# **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



# Département des sciences géologiques

Domaine des sciences de la terre et de l'univers

Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de Master en Géologie

**Spécialité : Bassins sédimentaires** 

# THEME

Evolution latérale du réservoir siegénien (Dévonien inferieur) du pôle central du bassin de Berkine.

Réalisé par :

Mlle AFIA Khadidja.

Thème proposé par :

Mme HAOUAS Fatiha.

Soutenu le : 2017.

Devant le jury composé de :

Mr. ACHOUI M'hand	Maître assistant FSBSA/UMMTO	Président.	
Mr. AMROUCHE Farid	Maître assistant A FSBSA/UMMTO	promoteur.	
Mr. MOFREJ ISMA	Maître assistant B FSBSA/UMMTO	Examinatrice.	
Mr. MEDAOURI Mourad	Chef département /Sonatrach	Co-promoteur.	
	Promotion 2016/2017		

Remerciements

Au terme de ce travail je tiens vivement à exprimer ma gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire ; j'espère qu'ils trouveront au long de ces lignes toute ma reconnaissance.

Je remercie tout d'abord mon Dieu qui m'a donné la force pour terminer ce modeste travail.

En second lieu, je tiens à exprimer, une profonde reconnaissance à mon co-promoteur Madame (HAOUAS Fatiha), pour son grand soutien et ses conseils considérables et mon promoteur, le professeur (Mr AMROUCHE Farid).

*Je tiens à remercier également, le président et les membres du jury pour l'honneur qu'ils me font, en acceptant de juger et évaluer mon travail, à Mr Achoui M'hand et Mme Mofrej Isma.* 

*Je remercie chaleureusement Mr MEDAOURI Mourad, chef de département Berkine ouest,* à la Division Exploration-Production SONATRACH.

Un grand remerciement à tous les ingénieurs du département Berkine ouest, Division Exploration, surtout Monsieur LACEB Sofiane et Mlle ABDOUS Siham, qui m'ont beaucoup aidé tout au long de ce travail.

A Mr Mahmoud CHAYA, Chef de département formation à la Division Exploration et un grand remerciement a Mr KEBIR Younes et Mr SALEM, qui m'ont beaucoup aidé dans la réalisation de mon stage pratique.

*Un grand remerciement aux enseignants du département Sciences de la Terre et l'Univers de l'Université de Tizi- Ouzou.* 

*Que toute personne ayant participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail, acceptent mes sincères remerciements.* 

AFIA Khadidja.

Dédicaces

Je dédie ce travail :

A Mon cher père Fatah. Qui m'a conseillé de faire la Géologie.

A Ma chère mère Laila qui m'a apporté sans cesse amour, Soutien et encouragements

A toute la famille AFIA, la famille RIH, et la famille BELAIDI.

A ma chère amie Meriem.

Mes chères sœurs Mounia, Hadjer, Souad, Bouchra.

Mes chers frères Toufik, Med Salim, Med Yazid.

A tous mes amis(es) chacun (e) son nom, Et tous ceux que j'aime.

AFIA Khadidja.

# **SOMMAIRE**

# Table des matières :

Remerciements.

Dédicaces.

Liste des figures.

Liste des Tableaux.

Résumé.

Abstract.

# Chapitre I : Généralités.

I) Introduction Générale	01
I.1)Introduction	01
I.2) Travaux antérieurs	01
I.3) Problématique.	02
I.4) Données de base.	02
I.5) Méthodologie.	03
II). présentation du bassin de Berkine	05
II.1) Cadre géographique régional du bassin de Berkine.	05
I.2) Cadre géologique régional du bassin de Berkine.	06
I.3) Cadre structurale global.	09
I.4) Evolution tectonique du bassin de Berkine.	10
II.5) Cadre géographique du pôle central de Berkine.	14
II.6) Cadre géologique du pôle central de Berkine.	15
II.7) Litho-stratigraphique de la région d'étude.	16

