthodes diagraphiques GR naturelles trouvent des applications diverses telles que :

- Apporte des informations lithologiques.
- Met en évidence les niveaux d'argiles qui constituent souvent les limites des réservoirs dans le sous-sol.
- Permet d'estimer le pourcentage d'argile présent dans les formations sableuses.

a.2. Diagraphies de densité (Gamma-Gamma)

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

Ces méthodes diagraphiques trouvent de nombreuses applications dont :

- le calcul de la porosité
- la détermination de la lithologie
- la détermination de zones à gaz

- la détermination de la porosité utile en conjonction avec les diagraphies de porosité.

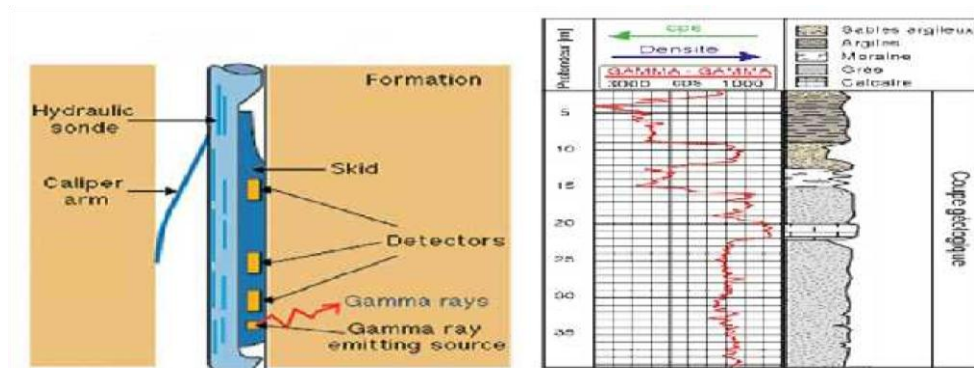


Figure IV.2 : Schéma de l'outil LDT (diagraphie Gamma-Gamma) et exemple d'enregistrement

a.3. Diagraphies de neutrons

Ce sont également des diagraphies provoquées qui consiste en un bombardement de la formation par des neutrons rapides ou, de haute énergie, qui sont produits par une source radioactive. La mesure est convertie automatiquement en unités de porosité neutron. Les diagraphies de neutrons trouvent diverses applications telles que :

- Mesure de la porosité.
- Différenciation des zone sa gaz.
- Définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.
- Analyse sédimentologique, spécialement pour l'analyse faciologique et l'évolution séquentielle.
- Les corrélations.

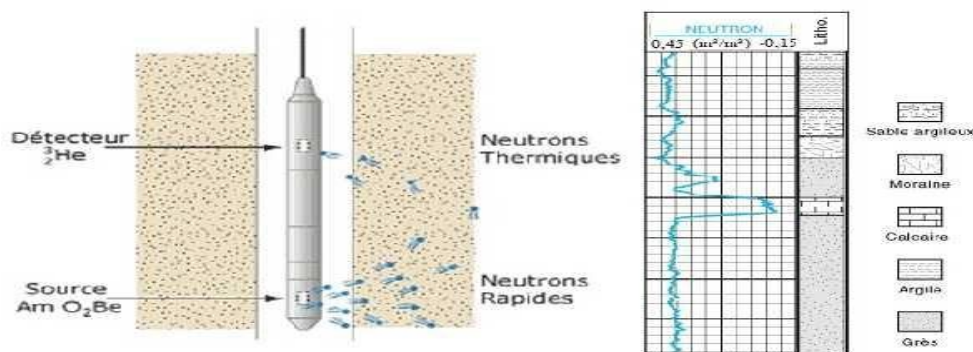


Figure IV.3 : Schéma de principe de la sonde neutron et exemple d'enregistrement.

b. Diagraphies acoustiques (log soniques)

Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation d'ondes acoustiques générées dans la roche. La mesure de la vitesse de propagation de ces ondes et de leur atténuation apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées. La propagation d'ondes acoustiques dépend en effet des propriétés élastiques des formations composant le sous-sol. Les logs soniques connaissent des applications diverses comme :

- La détermination des propriétés mécanique de la formation.
- L'analyse des fractures.
- La vérification de la cimentation.
- L'estimation de la perméabilité



Figure IV.4 : Schéma de principe d'une sonde FWS (Full-Wave-Sonic) et exemple de log sonique

c. Diagraphies électriques

Les outils de résistivité sont destinés à donner des informations sur la saturation en eau, à partir de la connaissance de la résistivité de cette dernière et de la porosité de la formation. De fortes valeurs de résistivité indiquent des quantités d'eau faibles, et donc des saturations en eau faibles.

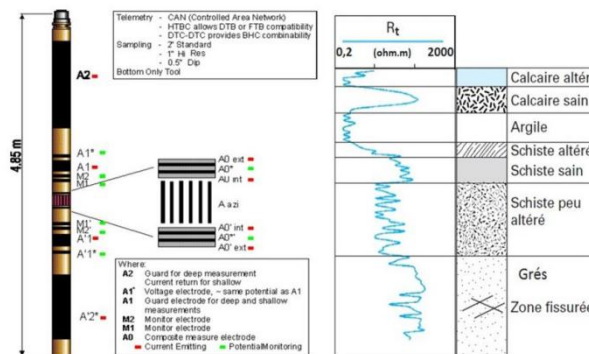


Figure IV.5 : Schémas de principe de l'outil du Latérog et exemple d'enregistrement

d. Diagraphies auxiliaires

L'une des techniques utilisées est le caliper, outil qui sert à mesurer les variations du diamètre du trou de forage. Les variations du diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des variations de résistance. Les résultats des mesures de l'outil caliper peuvent être exploités pour :

- La mesure du volume du trou pour l'estimation du volume de ciment nécessaire.
- La reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence de filtrat de boue ou mud-cake), calcul de l'épaisseur du mud-cake.
- La localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage du packer d'essai de formation.
- La correction des mesures des différentes diagraphies de l'effet de trou ou du filtrat de boue ou mud-cake en vue d'une interprétation plus précise.
- Avoir une première approche de la lithologie des formations traversées.

IV.2. Paramètres pétrophysiques

IV.2.A. La porosité :

La porosité représente l'espace entre les grains. Elle définit la capacité de la roche à stocker des hydrocarbures, liquides ou gazeux. Un réservoir très poreux pourra donc receler un grand volume d'hydrocarbures.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \cdot 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \cdot 100$$

Où :

\emptyset : porosité [%].

V_t : Volume total (ou apparent) de l'échantillon [m^3].

V_p : Volume des vides (volume des pores) entre les grains solides [m^3].

V_s : Volume réel des grains [m^3].

Dans les gisements exploités, la porosité des roches réservoir est :

- Faible si elle est inférieure à 3%.
- Médiocre si elle est comprise entre 3% et 5%.
- Moyenne si elle est comprise entre 6% et 15%.
- Bonne si elle est entre 16% et 30%.
- Excellente si elle est supérieure à 30%.

On distingue différents types de porosité :

a. La porosité totale : C'est le rapport du volume total des vides (pores, fissures, cavités et fractures) existants parmi les éléments minéraux de la roche sur le volume total de celle-ci. Cette porosité totale inclus : **la porosité primaire** (inter granulaire ou inter cristalline) qui correspond aux vides entre grains (ou particules). Elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides. **La porosité secondaire :** C'est une porosité de cavité produite par dissolutions, ou une porosité de fissures et de fractures que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique.

b. La porosité connectée : Elle est égale au pourcentage du volume des vides reliés entre eux dans la roche.

c. La porosité effective ou utile : C'est le rapport du volume des pores qui sont reliées entre eux au volume total de l'échantillon.

Méthodes de calcul des différentes porosités :

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 étudié.

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

Δt_{ma} : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

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

$$\phi_{SC} = \phi_s - V_{sh} \cdot \phi_{ssh}$$

ϕ_{ssh} : Porosité sonique des argiles.

b. Porosité neutron :

Elle est directement lue sur les logs neutron et doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\phi_{Nc} = \phi_N - V_{sh} \cdot \phi_{Nsh}$$

ϕ_{Nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles.

c. Porosité de densité

Elle est donnée par la formule suivante :

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

Avec :

ρ_d : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en g/cc

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité de fluide.

V_{sh} : Volume d'argile.

\emptyset_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 :

$$\emptyset_{DC} = \emptyset_D - V_{sh} \cdot \emptyset_{Dsh}$$

\emptyset_{Dsh} : Porosité densité des argiles.

IV.2.B. La résistivité

La résistivité d'une formation exprime sa capacité à se faire traverser par un courant électrique. Son unité est l'Ohm.m ($\Omega.m$). La résistivité d'une roche dépend de la résistivité propre de l'eau de formation envahissant les pores, de la quantité de cette eau dans la roche ainsi que de la texture de la roche (mode de répartition des pores, des argiles et des minéraux conducteurs).

IV.2.C. La perméabilité

C'est la capacité d'une roche à permettre à un fluide donné de la traverser. Elle dépend fortement de la taille des grains, de la porosité et de la saturation. La perméabilité exprime la propriété de connectivité entre les pores au sein d'une roche sous l'effet d'une différence de pression. Elle s'exprime en darcys ou en milliDarcy. Elle peut être :

- Très faible, si elle est inférieure à 01 mD.
- Faible, si elle est comprise entre 01 et 10 mD.
- Médiocre, si elle est entre 10 et 50 mD.
- Moyenne, si elle varie entre 50 et 200 mD.
- Bonne, si elle est entre 200 et 500 mD.
- Excellente, si elle varie entre 01 D et 10 D.

IV.2.D. La saturation

La saturation est l'expression quantitative du volume d'huile, de gaz ou d'eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche. Elle est désignée par la lettre S et est exprimée en %.

On a plusieurs types de saturation :

$S_W = V_W / V_{PS}$: Saturation en eau de la zone vierge.

$S_{HC} = V_{HC} / V_{PS}$: saturation en huile.

$S_G = V_G / V_{Ps}$: saturation en gaz.

Avec :

$$S_W + S_{HC} + S_G = 100\%$$

$$V_W + V_{HC} + V_G = V_{Ps}$$

Tel que :

V_W : Volume de l'eau.

V_{HC} : Volume d'hydrocarbures

V_G : Volume de gaz

V_{Ps} : Volume des pores saturés.

IV.3. Analyse des cartes

Les résultats des analyses pétrophysiques, perméabilité et porosité, sont donnés sous forme de cartes synthétiques où sont localisés les puits, en coordonnées UTM, ces cartes permettent de visualiser les deux propriétés pétrophysiques pour chaque puits, dans chaque structure et de suivre leurs évolutions dans toute la région.

IV.3.A. Les cartes de porosité

Elles nous permettent d'avoir une idée sur la distribution des porosités à travers la zone d'étude ainsi que de distinguer les zones d'intérêt.

a. Le Gédinnien

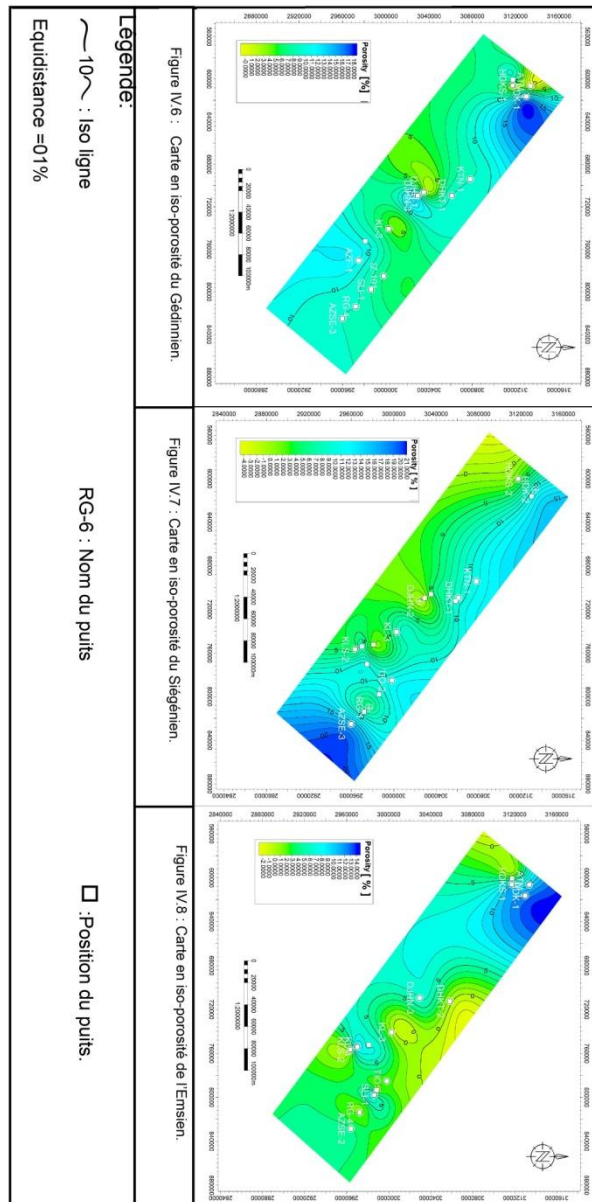
La carte de la figure IV.6 représente les valeurs des porosités du réservoir Gédinnien. Elles varient entre 01 et 18%, avec une évolution significative du Sud-est vers le Nord-Ouest. On note le maximum des valeurs de porosité dans la région Nord-Ouest au niveau de la structure de Hassi M' Dakane où elle atteint une valeur de 15% à HDK-1.

b. Le Siégénien

La carte de la figure IV.7 montre les variations des valeurs de porosité du Siégénien qui vont en s'améliorant de 04% dans la partie Sud-est à 21% dans la partie Nord-est. Des maximums sont enregistrés au niveau des zones de Reggane et Azrafil où elles atteignent respectivement les valeurs de 14% à RG-1 et 15% à AZSE-3. Tandis qu'au centre les valeurs de porosité sont faibles à moyennes avec 3% au niveau de HDKS-2 et 11% au puits TIO-2.

c. L'Emsien

La carte de la figure IV.8 représente les variations des valeurs de la porosité du réservoir Emsien. Elles sont comprises entre 0 et 14%. On remarque « une langue » de valeurs de porosité appréciable dans la partie centrale du réservoir Emsien avec un maximum des valeurs au niveau de la zone de Hassi M'Dakane qui atteint 10% à HDKS-1 et 12% au niveau de puits HDK-1, la zone Sud-est présente de faibles porosités qui ne dépassent pas les 07%.



IV.3.B. Les carte de perméabilité

a. Le Gédinnien

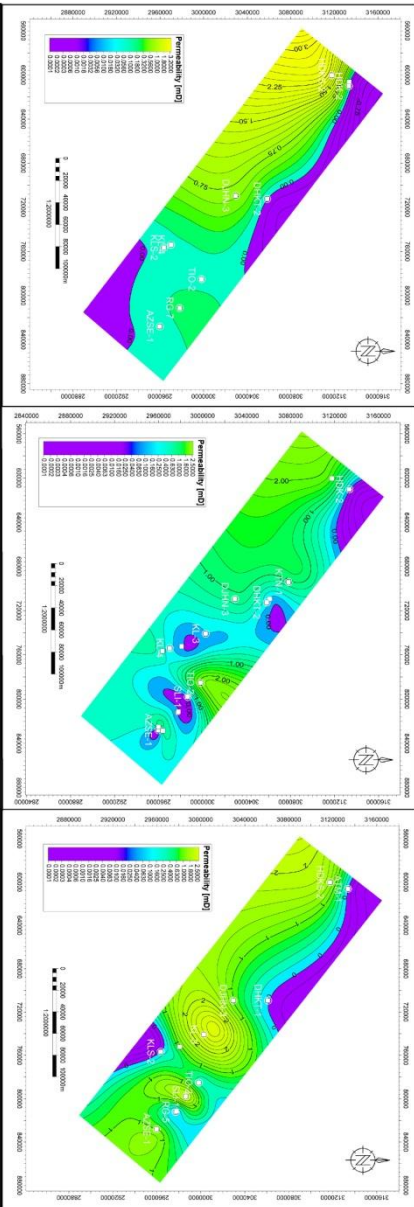
La carte de la figure IV.9 représente les variations des perméabilités du réservoir Gédinnien. Elle montre de très faibles valeurs de perméabilité qui ne dépassent pas les 3.2 mD. On remarque que la perméabilité est très faible dans toute la partie Nord et Nord-est de la région d'étude, par contre elle est plus importante dans la partie Ouest au niveau des puits HDK-2 et HDKS-2. Dans cette partie la perméabilité dépasse légèrement les 3 mD.

b. Le Siégénien

La carte des variations des perméabilités du réservoir Siégénien de la figure IV.10 montre de très faibles valeurs de perméabilité inférieur à 2.5 mD. La répartition des perméabilités est hétérogène, avec un chapelet de minimums allant du NO au SE situés entre deux zones à valeurs légèrement plus élevées au niveau de la structure de Tiouliline où elle atteint une moyenne de 1.8 mD au puits TIO-2 et à l'extrême Nord-Ouest.

c. L'Emsien

La carte de la figure IV.11 montre des valeurs de la perméabilité du réservoir Emsien qui ne dépassent pas à 2.5 mD. Celles-ci augmentent le long d'un axe NO-SE. Elles sont relativement plus importantes au niveau de la structure de Kahlouche où on enregistre 2.8 mD pour devenir quasi-constantes sur le reste de la zone étudiée. Dans les zones Nord et Sud on remarque une diminution de la perméabilité ou on note une valeur qui ne dépasse pas 0.8mD au niveau du puits KLS-1. Les faibles valeurs se localisent aussi vers le Sud-est dans la structure KLS-2 où la perméabilité ne dépasse pas 0.8 mD.



Légende:

0.75 : Iso ligne

KTSE-1 : Nom du puits

Equidistance =0.15mD (Gédinnien)

Equidistance =0.2mD(Siegenien/Emnsien)

□ : Position du puits.

IV.3.C. Les cartes de superposition de porosité et perméabilité

Ces cartes représentent la superposition de la porosité et la perméabilité. Elles sont caractérisées par des porosités égales ou supérieures à 05% et des perméabilités égales ou supérieures à 0.02 mD.

a. Le Gédinnien

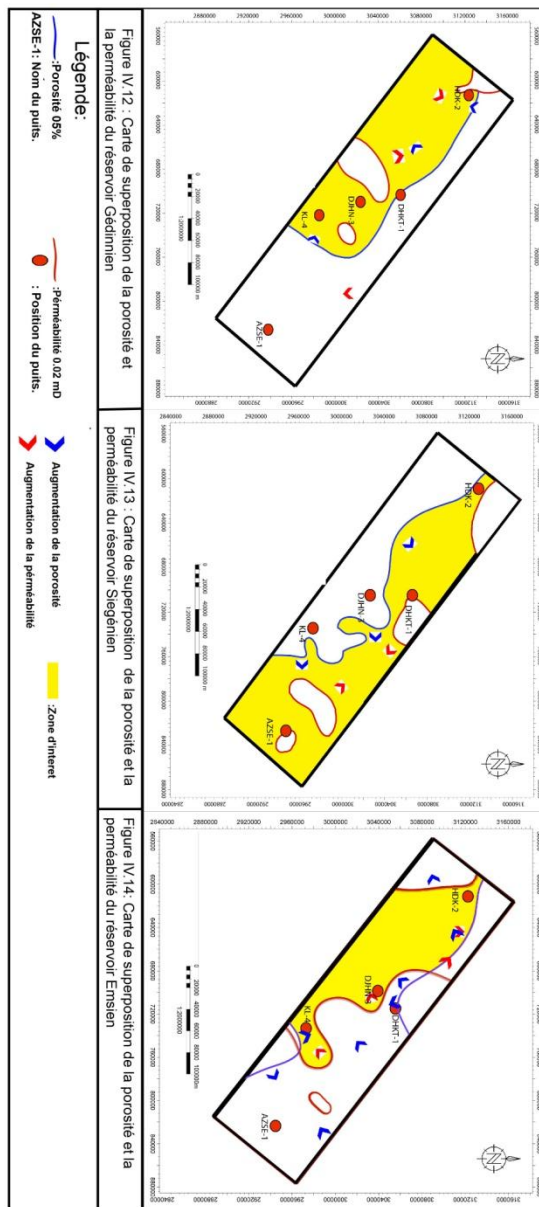
Le réservoir recouvre presque toute la région d'étude, en général la partie nord-ouest et le centre sont caractérisés par des porosités et perméabilités moyennes à bonnes. Tandis que la région sud-est représentée des faibles paramètres pétrophysiques.

b. Le Siegénien

Ce réservoir recouvre la totalité de la zone d'étude, cette dernière caractérisée par de bonnes porosités et perméabilités sauf dans sa partie inférieure du coté nord-ouest ou elle est représentée par de faibles porosités et perméabilités.

c. L'Emsien

Pour le réservoir Emsien, il est localisé dans la partie Est de la zone étudiée caractérisée par de moyennes à bonnes porosités et perméabilités. Contrairement à la partie ouest qui affiche de faibles perméabilités et très faibles porosités.