II.5) Cadre structural local.	24
II.6) Système pétrolier.	25
II.6.1) Introduction.	25
II.6.2) Définition.	25
II.6.3) Système pétrolier de la région d'étude.	27
Chapitre II : Sédimentologie du réservoir siegénien F6.	
I) Introduction.	31
II) Notions de sédimentologie.	31
II.1) Les principaux milieux de sédimentation.	31
II.2) Critères d'identification du milieu de dépôts.	35
III) Etude sédimentologique du réservoir siegénien.	36
III.1) Stratigraphie.	36
III.2) Analyse sédimentologique.	38
III.3) Description de carotte	39
III.4) Commentaire sédimentologique.	42
III.5) Conclusion.	45
Chapitre III : Etude pétrophysique du réservoir siegénien.	
I) Introduction.	46
II) Rappels.	46
II.1) Caractéristiques pétrophysiques d'un réservoir.	46
II.2) Les diagraphies.	47
III) Caractérisation pétrophysique du réservoir siegénien.	50
III.1) Etude pétrophysique.	50

III.2) Conclusion.	52
Chapitre IV : Evolution latérale du réservoir siegénien F6.	
I) Introduction.	54
II) Evolution des propriétés pétrophysiques de Siegénien F6.	54
II.1) Variation de la porosité.	55
II.1.1) Carte en iso-porosité de Siegénien F6.	55
II.1.2) Commentaire des cartes.	58
II.2) Variation de la perméabilité.	58
II.2.1) Carte en iso-perméabilité de Siegénien F6.	58
II.2.2) Commentaire des cartes.	61
II.3) Variation de la saturation.	61
II.3.1) Cartes en iso-saturation de Siegénien F6.	61
II.3.2) Commentaire des cartes.	64
II.4) Conclusion.	64
III) Evolution latérale des corps gréseux du SiegénienF6.	64
III.1) Profil de corrélation Est-ouest.	65
III.2) Profil de corrélation Nord-sud.	66
III. 3) Commentaire.	67
Conclusion générale	68
Bibliographie	69

# Liste des figures

Fig. I.01: Carte de Situation des bassins, en Algérie.	05
Fig.I.02: Esquisse structurale et isopâques du Paléozoïque du bassin de Berkine.	06
Fig.I.03: Coupe lithologique et évolution séquentielle du Bassin de Berkine.	09
Fig.I.04 : Coupe synthétique du Bassin de Berkine.	13
Fig. I.05: localisation de la zone d'étude	14
Fig.I.06 Carte structurale au toit de l'Ordovicien du pôle central de Berkine	15
Fig.I.07 : Charte stratigraphique (Trias/Paléozoique) de la zone centrale	
du bassin de Berkine	22
Fig.I.08 Ecorché sous la discordance hercynienne au niveau du pôle central de Berkine	24
Fig.I.09 : Représentation d'un système pétrolier et la migration des hydrocarbures	26
Fig. I. 10 : Système pétrolier au niveau du pôle central de Berkine.	30
<b>Fig.II.01 :</b> Principaux types de barres fluviatiles; (1) chenal droit; (2) chenaux en tresse.	32
Fig.II.02 : Schéma d'un système fluviatil à méandres.	32
Fig.II.03 : Zonation bathymétrique de la plate-forme continentale.	33
Fig.II.04: Morphologie d'une marge continentale passive.	34
Fig. II.05: Morphologie d'un Delta.	35
Fig. II.06 : Découpage séquentiel du Siegénien, extrait de la charte stratigraphique du pôl	e
Central de Berkine.	37
Fig. II.07 : Méthodes et étapes de l'étude sédimentologique utilisées.	38
Fig. II.08 : Description de carotte C-1, puits-1 Siegénien F6-1.	40
Fig. II.09 : Description de carotte C-1, puits-1 Siegénien F6-2.	41
Fig.II.10: Model sédimentologique conceptuel pour le SiegénienF6.	45

Fig.III.01 : Elan du puits REF-2, représente les déférents types des diagraphies	53
Fig.IV.01: Plan de position des puits utilisés lors de l'étude.	54
Fig.IV.02 : Carte en iso-porosité du Siegénien F6-1.	56
Fig.IV.03: Carte en iso-porosité du Siegénien F6-2.	57
Fig.IV.04: Carte en iso-perméabilité du Siegénien F6-1.	59
Fig.IV.05: Carte en iso-perméabilité du Siegénien F6-2.	60
Fig.IV.06: Carte en iso-saturation du Siegénien F6-1.	62
Fig.IV.07: Carte en iso-saturation du Siegénien F6-2.	63
Fig.IV.08: Corrélation Est-Ouest passant par les puits ; WMN-1, AH-1, MC-1, MN-1.	65
Fig.IV.09: Corrélation Nord-Sud passant par les puits MN-1, MC-1, LSW-1, BK-1	
et MSW-1.	66
Liste des tableaux :	
Tableau .I.01: Données de basse disponible pour chaque puits.	03
<b>Tableau.III.01:</b> Résultats des diagraphies de puits REF-2 du siegénien F6-1.	51
Tableau.III.02 : Résultats des diagraphies de puits REF-2 du siegénien F6-2.	51
Tableau IV.1 : Données carotte utilisées pour l'élaboration des cartes et les résultats	
Pétroliers de ces puits	55

#### **Résumé :**

Faisant partie de la plate-forme saharienne, le bassin de Berkine est situé dans la partie Nord-est de la plate-forme saharienne, sur près de 120000 km<sup>2</sup>.

Notre zone d'étude consiste en la partie centrale du bassin de Berkine et précisément le périmètre Menzel Ledjmet II (bloc 405a).

Le périmètre Menzel Ledjmet (bloc 405a) est situé entre les latitudes 30°.00 -30°.40 Nord et les longitudes 7°.30 – 8°.00 Est. D'une superficie totale de 1420,76 km<sup>2</sup> et une superficie nette de 1 181,96 km<sup>2</sup>, il est localisé dans les wilayas de Ouargla et d'Illizi et dans la région de l'Erg Oriental à environ 240 km au Sud -Est de Hassi Messaoud.

Plusieurs compagnes de prospection ont été faites, dont l'objectif est l'évaluation des différents réservoirs du bassin de Berkine.

Ce travail a été mené dans le but de déterminer les différences et les analogies des caractéristiques du réservoir siegénien du pôle central du bassin de Berkine.

Le réservoir siegénien est un objectif relativement récent, pour faire l'étude de l'évolution latérale de ce réservoir, une étude géologique détaillée a été faite sur le réservoir à l'aide des différentes analyses sédimentlogiques et pétrophysiques.

Les analyses sédimentlogiques ont montré que le milieu de dépôts du réservoir siegénien est divisé en deux unités, un environnement estuarien pour le F6- 1, et marin de shore face (avant plage) pour le F6-2.

L'analyses pétrophysique s'est basée sur l'étude des caractéristiques pétrophysiques dans les différentes formations de ce réservoir (la porosité, la perméabilité, la saturation en eau, l'argilosité.....).

Cette étude pétrophysiques représente les différents niveaux à hydrocarbures, définis par les bonnes caractéristiques pétrophysiques.

L'étude de l'évolution latérale du réservoir siegénien qui représente deux profils de corrélation et des cartes en iso-valeurs, permet de conclure que l'évolution de ce réservoir est contrôlée par la présence de bonnes caractéristiques pétrophysiques.

**Mots clés :** Bassin de Berkine, Siegénien, sédimentologie, pétrophysiques, évolution latérale, réservoir.

#### Abstract:

Part of this Saharan platform, the Berkine basin is located in the northeastern part of the Saharan platform, on nearly 120000km<sup>2</sup>.

Our study area consists of the central part of the Berkine basin and precisely the perimeter Menzel ladjmet II (Block 405 a).

The perimeter Menzel Ladjmet II (Block 405 a) is located between latitudes 30°.00-30°40. North and longitudes 7°.30-8°.00 East .With a total area of 1420,76 km<sup>2</sup> and a net area of 1181,96 Km<sup>2</sup> it is located in the region of eastern erg about 240km southeast of Hassi messaoud .

Several prospecting companions were made, whose objective is the evaluation of the Berkine basin.

This work was carried out with aim of determining the different and analogies of the characteristics of the siegénien reservoir of the central pole of the Berkine basin. The siegénien reservoir is a relatively recent objective to study the lateral evolution of this reservoir. A detailed geological study was carried out on the reservoir using various sediment logical analyzes showed that the medium of deposits of the siegénien reservoir is cited to two units, an Estuarine environment fort the F6-1 and shore face (front range) for the F6-2 . The petro physical analyzes are based on the petro physical characteristics in the different formations of this reservoir. (The porosity, permeability, water saturation, clay...) This petro physical study represents the different hydrocarbon levels which are defined by good petro physical characteristics.

The study of the lateral evolution of the siegénien reservoir, which represents two correlation profiles and maps in iso values, makes it possible to conclude that evolution of the presence of the good petro physical characteristics.

**Keywords:** Berkine basin, Siegénien, sedimentology, petrophysicals, lateral evolution, a reservoir.

# **Chapitre I :**

Généralités.