IV.4. Relation porosité/perméabilité des niveaux réservoirs à travers les structures

Les données utilisées pour analyser la relation entre la distribution de la perméabilité et de la porosité sont les mêmes que celles utilisées ci-dessus pour la caractérisation pétrophysique des réservoirs. L'évolution du couple perméabilité/porosité est analysée à l'aide des diagrammes binaires où l'axe des abscisses représente la porosité et celui des ordonnées la perméabilité dans chaque structure. La charte de la figure IV.15 donne la typologie des réservoirs en fonction des valeurs de la porosité et de la perméabilité.

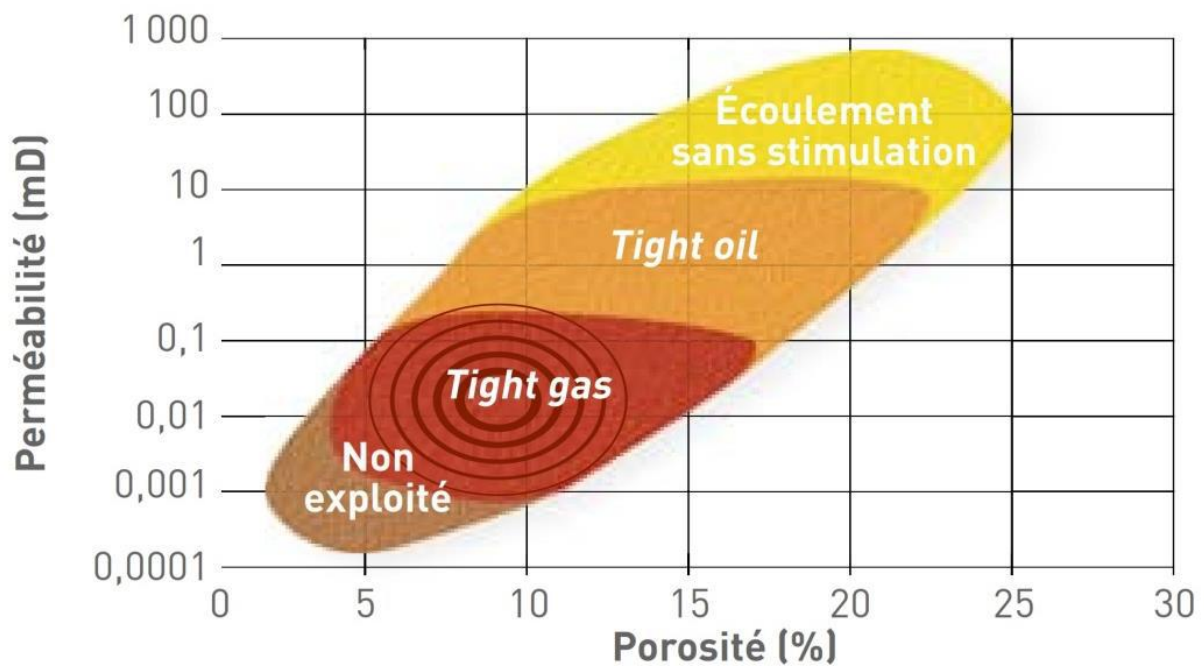


Figure IV.15: Typologie des réservoirs selon la porosité et la perméabilité (Total, 2011)

IV.4.A. Description et analyse des cross plots (ϕ , K)

Les cross-plots représentent la répartition de la porosité en fonction de la perméabilité, on les a obtenus grâce aux données pétrophysiques des carottes réalisées au niveau des différents sondages effectués dans la région Nord de Reggane.

a. Gédinnien

Le puits HDK-2

Sur le cross-plot de la figure IV.16, on constate que la répartition des points montre trois zones : la première est marquée par de faibles perméabilités [1 ; 10mD] et faibles porosités [0.01 ; 1%] formant ainsi un réservoir fissuré, la deuxième est formée par de bonnes porosités [10 ; 20%] et faibles perméabilités [1 ; 10mD] traduisant un réservoir conventionnel, et la troisième est caractérisée par de bonnes porosités [10 et 15%] et bonnes perméabilités allant de 10 à 100mD, cela implique que le réservoir est homogène et conventionnel.

Le puits KL-4

Sur le cross-plot de la figure IV.16, on constate que la distribution des points met en évidence deux zones distinctives : une est représentée par de médiocres valeurs porosités [0.001 ; 6%] et des faibles perméabilités [0.01; 0.1] constituant ainsi un réservoir compact non conventionnel (Tight réservoir). Tandis que l'autre elle renferme de faibles porosités [1 ; 5%] et médiocres perméabilités [0.1 ; 1mD] formant alors un réservoir fissuré.

Le puits RG-6

Sur le cross-plot de la figure IV.16, la distribution des points permet de distinguer cinq zones : La première zone caractérisée par de faibles valeurs de perméabilité [0.01 ; 0.1mD] et de faible porosité [0.001 à 5 %] cela implique qu'il s'agit d'un réservoir compact non conventionnel. La deuxième représentée par des perméabilités [1 ; 10mD] et porosité [0.01 ; 5%] formant ainsi un réservoir fissuré. La troisième qui est formée par des porosités [5 ; 10%] et des perméabilités [0.1 ; 1mD] constituant un réservoir homogène conventionnel. Mais la quatrième, elle est constituée par de moyennes porosités [10 ; 15%] et de faibles perméabilités [0.01 ; 0.1mD] traduisant un réservoir compact non conventionnel. Tandis que la dernière est représentée par de bonnes perméabilité allant de 10 ; 100mD et de bonnes porosités variant entre 15 et 20% formant un réservoir homogène conventionnel.

Le puits AZSE-1

Sur le cross-plot de la figure IV.16, la distribution des points montre cinq zones différentes : La première zone est caractérisée par de faibles valeurs de la perméabilité [0.01 ; 0.1mD] et de faibles porosités [0.001 ; 5 %], formant ainsi un réservoir compact non

conventionnel. La deuxième zone montre des valeurs très faibles de perméabilité [0.1 ; 1mD] et de moyennes valeurs de porosité [05 ; 10 %] qui traduisent la présence d'un réservoir conventionnel. La troisième zone affiche de très faibles valeurs de perméabilité [0.01 ; 0.1mD] et moyennes valeurs de porosité [10 ; 15 %] constituant ainsi un réservoir compact non conventionnel. La quatrième est constituée par des moyennes porosités qui varient entre 10 et 15% et des faibles perméabilités 0.1 à 10mD et la cinquième est caractérisée par des valeurs moyennes de perméabilité [10 ; 100mD] et de moyennes valeurs de porosité [10,15 %] qui traduisent la présence de Tight gas et un réservoir homogène conventionnel.

b. Le Siegénien

Le puits HDK-2

Sur le cross-plot de la figure IV.17, les points se concentrent essentiellement dans une seule zone caractérisée par des perméabilités comprises entre 0.01 et 1mD, des porosités allant de 0.01 à 5% laissent entrevoir un réservoir compact non exploité (Tight réservoir).

Le puits KL-4

Sur le cross-plot de la figure IV.17, les points montrent deux zones distinctives : la première est caractérisée par de faibles valeurs de porosité qui varient de 0.01 à 6% et des perméabilités comprises entre 0.01 et 0.1mD constituant ainsi un réservoir compact (Tight réservoir) non conventionnel. Mais la deuxième zone renferme des porosités allant de 1 à 5% et de faibles perméabilités [0.1 ; 1m D] ce qui est synonyme d'un réservoir non conventionnel.

Le puits DHKT-1

La lecture du cross-plot de la figure IV.17, montre des concentrations de points en deux zones : la première zone dont les valeurs de faibles perméabilités [0.001 ; 0.01mD] les valeurs très faibles de porosité [0 ; 02%] ; ce qui présage d'un réservoir inexploitable. La seconde zone est caractérisée par de faibles valeurs de perméabilité [0.1 ; 01 mD] et des valeurs de porosités médiocres [06 ; 12%] correspondant à un réservoir homogène et conventionnel.

Le puits AZSE-1

La distribution des points sur le cross-plot de la figure IV.17, permet de distinguer trois zones principales. La première zone montre de faibles valeurs de porosité [0.01 ; 05%] et de très faibles valeurs de perméabilité [0.01 ; 0.1mD], ce qui est synonyme d'un réservoir compact non exploitable. La seconde zone est caractérisée par de moyennes valeurs de porosité [10 ; 15%] et des valeurs faibles de perméabilité [0.01 ; 0.1 mD] constituant ainsi un réservoir compact non exploitable. Enfin, la troisième zone est caractérisée par des valeurs de porosité moyenne [10 ; 15%] et de faibles perméabilité [1 ; 10mD] c'est-à-dire, il s'agit d'un réservoir homogène contenant des Tight oil donc il est conventionnel.

c. L'Emsien

Le puits HDK-2

Le cross-plot de la figure IV.18, permet d'individualiser quatre zones : les deux premières zones sont marquées par des valeurs faibles perméabilité [0.01 ; 0.1 mD] tandis que les porosités sont faibles dans la première zone [0.001 ; 5%], médiocres dans la deuxième zone [5 ; 15 %] formant ainsi des réservoirs compacts non exploitables. Pour les deux dernières elles sont représentées par des porosités faibles [0.001 ; 5 %] mais différencier par les valeurs de perméabilité dans la troisième zone elle varie de 0.1 à 1mD et dans la quatrième entre 1et 10mD constituant ainsi des perméabilités [10 ; 20 mD] ce qui en fait un réservoir fissuré.

Le puits KL-4

La lecture du cross-plot de la figure IV.18, montre une distribution des points en cinq zones : les deux zones primaires caractérisées par de faibles porosités [0.001 ; 5%] différencier par la perméabilité, sachant que dans la première de faibles perméabilités [0.01 ; 0.1mD] ce qui laisse conclure qu'il s'agit de réservoir non conventionnel, mais dans la deuxième zone la perméabilité est médiocre à moyenne comprises entre 1et 100mD formant ainsi un réservoir fissuré. La troisième et la quatrième sont marquées par de moyenne porosités [10 ; 15%] distinguées par de très faibles perméabilités [0.01 ; 1mD] ou sein de la troisième montrant un réservoir compact non conventionnel. Pour ce qui est de la quatrième et est constituée par des perméabilités moyennes variant de 10 à 100mD formant ainsi un réservoir conventionnel. Pour la cinquième, elle est représentée par des porosités et perméabilités moyennes variant de 15à 20% et de 10 à 100mD formant ainsi un réservoir homogène conventionnel.

Le puits DHKT-1

Comme le montre le cross-plot de la figure IV.18, la distribution des points met en évidence deux zones caractérisées par de faibles porosités [0.001 ; 5 %] mais distinguées par de très faibles perméabilités [0.01 ; 0. 1mD] formant un réservoir compact non conventionnel (Tight réservoir) pour la première. Tandis que l'autre affiche de faibles perméabilités [0.1; 1%], qui correspondent à un réservoir fissuré non exploitable.