# 1) Introduction générale :

#### I.1) Introduction :

Ce sujet a été proposé dans le cadre d'une convention, entre l'université MOULOUD MAMMERI de Tizi -Ouzou et la Division Exploration (SONATRACH), il consiste en une mise au point sur l'évolution latérale du réservoir siegénien dans le pôle central du bassin de Berkine.

#### I.2) Travaux antérieurs :

Le paléozoïque de bassin de Berkine était déjà connu avant la second guerre mondiale par les travaux des géologues Italiens dans le Bassin de Fezzan (Desio 1936; Rossi 1939) et les notes des universitaires Français (1945) Menchikoff, Lelubre Freulon et le Franc.

Parmis les autres qui ont fait notamment progresser les connaissances géologiques sur ce Bassin ne citrons.

Legrand.M (de 1967 à 2002) qui s'intéressa plus particulièrement au Dévonien des différents Bassins du Sahara algérien.

Lys.M (1964-1979) dont les différent études micro-paléontologiques ont amélioré la datation qui était, à l'origine, essentiellement basée sur les Brachiopodes et les Goniatites.

Fabre.J (1968 à 2005) dont de nombreux Travaux ont porté sur la stratigraphie et la tectonique des bassins sahariens.

Massa.D et Termier.G (1974) qui ont publiè une important synthèse sur la stratigraphie et la paléontologie du bassin de Berkine.

Massa.D et Vachard.D (1979) qui dans leur étude micro-paléontologique le bassin de Berkine ont défini 13 Biozones depuis le Tournaisien supérieur jusqu'au Moscovien.

Les géologues et les géophysiciens de la Sonatrach et des autres sociétés pétrolières ont également apporté leur contribution par la réalisation de nombreuses études et rapports internes.

L'exploration dans le bassin de Berkine a commencé vers les années 50 avec l'acquisition des données aéromagnétiques, gravimétriques et sismiques. Les plus importantes découvertes sont celles de Gassi Touil, El Borma et Rhourde Nouss. D'autres découvertes ont suivis, à savoir Hassi Chergui, Rhourde Chouf, Bridés, Rhourde Adra, Nezla et Gassi El Adem.

Au niveau du pôle central de Berkine, l'activité de SONATRACH en effort propre a commencé par le forage des satellites des grands gisements, l'exploration a donc visé principalement le Trias et secondairement le Dévonien avec les premiers puits Ait Hamouda.

# I.3) Problématique:

L'exploration au niveau du pôle central de Berkine s'est longtemps intéressée au réservoir Trias et Carbonifère, les réservoirs du Dévonien sont des objectifs relativement récents, Le Siegénien (Dévonien inferieur) a été traversé par de nombreux forages montrent des qualités réservoirs en terme de porosité et perméabilités qui varient latéralement d'un zone à l'autre le problème poser et de comprendre comment varient latéralement caractéristique dans l'espace et qu'elle sont les facteurs à l'origine de ces variations.

Les réponses à ces questions vont servir pour une meilleure orientation des zones à prospecter ou ce réservoir présentera de meilleures caractéristiques

A travers ce dernier, nous espérons apporter d'avantage de précisions concernant cette problématique.

#### I.4) Données de base :

**Quatorze** (14) puits ont été soigneusement sélectionnés, ces puits sont répartis sur l'ensemble du périmètre afin d'avoir une vision globale. Pour des raisons de confidentialité, les noms des puits ont été modifiés. Les données disponibles pour chaque puits sont mentionnées sur le tableau suivant:

Numéro	Puits	Diagraphies	Carottes	Mesures
de puits				pétrophysiques
01	Puits A	+	+	-
02	Puits B	+	-	-
03	Puits C	+	-	-
04	Puits D	+	-	+
05	Puits E	+	-	-
06	Puits F	+	-	+
07	Puits J	+	-	+
08	Puits H	+	-	-
09	Puits I	+	-	-
10	Puits G	-	-	+
11	Puits K	-	-	+
12	Puits L	-	-	+
13	Puits M	-	-	+
14	Puits N	-	-	+

 Tableau I. 01: Données de base disponibles pour chaque puits.

En plus de ces données, nous avons également utilisé celles puisées des travaux sur la région d'étude que nous citerons dans la bibliographie.

# I.5) Méthodologie:

La méthodologie adoptée dans ce travail a nécessité plusieurs phases, à savoir:

Choix des sondages :

Un puits a été choisi pour la description de carottes, (pour avoir déterminé les milieux de dépôt)

Un puits a été utilisé pour l'étude pétrophysique.