Le puits AZSE-1

Le cross-plot de la figure IV.18, indique que l'ensemble des points sont concentrés dans une seule zone caractérisée par de faibles perméabilités [0.01 ; 0.1mD] et de faibles porosités [1 ; 5 %] correspondant ainsi à un réservoir compact non conventionnel.

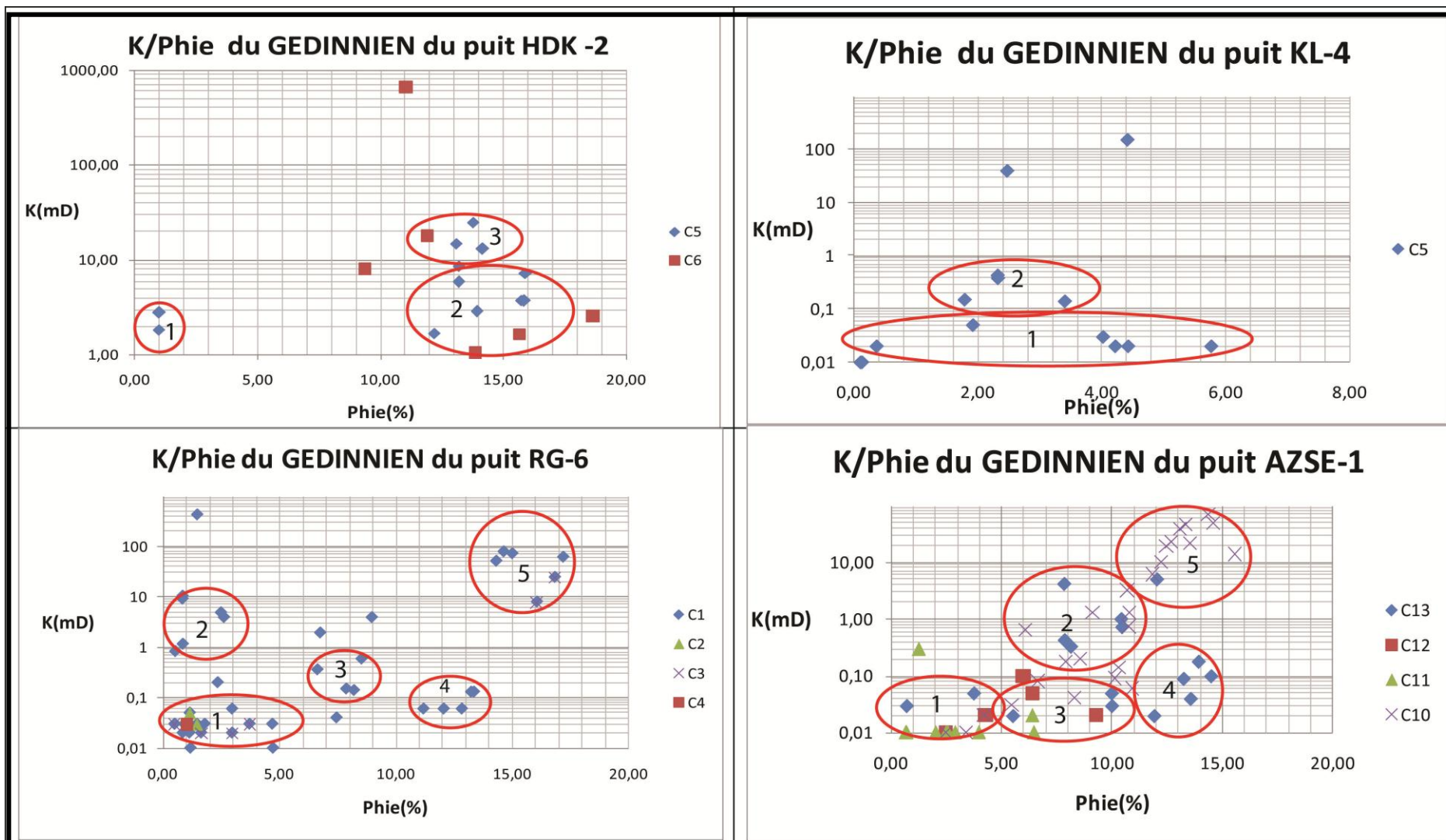


Figure IV.16 : Distribution de la porosité en fonction de la perméabilité dans le réservoir du Gédinnien

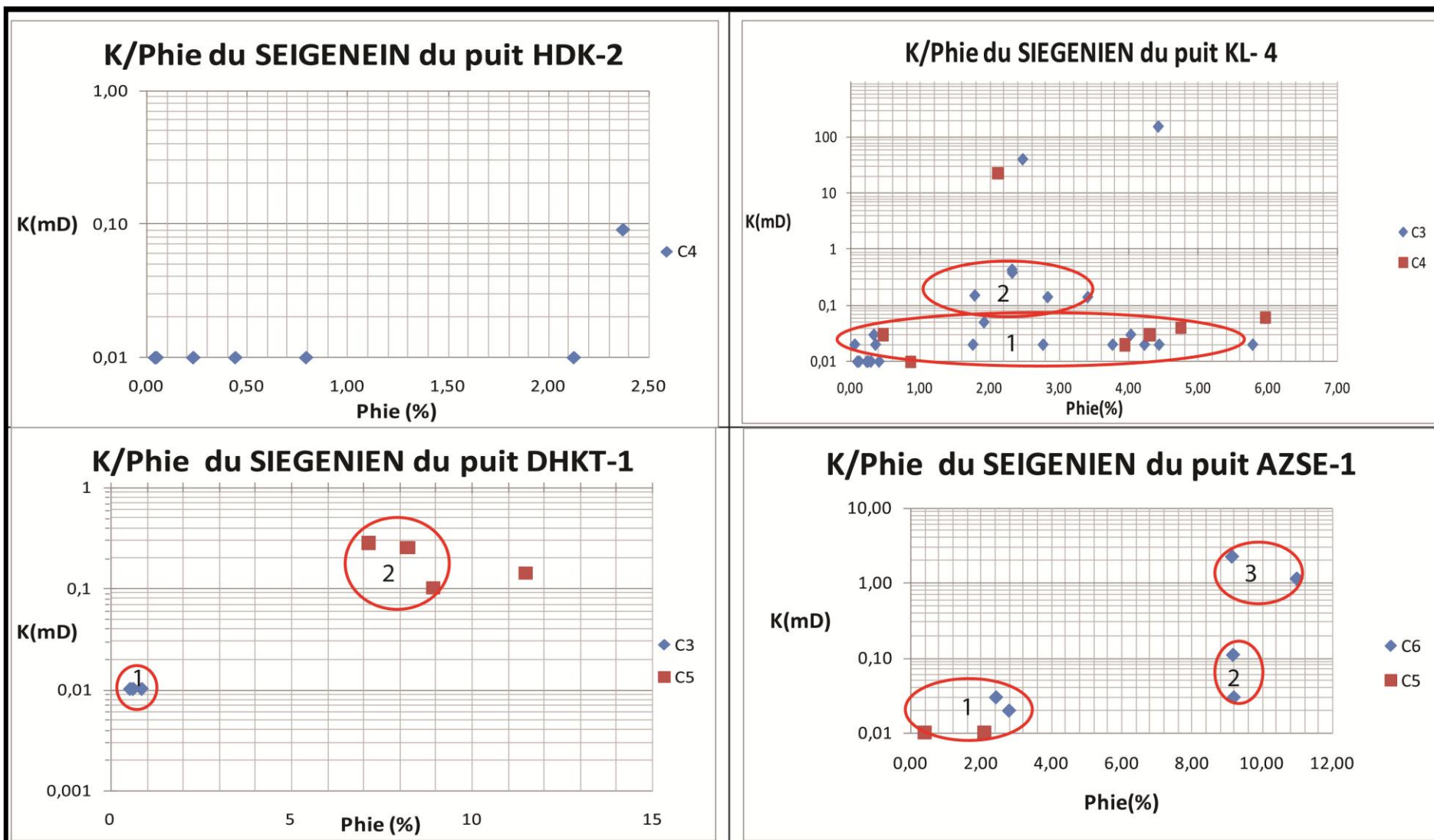


Figure IV.17: Distribution de la porosité en fonction de la perméabilité dans le réservoir du Siégénien.

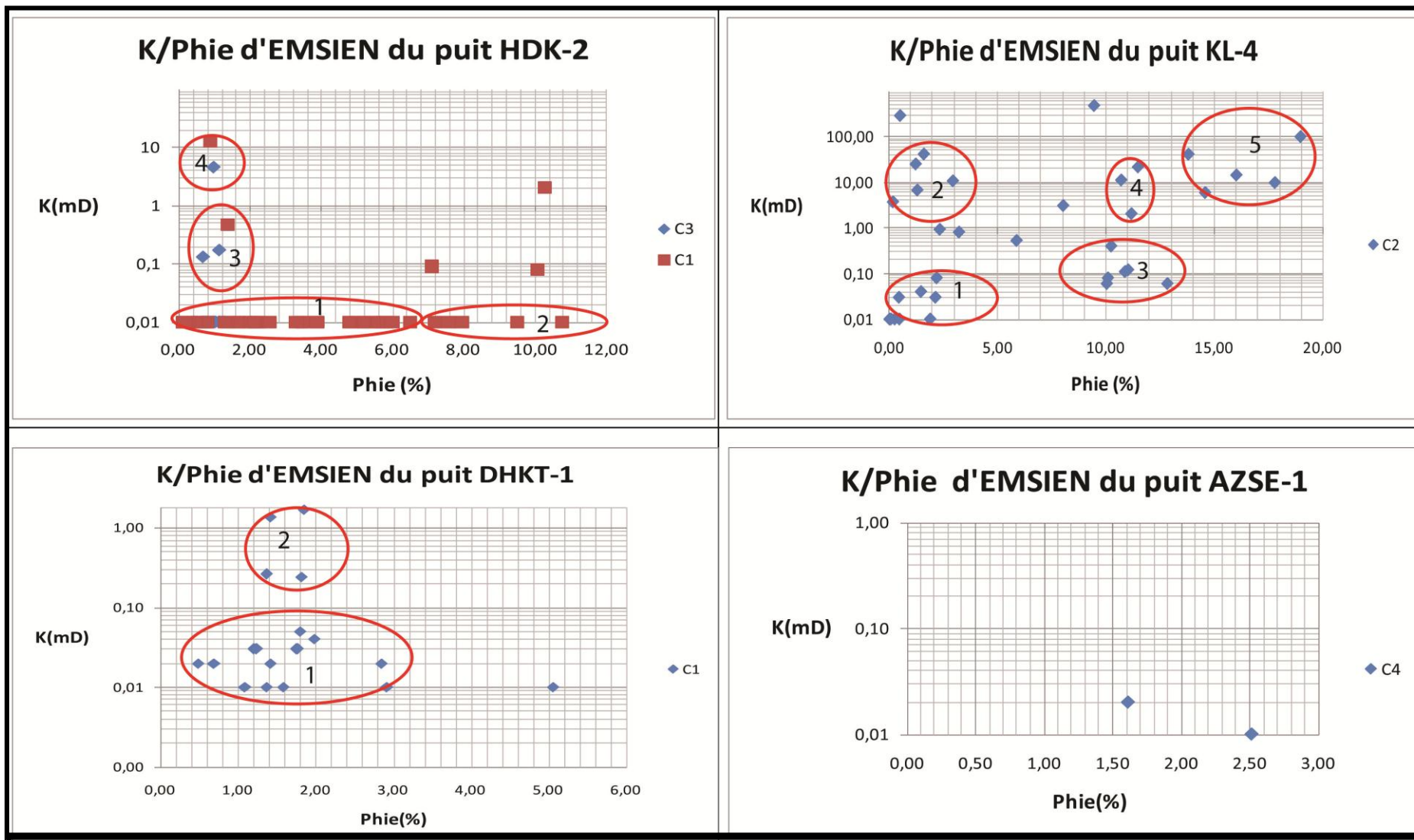


Figure IV.18: Distribution de la porosité en fonction de la perméabilité dans le réservoir de l'Emsien.

IV.5. Présentation des puits choisis dans l'étude pétrophysique

Cette étude est réalisée dans les deux puits «KL-4» et «RG-7» qui se situent dans la région de Kahlouche et Reggane comme il est indiqué sur le schéma de la figure IV.19 dont leurs coordonnées sont les suivantes:

-Puits «KL-4»:Latitude : $26^{\circ}49'52.3853''$ N. Longitude : $00^{\circ}26' 49.46723''$ W.

-Puits «RG-7»:Latitude : $26^{\circ}53'27.6951''$ N. Longitude : $00^{\circ}08'5.4107''$ E.

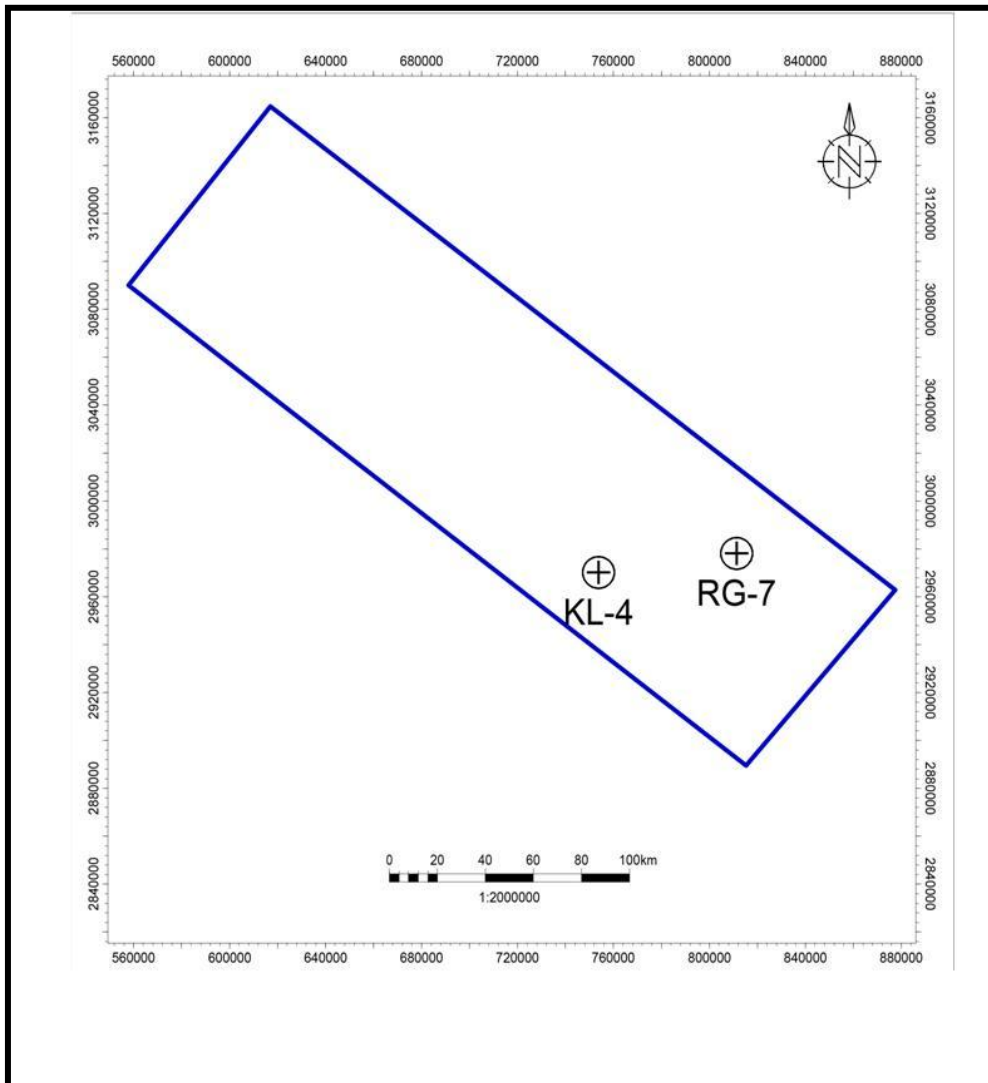


Figure IV.19 : Localisation géographique des puits KL-4etRG-7.

IV.5.A. Les paramètres pétrophysiques calculés

Dans ce chapitre d'analyse pétrophysique, il est question d'une évaluation classique des paramètres pétrophysiques des réservoirs du Dévonien inférieur dans la région Nord-est du bassin de Reggane afin de déterminer la nature des fluides en place. Les paramètres calculés sont les suivants :

a. Le V_{sh} cut-off

C'est la valeur maximale du pourcentage de volume d'argile, pour laquelle on ne considère plus la formation comme réservoir. Cette valeur est prise entre 30 % et 40 % du volume d'argile. Dans notre cas : $V_{Shcuttof} = 35\%$.

Le volume d'argile permet de déterminer le type de réservoir (argileux ou propre), et de corriger les paramètres pétrophysiques. On peut déterminer V_{sh} à l'aide de plusieurs indicateurs. On a tracé sur un graphe des V_{sh} (0 à 100%) en fonction du GR (0et 150API) une droite qui passe par les deux points singuliers suivants :

- **GR_{min}** : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre donc présentant 00 % d'argile.

- **GR_{max}**:valeur maximale lue en face d'un niveau argileux donc présentant 100% d'argiles.

b. Détermination du GR cutoff

Il est obtenu à partir de la projection du $V_{sh} = 35\%$ sur la droite précédente et la valeur correspondante lue sur l'axe des abscisses nous donne la valeur recherchée. Les résultats obtenus dans les différents puits pour les divers étages sont reportés dans le tableau n° 1 ci-dessous.

Puits	Etage	GR min	GR max	GR cuttof
KL-4	Gédinnien	10	135	53
	Siégénien	17	131	56
	Emsien	21.50	129	59
RG-7	Gédinnien	21.08	100	49
	Siégénien	18.22	116	52
	Emsien	26	84	46

Tableau IV.1 : détermination du GR cut-off puits KL-4 et RG-7

Ces paramètres suivants sont déterminés à partir des abaques de Schlumberger et les données diagraphiques.

c. Le temps de parcours Δt_{ma}

Puits KL-4 : $\Delta t_{ma} = 52 \mu\text{s/ft}$

Puits RG-7 : $\Delta t_{ma} = 52 \mu\text{s/ft}$

d. La densité de la matrice ρ_{ma}

Puits KL-4 : $\rho_{ma} = 2.65 \text{ g/cm}^3$

Puits RG-7 : $\rho_{ma} = 2.63 \text{ g/cm}^3$

e. La résistivité de l'eau de la formation R_w :

Puits KL-4 : $R_w = 0.02 \Omega.m$

Puits RG-7 : $R_w = 0.03 \Omega.m$

IV.5.B. les résultats pétrophysiques :

Ces tableaux représentent les porosités corrigées en utilisant les formules citées précédemment et les porosités lues sur les différents logs réalisés par le logiciel Petrel.

Paramètre	Δt_{sh} ($\mu s/ft$)	Φ_{Ssh} (%)	ϕ_{bsh} (g/cc)	Φ_{Dsh} (%)	Φ_{Nsh} (%)	S (g/l)	Rw (ohm.m)	T (°C)
Valeurs	82	23	2.62	0.75	0.39	80	0.03	50
Profondeur (m)	3254.7		3301		3458.5			

Tableau IV.2 : quelques paramètres pétrophysiques au niveau des bancs argileux intéressant dans le puits RG-7.

N°=	Toit (m)	Mur (m)	GR (API)	V _{SH} (%)	ΔT ($\mu s/ft$)	Φ_s (%)	Φ_{sc} (%)	ϕ_b (g/cc)	Φ_D (%)	Φ_{DC} (%)	Φ_N (%)	Φ_{NC} (%)	R _T (Ohm.m)	S _w (%)	Observation
1	3411,31	3411,95	44,71	41,5	56,36	3	6,54	2,48	-	-	0,0004	16,18	171,63	4,5	Hydrocarbure
2	3413,22	3414,28	54,24	16	59,49	5,5	1,82	2,23	24	23,88	0,022	6,21	119,8	25	Hydrocarbure
3	3414,91	3415,97	34,93	19,8	56,73	3	1,55	2,08	40	39,85	0,012	7,71	139,04	19	Hydrocarbure
4	3418,51	3418,93	36,72	24,5	63,37	8	2,36	2,32	19	18,81	0,022	9,53	164,36	13,8	Hydrocarbure
5	3418,99	3419,57	40,43	7,5	61,57	7,5	5,77	2,03	47,5	47,44	0,03	2,89	119,16	-	Compact
6	3443,7	3444,18	50,91	48	66,38	9,5	1,54	2,14	30	29,64	0,31	18,41	24,36	18	Hydrocarbure
7	3446	3446,5	37,67	20,05	62,28	7	2,38	2,82	-	-	0,09	7,72	69,12	22	Hydrocarbure
8	3402,22	3403,49	36,99	20	68,87	11,5	6,9	2,71	-	-	0,21	7,59	34,29	36	Hydrocarbure
9	3407,82	3408,57	23,92	2	77,28	18,5	18,04	2,5	7	6,98	0,11	0,67	36,79	-	Compact
10	3409	3409,4	29,81	9,5	65,59	9,5	7,315	2,57	3,8	3,72	0,14	3,56	137,13	44	Hydrocarbure
11	3491,32	3492,58	43,74	27	64,34	9	2,79	2,68	-	-	0,12	10,41	119,27	14,2	Hydrocarbure
12	3492,38	3493,23	27,82	7	60,73	6	4,39	2,56	4,39	4,33	0,09	2,64	61,8	-	Compact
13	3493,06	3495,13	25,68	0	61,23	7,5	7,5	2,54	8	8	0,1	0,1	66,19	-	Compact
14	3497,25	3498,52	31,08	9,5	65,75	9,5	7,31	2,67	-	-	0,13	3,57	15,5	49	Hydrocarbure
15	3498,31	3500	29,7	9,5	64,27	9	6,81	2,61	1,5	1,42	0,15	3,55	13,32	48	Hydrocarbure
16	3500	3500,6	29,28	0,5	64,01	9	5,72	2,65	-	-	0,17	0,02	41,49	-	Compact
17	3502,54	3505,08	37,46	20	67,21	11	6,4	2,91	-	-	0,21	7,59	33,91	38	Hydrocarbure
18	3505,08	3506,14	30	11	65,65	9,5	6,97	2,44	12	11,91	0,29	-	35,03	-	Compact