Huit (08) puits pour établir les cartes en iso-valeurs.

Neuf (09) puits pour établir des corrélations.

Synthèse bibliographique:

Cette synthèse nous a permis entre autres de mettre en évidence les caractères sédimentlogiques, le découpage du Siegénien en formations, et l'interprétation des milieux de dépôt.

Caractérisation du réservoir siegénien F6.

Etude sédimentlogique et découpage lithologique du réservoir siegénien F6.

Définir les caractéristiques pétrophysiques de chaque niveau.

Evolution latérale du réservoir siegénien F6.

Etablissement de cartes en iso-porosités, iso-perméabilités et iso-saturations pour chaque niveau du Siegénien et corrélations entre les puits.

-Le chapitre I: Comporte une petite introduction pour définir et donner une vue globale de ce mémoire et assembler l'idée générale de ce travail.

- Le chapitre II : il est consacré aux généralités, il définit la problématique, les données de base ainsi que la méthodologie adoptée, il comporte également une mise au point sur le bassin de Berkine, ainsi que sur le pôle central (position géographique et géologique, historique, géologie, structuration et aspect pétrolier).

- Le chapitre III : il expose l'architecture des dépôts du réservoir siegénien du pôle central de Berkine. Et nous a permis entre autres de mettre en évidence les caractères sédimentlogiques.

-Le chapitre IV: il comporte une caractérisation pétrophysique et pétrolière du réservoir siegénien.

-Le chapitre V: est dédié aux cartes en iso-valeurs des paramètres pétrophysiques et aux corrélations, pour avoir conclu l'évolution du Siegénien F6.

-Le chapitre VI : c'est une conclusion générale.

# II) présentation du bassin de Berkine :

# II.1) Cadre géographique régional du bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine est situé dans la partie Nord-Est de la plate-forme saharienne entre les latitudes 29° - 34° Nord et les longitudes 3° - 10°Est, il est à cheval sur trois pays : L'Algérie dans sa partie occidentale, la Libye dans sa partie orientale et le Sud de la Tunisie dans sa partie septentrionale.

La partie occidentale, qu'est la partie algérienne de ce bassin, se situe dans la partie Sud-Est du Sahara Algérien entre les méridiens 6°- 10° Est et les parallèles 29°- 32° Nord, sur près de 120000 km<sup>2</sup> de superficie en Algérie, cette dernière représente le tiers de la superficie totale du bassin de Berkine.



Fig. I.01: Carte de Situation des bassins, en Algérie (Wec 2007).

# II.2) cadre géologique régional du bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine consiste en un bassin Intracratonique formé dès le début du Cambrien. Il est composé d'une puissante assise sédimentaire de plus de 6500 m d'épaisseur, formée essentiellement de sédiments Méso – paléozoïques.

Le bassin de Berkine est limité au Nord par le môle de Dahar-Naffusah, au Sud-Est par le soulèvement de Qarquaf (la Libye), au Sud par le bouclier du Hoggar (l'Algérie), la limite occidentale est représentée par le môle Amguid El Biod (l'Algérie). Tandis que la limite orientale n'est pas bien définie, peut être chevauchée par le flanc occidental du grand bassin de Sirt (ECHIKH,k in MACGREGOR, D.S. 1998 in GHARBI, A. 2011).



**Fig.I.02:** Esquisse structurale et isopaques du Paléozoïque du bassin de Berkine (Beicip Franlab, 2009)

# II.3) Cadre structural global :

Le bassin de Berkine est classé comme un Bassin intra-cratonique où la déformation se propage sur de vaste surface (Kazi Tani, N, 1998) il est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

#### **II.3.1) Domaine ouest :**

C'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude.

Plusieurs axes structuraux ont été mis en évidence dans le bassin, de l'Ouest vers l'Est :

- l'axe structural de Zemoul Kbar-Rec (ZEK-REC).
- Les axes structuraux Oued El Teh-Bir Berkine (WT-BBK) et El Borma.
- L'axe structurale d'Ourhoud-SIF-Fatima.
- L'axe structurale Rhourd Kerma Rhourd yakoub (RKE-Ry).
- Le complexe structural Menzel Ledjmet Sud-est, El Merk Nord (MLSE- EMN).
- L'axe structurale Akfadou zemlet charguia-El Merk Est (ZCH-EME).