Tableau IV.3 : Représentation des résultats pour le réservoir Gédinnien. Puits «RG-7»

N°=	TOIT	MUR	GR	VSH	DT	Φs	Φsc	φ _b	ΦD	ΦDC	ΦN	ΦNC	RT	Sw	Observation
	(m)	(m)	(API)	(%)	(μs/ft)	(%)	(%)	(g/cc)	(%)	(%)	(%)	(%)	(Ohm.m)	(%)	
19	3411,31	3411,95	44,71	41,5	56,36	3	6,54	2,48	-	-	0,0004	16,18	171,63	7,8	Hydrocarbure
20	3403,91	3404,96	36,52	19	57,33	4	0,37	2,06	39,5	39,35	0,02	7,39	139,27	20	Hydrocarbure
21	3399,04	3399,46	29,4	11,5	58,51	4,5	1,85	2,12	31	30,91	0,02	4,46	70,49	38	Hydrocarbure
22	3397,56	3399,04	31,37	13,5	58,34	4,5	1,39	2,12	31	30,89	0,03	5,23	93,58	33	Hydrocarbure
23	3349,08	3350,35	56,54	42	60,54	11	1,34	2,6	2	1,68	0,21	16,17	31,43	18	Hydrocarbure
24	3343,58	3345,06	38	20,5	57,57	4	0,71	2,67	-	-	0,01	7,98	175,63	15,8	Hydrocarbure
25	3339,5	3340,83	23,87	4,5	65,14	9,5	8,46	2,25	23	22,96	0,04	1,71	61,69	-	Compact
26	3338,29	3339,35	21,8	3	57,99	4	3,31	2,54	6	5,97	0,09	1,08	105,16	-	Compact

Tableau IV.4 : Représentation des résultats pour le réservoir Siégénien. Puits «RG-7».

N°=	Toit	MUR	GR	VSH	DT	Φs	Φsc	φ _b	ΦD	ΦDC	ΦN	ΦNC	RT	Sw	Observation
	(m)	(m)	(API)	(%)	(μs/ft)	(%)	(%)	(g/cc)	(%)	(%)	(%)	(%)	(Ohm.m)	(%)	
27	3195,41	3197,11	44,09	31	62,99	7,9	0,77	2,72	-	-	0,09	12	36,3	23	Hydrocarbure
28	3200,07	3201,13	44,42	31	62,46	7	0,13	2,29	20,6	20,36	0,09	12	150,63	10	Hydrocarbure
29	3201,76	3202,4	42,48	27	61,64	6,5	0,29	2,51	7,5	7,29	0,04	10,49	25,42	32	Hydrocarbure
30	3203,25	3204,09	39,71	22,5	58,96	4,5	0,675	2,57	4	3,83	0,1	8,67	23,39	38	Hydrocarbure
31	3204,94	3206,21	42,71	27	60,44	5,5	0,71	2,61	1,5	1,29	0,21	10,32	88,71	18,5	Hydrocarbure
32	3228,86	3229,7	44,91	31	63,06	8	0,87	2,73	-	-	0,21	11,88	24,48	30	Hydrocarbure
33	3272,67	3273,94	50,43	52	68,6	12	0,04	2,67	-	-	0,09	20,19	11,09	24	Hydrocarbure
34	3288,34	3289,18	50,14	41,5	66,02	9,5	0,045	2,69	-	-	0,1	16,08	23,17	20	Hydrocarbure

Tableau IV.5: Représentation des résultats pour le réservoir Emsien. Puits «RG-7».

Paramètre	Δt_{sh} ($\mu s/ft$)	ΦS_{sh} (%)	ϕ_{bsh} (g/cc)	ΦD_{sh} (%)	ΦN_{sh} (%)	S (g/l)	R _w (ohm.m)	T (°C)
Valeurs	82	22	2.8		0.29	150	0.02	126
Profondeur (m)	3953				3952			

Tableau IV.6 : quelques paramètres pétrophysiques au niveau des bancs argileux intéressant dans le puits KL-4.

N°=	Toit	Mur	GR	VSH	DT	Øs	Øsc	φ _b	ØD	ØDC	ØN	ØNC	R _T	Sw	Observation
	(m)	(m)	(API)	(%)	(μs/ft)	(%)	(%)	(g/cc)	(%)	(%)	(%)	(%)	(Ohm.m)	(%)	
1	4025	4026,2	49,9	32	60	6	-	2,7	-	-	0,03	-	2000	5,2	Compact
2	4029,3	4031,6	33	19	58	4,5	0,32	2,2	30,5	30,5	0,04	-	364	17	Compact
3	4053,3	4054,8	24,6	12	70	13,3	10,66	2,5	10	10	0,13	0,09	11,09	30	Hydrocarbure
4	4062,6	4064,6	43	27	60	6	0,06	2,9	-	-	0,2	0,12	417	11	Hydrocarbure
5	4067,2	4069	34,1	20	52	0	-	3,1	-	-	0,1	0,04	333	34	Hydrocarbure
6	4069	4072,3	39,04	24	54	1,5	-	3,5	-	-	0,3	0,23	2	100	Aquifère
7	4082,4	4085,6	14,6	4	68	11,5	10,62	2,2	30,5	30,5	0,02	-	44,3	18	Compact
8	4086,7	4089,3	28,6	15	60	6	2,7	2,8	-	-	0,1	0,05	17,08	40	Hydrocarbure
9	4089,3	4091,8	33,1	18	60	6	2,04	3,1	-	-	0,2	0,14	99,1	24	Hydrocarbure
10	4091,8	4097,7	38,9	24	58	4,5	-	3,2	-	-	0,3	0,23	170,4	24	Hydrocarbure

Tableau IV.7 : Représentation des résultats pour le réservoir Gédinnien. Puits «KL-4».

N°=	Toit	Mur	GR	VSH	DT	Øs	Øsc	φ _b	ØD	ØDC	ØN	ØNC	R _T	Sw	Observation
	(m)	(m)	(API)	(%)	(µs/ft)	(%)	(%)	(g/cc)	(%)	(%)	(%)	(%)	(Ohm.m)	(%)	
11	3954,2	3955,8	19,5	2	58	4,5	4,06	2,7	-	-	0,16	0,15	2000	7,5	Hydrocarbure
12	3955,8	3961,7	17,8	0,5	66	10,5	10,39	2,5	10	10	0,06	0,05	31,8	23	Hydrocarbure
13	3982,2	3983,6	45,2	25	57	4	-	2,6	3	3	0,03	-	32,7	70	compact
14	3983,9	3987,7	17	0	59	5	5	2,3	24	24	0,01	0,01	69	34	compact
15	3988,1	3990	20,4	3	60	6	5,34	2,5	10	10	-	-	2000	5,2	compact
16	3996,6	3998,2	48,6	28	60	6	-	2,4	17	17	0,03	-	423	11	compact

Tableau IV.8 : Représentation des résultats pour le réservoir Siégénien. Puits «KL-4».

N°=	Toit	Mur	GR	VSH	DT	Øs	Øsc	φ _b	ØD	ØDC	ØN	ØNC	R _T	Sw	Observation
	(m)	(m)	(API)	(%)	(µs/ft)	(%)	(%)	(g/cc)	(%)	(%)	(%)	(%)	(Ohm.m)	(%)	
17	3892,5	3893,78	54,8	31	68	11,5	4,68	2,8	-	-	0,2	0,11	80,4	13	Hydrocarbure
18	3893,91	3894,7	45,7	22	68	11,5	6,66	2,6	3	3	0,08	0,01	30,8	22	compact
19	3895,1	3896,6	45,8	22	65	9,5	4,66	2,7	-	-	0,17	0,1	50,87	19	Hydrocarbure
20	3898,6	3902,9	58,1	34	62	7,5	0,02	2,5	10	10	0,09	-	83,6	19	compact
21	3926,9	3930,8	21,6	0	52	0	0	2,8	-	-	0,03	0,03	1772	15	compact
22	3930,8	3934,8	26,7	5	59	5	3,9	2,8	-	-	0,05	0,03	2000	6	compact

Tableau IV.9: Représentation des résultats pour le réservoir Emsien. Puits «KL-4».

L'évolution de ces réservoirs a été effectuée en utilisant la porosité sonique car le neutron-densité est affecté par la rugosité du puits (cavage) voir signature du caliper.

IV.5.C. Interprétation des résultats

Le puits RG-7

Le réservoir Gédinnien montre des porosités de l'ordre de 15 % et les saturations en eau inférieure à 50%. Ce qui donne un réservoir à hydrocarbures avec un important intérêt pétrolier.

Par contre, les réservoirs Siegénien et Emsien montrent dans le puits RG-7 des porosités de l'ordre 18% et des saturations en eau inférieures à 50% correspondant à des réservoirs à hydrocarbures qui présentent un intérêt pétrolier.

Le puits KL-4

Le réservoir Gédinnien montre deux types de réservoirs l'un est constitué par des porosités de l'ordre de 07 % et les saturations en eau inférieure à 50%. Ce qui donne un réservoir à hydrocarbures avec un important intérêt pétrolier .mais l'autre formé par des porosités de l'ordre de 20 % et les saturations en eaux supérieures à 50% constituant ainsi un aquifère.

Par contre, les réservoirs Siegénien et Emsien montre des porosités de l'ordre 15% et des saturations en eaux à inférieures 50% correspondant à des réservoirs hydrocarbures qui présentent un intérêt pétrolier.

Les niveaux compacts sont les plus répons dans le puits KL-4 puits, ils sont caractérisés par de fortes valeurs de résistivités, faibles saturation en eaux et de très faibles paramètres pétrophysiques.

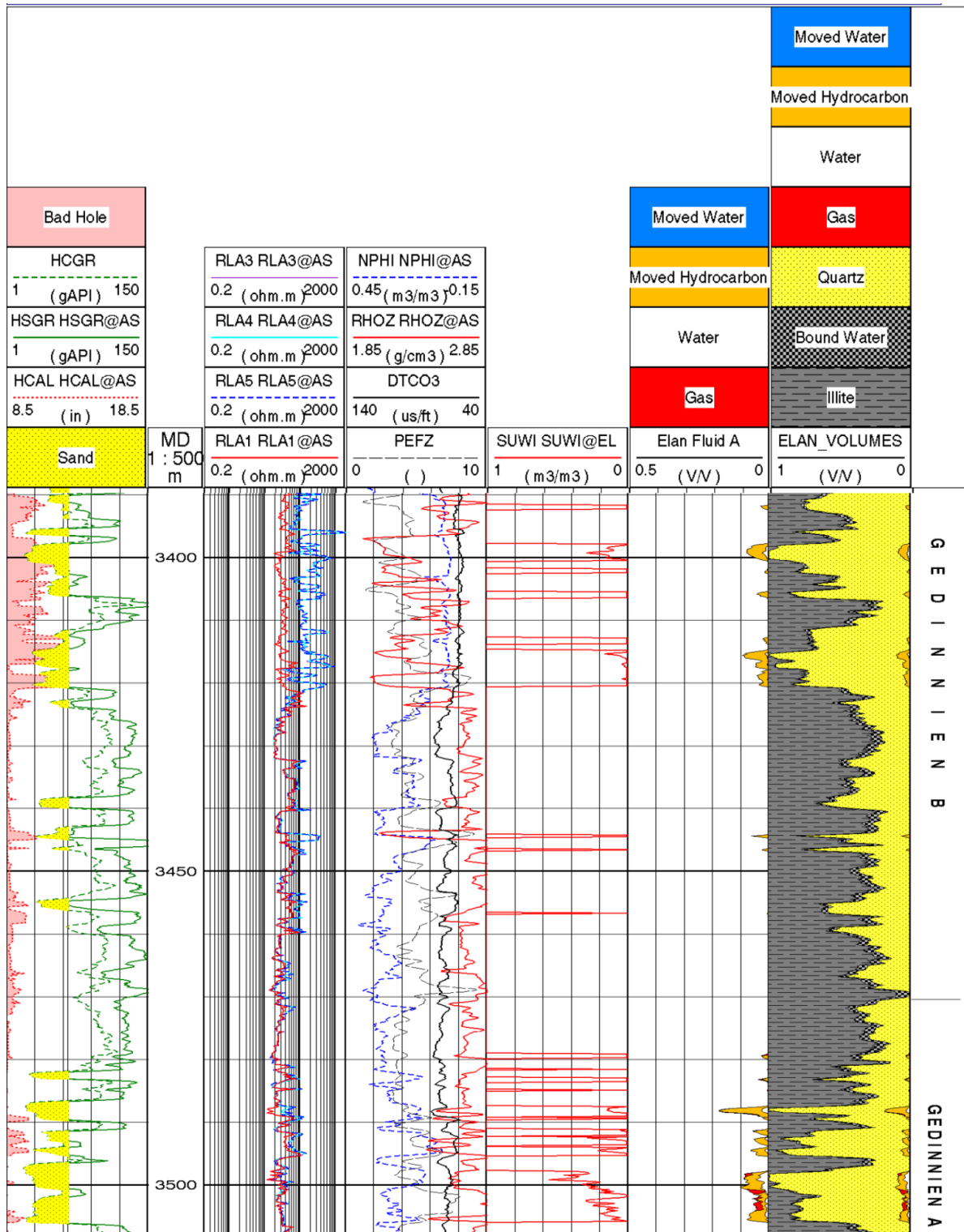


Figure IV.20 : Elan du Puits RG-7 au niveau du réservoir Gédinnien (Document Sonatrach, 2009).

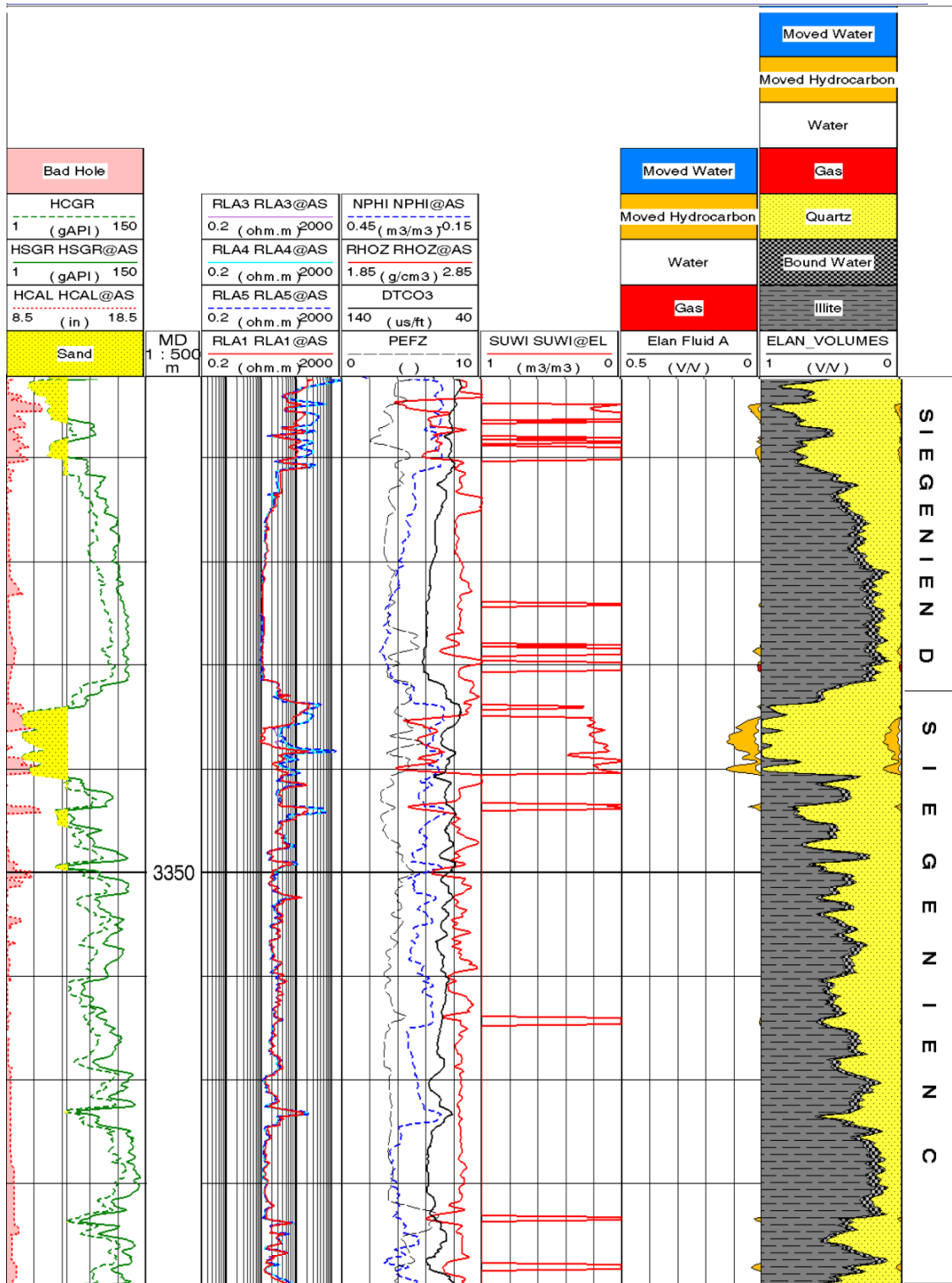


Figure IV.21 : Elan du Puits RG-7 au niveau du réservoir Siegénien (Document Sonatrach, 2009)

Conclusion

L'analyse des cartes de superposition de porosité et perméabilité appareillées aux iso porosités et iso perméabilités nous a montré :

Le réservoir Gédinnien met en évidence une zone d'intérêt pétrolier située au Nord-ouest caractérisé par des porosités qui oscillent entre 5 et 10% et des perméabilités inférieures à 3.2mD. Tandis que le Siegénien montre une zone d'intérêt pétrolier plus important que la précédente avec des propriétés pétrophysiques de l'ordre de 20% pour la porosité et des perméabilités qui ne dépassent pas les 2.5 mD. La zone d'intérêt pétrolier dans le réservoir Emsien est située au Nord-ouest et se présente avec des porosités comprises entre 5 et 10% et des perméabilités qui atteignent 2.5mD.

La distribution des paramètres pétrophysiques (porosité et perméabilité) dans le Gédinnien montrent un réservoir conventionnel au niveau des puits HDK- 2 et AZSE-1 et un autre réservoir du type compact à travers les puits KL-4 et RG-6. Tandis que le Siegénien et l'Emsien mettent en évidence un réservoir compact non conventionnel reparti le long des puits HDK-2, AZSE-1, KL-4 et DHKT-1. Les résultats de l'analyse pétrophysique montrent que nous sommes en présence de deux types de porosités : la porosité primaire (matricielle) qui est intergranulaire et correspond au mode le plus répandu dans le bassin de Reggane et la porosité secondaire qui est due à des fissurations qui correspond au deuxième mode dans le bassin. Comme ces résultats prouvent également qu'il y a deux types de perméabilités dans ce bassin : la perméabilité matricielle qui correspond au mode le plus répandu dans ce bassin et la perméabilité secondaire qui est plutôt fissurale et correspond au deuxième mode. Cette distribution s'explique par l'hétérogénéité du réservoir du Dévonien inférieur notamment et l'influence de la fracturation sur les valeurs de la perméabilité.

Recommandation

Vu que la plupart des réservoirs sont compact une fracturation hydraulique pour la création des paramètres pétrophysiques secondaires, est nécessaire afin de pouvoir les exploiter à future.

Chapitre V

Conclusion générale

Le bassin intracratonique de Reggane fait partie de la province occidentale de la plateforme saharienne, sa structuration résulte d'une tectonique intense fini-paléozoïque qui lui confère une forme dissymétrique. Il montre des axes structuraux positifs d'orientation NO-SE, parallèle à la chaîne d'Ougarta.

Le remplissage du bassin est typiquement paléozoïque. Il comprend les termes allant du Cambrien au Namurien et atteint 5000 mètres d'épaisseur dans sa partie axiale. Ces dépôts sédimentaires sont argilo-gréseux et parfois carbonatés. Cet ensemble est surmonté par le biais de la discordance hercynienne par des dépôts méso-cénozoïque essentiellement détritiques.