#### **II.3.2)** Domaine central :

C'est un domaine, où les structures sont relativement moins prononcées, avec une remontée monoclinale vers le Nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques. Les failles qui résultent de la tectonique cassante, ayant affecté les deux domaines sont multidirectionnels, Les études structurales ont montré que les accidents NE-SW seraient dus principalement aux mouvements distensifs.

### II.3.2.1) Les principales orientations des failles observées sont :

#### **II.3.2.1.A)** Direction subméridienne :

Les failles subméridiennes se caractérisent par de forts rejets, pouvant atteindre 2000m comme dans le cas de la faille de Ramade et 500m et plus dans la région de Rhourde Nouss, avec des structures de grandes amplitudes.

#### II.3.2.2.B) Direction Nord-Est, Sud-Ouest :

Les failles NE-SW sont caractérisées par une composante de décrochement importante avec ramification dans la partie supérieure, les structures associées sont des blocs basculés ou des structures 'en fleur', cette direction interfère avec la direction subméridienne. Sur la majorité des rejeux tectoniques à caractère inverse (faille inverse), s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures. En plus il y'a d'autres orientations secondaires de failles qui existent localement :

**II.3.2.2.C) Direction Nord 70° :** elle se ressent dans la région de Rhourde Nouss, au niveau de la structure de Taouil et dans la région de Menzel Ledjmet.

**II.3.2.2.D) Direction sub-équatoriale :** au sud Est d'Ahara et à l'Ouest sur le trend Tartrat.

II.3.2.2.E) Direction Nord 150° : au Nord-est du bassin.

# **Remarque :**

Les structures anticlinales de grandes amplitudes et de petites surfaces sont liées aux directions des failles inverses Nord –Sud, localisées dans la partie Sud-est triasique, tandis que les structures de faibles amplitudes et de grandes surfaces sont rattachées aux directions des failles normales décrochant Nord-Est/ Sud-Ouest localisée dans le reste du bassin (RAPPORT SONATRACH)



**Fig.I.03:** Coupe lithologique et évolution séquentielle du Bassin de Berkine (SONATRACH 2014).

# II.4) Evolution tectonique du bassin de Berkine :

L'histoire géologique du bassin de Berkine est liée directement à la structuration de tout la plate-forme saharienne, elle est caractérisée par plusieurs phases tectoniques :

# II.4.1) cycle Panafricain :

Cet événement est marqué par la collision au précambrien entre le craton Ouest africain et le bloc est-africain, provoquant un serrage E-O qui a engendré des accidents subméridiens, qui jouent par la suit un rôle majeur dans la structuration et l'individualisation de la plate-forme saharienne. l'évènement majeur panafricain est suivi d'une période d'érosion important aboutissant à une vaste pédiplaine infra-tassilienne, avec un léger plongement vers le Nord.

# II.4.2) cycle calédonien :

Durant cette période, plusieurs phases se succèdent dans le temps, elles sont identifiées comme suit :

# Distension Cambro-Ordovicienne :

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

#### Ia phase de compression taconique :

au caradoc, s'est produit un changement de contraintes avec des mouvements compressifs le long des accidents subméridiens en formant des plis d'axes N-S, accompagné de soulèvement régionaux (des boucliers Reguibat et Touareg), entrainant une érosion atteignant le socle, parallèlement, un changement climatique provoque l'installation d'une callotte glacière sur le sahara centrale matérialisé par des discordance de ravinements atteignant parfois le socle.

# Ia distension Silurienne :

Elle est marqué par la présence de niveaux doléritiques au contact ordovicien-silurien, ce volcanisme traduit un régime de contrainte distensif lié en partie au rebond isostatique dû à la fonte d'une calotte glacière et qui engendre des dépôts d'argiles noirs.

# la phase de compression calédonienne :

S'exprime par un soulèvement générale d'une grande partie du Hoggar et des parties méridionales, suivi d'un changement de la sédimentation avec des argiles noires à graptolites à une sédimentation détritique correspondant aux des tassilis externes, provenant du SE et se dépose sous forme de système fluviatile.

# la distension du dévonien inférieure :

elle est caractérisée par différents phénomène tectono-sédimentaire avec les variations d'épaisseurs et un volcanisme basique qui ont provoqués le rejet synsédimentaire de failles et de structures préexistantes.

#### Mouvement du dévonien moyen et supérieur (évènement frasnien) :

Cette période a connu l'existence de deux discordances, l'Emsienne et l'Intra-dévonienne qui ont érodé les formations antérieures. Ce qui a provoqué la superposition de l'une sur l'autre, suivi d'une transgression marine.