Les unités réservoirs mises en évidence dans le Dévonien inférieur à partir de l'analyse sédimentaire et stratigraphique correspondent à deux complexes gréseux. Ces derniers correspondent à une dominance d'environnements marins peu profonds (shoreface), avec des influences continentales (fluviale).

La superposition des cartes de porosité et de perméabilité montre que l'augmentation des valeurs de porosité est inversement proportionnelle par rapport à l'augmentation des valeurs de perméabilité ce qui implique une distribution verticale non homogène c'est-à-dire hétérogénéité de ce réservoir étudié.

L'analyse des cartes en iso-paramètres des niveaux réservoirs du Dévonien inférieur montrent que les paramètres pétrophysiques voir la porosité et la perméabilité ainsi que les paramètres géologiques sont en général médiocres, ce qui s'explique par l'action intense des processus diagénétiques (réservoir compact).

Le Dévonien inférieur étant le principal réservoir du bassin de Reggane, il a une porosité comprise entre 1 et 21% et des perméabilités atteignant les 3,2. Alors ces niveaux réservoirs sont considérés comme un objectif d'exploitation du gaz, surtout le Gédinnien et le Siegénien malgré que les caractères pétrophysiques soient modestes.

Après notre étude on conclue que la zone d'intérêt pétrolier est la région Nord-est car elle a de meilleurs paramètres pétrophysiques dans des intervalles précis de profondeurs, vers lesquelles on doit orienter l'exploration future.

Bibliographie

Références bibliographiques

- Attar et al., 1995**, Le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie, WEC Algérie, Sonatrach et Schlumberger, publié par Schlumberger, Technical Editing.
- Akkouche, M., 2007**, Application de la datation par traces de fission à l'analyse de la thermicité des bassins à potentialités pétrolières, exemple de la cuvette de Sebaa et du bassin Ahnet-Nord de la plateforme saharienne, Algérie, thèse de doctorat de l'université de Bordeaux I.
- Beuf, Bijou-Duval, De Carpal, Orgon, Gariel et Ben nacef, 1971**, Grés du Paléozoïque inférieur au Sahara. Sédimentation et discontinuités. Evolution structural d'un craton, thèse : Sciences naturelle : Strasbourg I.
- Bracène, R., 2002**, Géodynamique du Nord de l'Algérie, thèse de Doctorat en Sciences de la Terre, Université de Cergy Pontoise.
- Boudjemaa, A, 1987**, Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord-Oriental (Algérie). Thèse de Doctorat, Université Paris-Sud.
- Cojean, I et Renard, M, 2006** : Sédimentologie, 2eme édition Dunod.
- Fabre, J, 1976**, Introduction à la géologie du Sahara algérien et des régions voisines. Soc. Nat. Ed. Diff. Alger.
- Fabre, J, 2005**, Géologie du Sahara occidental et central. Musée royal de l'Afrique centrale : Belgique.
- Hellal, S, 2014**, Annexe01 Photos et fiches de carottes (Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur dans la partie Nord du bassin de Reggane), Division Exploration Sonatrach : Analyse Des Bassins.
- Khodjaoui, A, 2008**, Le Dévonien inférieur du bassin de Reggane sahara occidental algérien : sédimentologie ; bio-stratigraphie et stratigraphie séquentielle, thèse Magister : Géologie : Boumerdas : université M'hamed Bougara.
- Legrand, Ph, 1974a**, Résultats récents sur le problème de la limite cambro-ordovicienne au Sahara algérien septentrional. Bull. Soc. Hist. Nat. Afrique Nord.
-----, 1974b, Essai sur la paléogéographie de l'Ordovicien du Sahara algérien. Notes et mémoires. CFP. Paris.
- , 1985, Lower Paleozoic rocks of Algeria in Lower Paleozoic and North Western and West Central Africa. Edited by C.H. Holland, John and sons Ltd.
- Mehadji, A, et al, 2004**, Environnements sédimentaires de la Saoura-Ougarta (Sahara Nord-Ouest, Algérie) au Dévonien inférieur (Lochkovien supérieur *pro parte*-Emsien). Thèse de doctorat, université d'Oran.

Zattouta, B, Belhameche, F et Hakimi, S, 2005, Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur du bassin de Reggane. Rapport de la Division Exploration, Direction région Ouest. Sonatrach, rapport sonatrach

Logiciel utilisé

Petrel version 2014.2

Listes des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Carte géologique de l'Algérie.

Figure I.2 : orogène alpin périméditerranéen.

Figure I.3 : coupe structurale dans différents régions du domaine atlasique.

Figure I.4 : les différents bassins sédimentaires de la plate forme saharienne.

Chapitre II

Figure II-1 : Situation géographique du bassin de Reggane.

Figure II-2 : Situation du bassin à l'échelle de la géologie générale de craton ouest Africain.

Figure II-3 : Systèmes pétroliers dans le bassin de Reggane.

FigureII-4 : Colonne stratigraphique type simplifiée du bassin de Reggane.

Figure II.5 : Schéma structural montrant l'impact de la phase hercynienne sur la structuration de la partie Nord du bassin de Reggane.

Figure II-6 : (a) Les principales phases tectoniques qui ont affecté le bassin de Reggane.

(b) Coupes montrant l'évolution géodynamique du bassin de Reggane.

Chapitre III

Figure III.1 : Carte en isobathes du Gédinnien.

Figure III.2 : Carte en isobathes du Siégénien.

Figure III.3: Carte en isobathes de l'Emsien.

Figure III.4: Carte en isopaque du Gédinnien.

Figure III.5: Carte en isopaque du Siegénien.

Figure III.6: Carte en isopaque de l'Emsien.

Figure III.7: Carte en iso-Gross-Sand du Gédinnien.

Figure III.8: Carte en iso-Gross-Sand du Siegénien.

Figure III.9: Carte en iso-Gross-Sand de l'Emsien.

Figure III.10 : Modèle de séquence de dépôt de l'école d'Exxon 1988.

Figure III.11 : Cortège de bas niveau marin(LST).

Figure III.12 : Intervalle transgressif (TST).

Figure III.13 : Prisme de haut niveau marin (HST).

Figure III.14 : Quelques formes du Gamma Ray potentiel spontané, basées sur le contenu argileux. Noter la nature des contacts supérieurs et inférieurs.

Figure III.15 : Séquences et limites de séquences du Dévonien inférieur dans le puits RG-4.

Figure III.16 : Corrélation régionale NO-SE des différents niveaux stratigraphiques de la partie Nord-est du bassin de Reggane.

Figure III.17 : Corrélation régionale NO-SE des différents niveaux stratigraphiques de la partie Nord-est du bassin de Reggane.

Figure III.18 : Log sédimentaire du Gédinnien et photo des carottes 6 et 7 du puits HDK-2.

Figure III.19 : Log sédimentaire du Gédinnien et photo de la carotte 5 du puits HDK-2.

Figure III.20 : Log sédimentaire du Siegénien, Emsien et photo des carottes 4 et 3 du puits HDK-2.

Figure III.21 : Log sédimentaire d'Emsien et photo des carottes 1, 2 et 3 du puits HDK-2.

Figure III.22 : Log sédimentaire du Gédinnien et d'Emsien et photos des carottes 2 et 4 du puits EGB-1.

Chapitre IV

Figure IV.1 : Schéma général du matériel de diagraphie.

Figure IV.2 : Schéma de l'outil LDT (diagraphie Gamma-Gamma) et exemple d'enregistrement.

Figure IV.3 : Schéma de principe de la sonde neutron et exemple d'enregistrement.

Figure IV.4 : Schéma de principe d'une sonde FWS (Full-Wave-Sonic) et exemple de log.

Figure IV.5 : Schémas de principe de l'outil du Latérológ et exemple d'enregistrement.

Figure IV.6 : Carte en iso-porosité du Gédinnien.

Figure IV.7 : Carte en iso-porosité du Siégénien.

Figure IV.8 : Carte en iso-porosité de l'Emsien.

Figure IV.9 : Carte en iso-perméabilité du Gédinnien.

Figure IV.10 : Carte en iso-perméabilité du Siegénien.

Figure IV.11 : Carte en iso-perméabilité de l'Emsien.

Figure IV.12 : Carte de superposition de la porosité et la perméabilité du réservoir Gédinnien.

Figure IV.13 : Carte de superposition de la porosité et la perméabilité du réservoir Siégénien.

Figure IV.14: Carte de superposition de la porosité et la perméabilité du réservoir Emsien.

Figure IV.15: Typologie des réservoirs selon la porosité et la perméabilité.

Figure IV.16 : Distribution de la porosité en fonction de la perméabilité dans le réservoir du Gédinnien.

Figure IV.17: Distribution de la porosité en fonction de la perméabilité dans le réservoir du Siégénien.

Figure IV.18: Distribution de la porosité en fonction de la perméabilité dans le réservoir de l'Emsien.

Figure IV.19 : Localisation géographique des puits KL-4 et RG-7.

Figure IV.20 : Elan du Puits RG-7 au niveau du réservoir Gédinnien.

Figure IV.21 : Elan du Puits RG-7 au niveau du réservoir Siégénien.

Figure IV.22 : Elan du Puits RG-7 au niveau du réservoir Emsien.

Figure IV.23 : Elan du Puits KL-4 au niveau du réservoir Gédinnien.

Figure IV.24 : Elan du Puits KL-4 au niveau du réservoir Siégénien.

Figure IV.25 : Elan du Puits KL-4 au niveau du réservoir Emsien.

Liste des tableaux

Chapitre III

Tableau III.01 : Profondeurs du toit du Gédinnien.

Tableau III.02 : Profondeurs du toit du Siegénien.

Tableau III.03 : Profondeurs du toit d'Emsien.

Tableau III.4: Epaisseurs et profondeurs du toit du Gédinnien.

Tableau III.5 : Epaisseurs et profondeurs du toit du Siegénien.

Tableau III.6 : Epaisseurs et profondeurs du toit du l'Emsien

Chapitre IV

Tableau IV.1 : détermination du GR cuttof puits KL-4 et RG-7.

Tableau IV.2 : quelques paramètres pétrophysiques au niveau des bancs argileux intéressant dans le puits RG-7.

Tableau IV.3 : Représentation des résultats pour le réservoir Gédinnien. Puits « RG-7».

Tableau IV.4 : Représentation des résultats pour le réservoir Siegénien. Puits « RG-7 ».

Tableau IV.5: Représentation des résultats pour le réservoir Emsien. Puits « RG-7 ».

Tableau IV.6 : quelques paramètres pétrophysiques au niveau des bancs argileux intéressant dans le puits KL-4.

Tableau IV.7 : Représentation des résultats pour le réservoir Gédinnien. Puits « KL-4».

Tableau IV.8 : Représentation des résultats pour le réservoir Siegénien. Puits « KL-4 ».

Tableau IV.9: Représentation des résultats pour le réservoir Emsien. Puits « KL-4 ».