# II.4.3) Cycle Hercynien :

Il engendre deux phases compressives

- Précoce N040 (permien) : provenant de la création des structures allongées NW-SE le long des accidents subméridiens.
- Majeure N120 (permien) : il s'est traduit par la création des structures NE-SW le long des grands accidents du socle.

# II.4.4) Cycle Alpin :

Il englobe les phases et les faits marquants suivants :

- La phase Trias-Jurassique : elle est le siège du basculement de la dalle saharienne vers le Nord provoqué par l'ouverture de l'atlantique suivi d'une subsidence continue et important due à une charge sédimentaire de type marin.
- La phase Crétacé-Tertiaire : des soulèvements importants ont donnés des nouvelles structures dans le bassin de Berkine
- La phase burdigalienne (Oligocène supérieure-Miocène inférieur) :

elle correspond à la réactivation de la phase atlasique marquée par le basculement du bassin de Berkine vers le Nord d'une part, et qui a fait rejouer les accidents subméridiens en décrochement dextre pour former des plis NW-SE, d'autre part.



Fig.I.04 : Coupe synthétique du Bassin de Berkine (Eschard et al ; 2006 –, in LACEB, S).

# II.5) Cadre géographique du pôle central de Berkine :

La zone d'étude consiste en la partie centrale du bassin de Berkine et précisément le périmètre Menzel Ledjmet II (bloc 405a).

Le périmètre Menzel Ledjmet (bloc 405a) est situé entre les latitudes  $30^{\circ}.00 - 30^{\circ}.40$ Nord et les longitudes  $7^{\circ}.30 - 8^{\circ}.00$  Est. D'une superficie totale de 1420,76 km<sup>2</sup> et une superficie nette de 1 181,96 km<sup>2</sup>, il est localisé dans les wilayas de Ouargla et d'Illizi et dans la région de l'Erg Oriental à environ 240 km au Sud -Est de Hassi Messaoud.



Fig. I.05: localisation de la zone d'étude (Article collectif Euro Magrébin, 2015).

# II.6) Cadre géologique du pôle central de Berkine :

Le périmètre Menzel Ledjmet II, Blocs 405a se situe dans le domaine central du bassin de Berkine. La région est caractérisée par une topographie dunaire importante qui peut atteindre 400m de hauteur par endroit.

Le schéma structural actuel de la région a été hérité des différentes phases tectoniques qui ont affecté le bassin, les plus importantes sont La phase hercynienne précoce de direction N40° et la phase post Namurien de direction N120°, ces deux phases sont responsables de mouvements compressifs.

Les principaux événements qui se sont succédé par la suite sont: la phase distensive du Trias/Lias et la phase compressive à transgressive autrichienne.



Fig.I.06 : Carte structurale au toit de l'ordovicien du pôle central de Berkine (SONATRACH

# II.7) Litho-stratigraphique de la région d'étude :

La géologie de la région est caractérisée par une colonne litho-stratigraphique mésozoïque épaisse de plus de 4500m, reposant en discordance sur le Paléozoïque d'épaisseur de 1407 m environ. Le Mésozoïque est surmonté par un faible épandage détritique d'âge quaternaire de 180 m.

# II.7.1) Le Socle :

Le socle est composé de roches précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

II.7.2) Le Paléozoïque : Celui-ci est constitué de :

#### II.7.2.1) Le Cambrien :

Ces dépôts reposent sur un socle Précambrien représenté par des grés et des quartzites à passées conglomératiques avec une épaisseur moyenne de 300m.

#### II.7.2.2) L'Ordovicien :

Il repose sur le Cambrien et il est composé d'une alternance des grès et d'argile :

- Les argiles d'El Gassi.
- Les grés d'El Atchane.
- Les quartzites de Hamra.
- Les grés d'Ouargla.
- Les argiles d'Azzel.
- Les grés d'Oued Saret.
- Les argiles micro conglomératiques.
- Les grés de Ramade.

#### II.7.2.3) Le Silurien :

Reposant sur l'ordovicien, il est composé d'argiles noires riches en matière organique qui forme une importante roche mère, celle-ci est surmontée par un important dépôt argilogréseux.

II.7.2.4) Le Dévonien : Il est formé des termes suivants :

#### Le Gédinnien :

D'une épaisseur d'environ 45m, il constitué de Grés blanc a gris claire translucide, fin à moyen parfois grossier subanguleux à subarrondi siliceux à silico quartzitique, ferrugineux, compact, dur avec fines passées d'Argile grise, localement brun rouge tendre à indurée silteuses, pyriteuse.

#### Le Siegénien:

Son épaisseur maximale est de 50m, il est constitué de Grés gris blanc à gris vert et brun, parfois rougeâtre, ferrugineux, fin a moyen, parfois grossier, silico argileux dur avec passée d'Argiles grise, tendre à induré, silteuses, micacée et pyriteuse.

#### > L'Emsien:

D'épaisseur environ 60m de Grés gris blanc à gris beige très fin à fin, rarement moyen, siliceux à silico-argileux localement carbonaté friable à moyennement consolidé avec passées d'Argile gris foncé tendre à indurée silteuses, micacé, carbonaté et de calcaire gris brun a gris blanc, argileux tendre.

#### ➤ ) L'Eifelien:

Son épaisseur et d'environ 41m constituée d'Argile gris à gris foncé, tendre à indurée silteuses, micacée, carbonatée avec fines passées de calcaire gris –claire à blanc, microcristallin.

#### > Le Givetien:

Il est constitué d'une alternance d'argile gris foncé à noire, tendre à indurée, silteuse, micacée carbonatée et de calcaire gris, microcristallin parfois argileux moyennement dur.

#### > Le Frasnien :

Son épaisseur est de 107m, il est constitué d'Argile gris-foncé à noire tendre à indurée silteuse micacée et feuilletée, parfois carbonatée avec fin passée de calcaire gris, fossilifère moyennement dur. Avec des traces de pyrite.

#### Le Faménnien:

De 360m d'épaisseur environ, il est constitué d'Argile gris -foncé à noire, charbonneuse, tendre à induré silteuse, micacée légèrement feuilletée, pyriteuse fossilifère avec fines passée à traces de calcaire gris blanc argileux tendre et de grés gris blanc, très fin silico-argileux, dur.

#### > Le Strunien:

De 180 m d'épaisseur environ, il est caractérisé de grés gris blanc à gris sombre très fin à fin, silico-argileux, moyennement dur à friable avec fines passées d'argile noir tendre indurée silteuse, micacée et pyriteuse, passant localement à du siltstone gris blanc à blanc et gris vert,

#### II.7.2.5) Le Carbonifère :

Le Carbonifère correspond au cycle sédimentaire paléozoïque final. Il est constitué des termes suivants:

#### ➢ Le Tournaisien :

Son épaisseur moyenne est de 50 m environ, il est constitué de Grés gris brun à gris beige fin à moyen, silico-argileux friable à moyennement consolidé avec fines passées d'argile gris foncé à noir, indurée silteuse micacée, légèrement feuilletée avec des traces de pyrites.

#### Le Viséen :

Son épaisseur peut atteindre 100 m, il est composé d'alternance de Grés et d'Argile, les Grés sont blancs gris claire ou bien foncé, tendre à induré, silteux, micacé, subanguleux à subarrondi, très fin à fin siliceux à silico-argileux par endroits ce grés peut être vert et brun légèrement chloriteux et pyriteux avec des passées d'argile gris-foncé à noire tendre à indurée finement Silteuse légèrement feuilletée.

#### II.7.3) Le Mésozoïque :

#### II.7.3.1) Le Trias : il est constitué du :

# II.7.3.2) Trias Argilo- Gréseux inférieur (TAGI) :

Son épaisseur peut atteindre 87m de grés gris blanc à blanc et gris vert fin à moyen parfois grossier subarrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux, localement pyriteux, friable à moyennement consolidé avec intercalation d'argile brun-rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse avec des traces de pyrite.

#### II.7.3.3) Trias Carbonaté :

Son épaisseur est d'environ 50 m, il est constitué d'argile verte à gris verdâtre et brun rouge, tendre à indurée, silteuse localement dolomitique avec passées de dolomie blanc beige, tendre et de grés gris blanc à gris vert, très fin à fin, silico-argileux, moyennement dur.

# II.7.3.4) Trias Argilo- Gréseux supérieur (TAGS) :

Son épaisseur et la plus petite parmi les réservoirs du Trias, il peut atteindre le 19 m et il est constituée de Grés gris blanc, très fin, siliceux à silico-Argileux, dur avec intercalation d'Argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée silteuse.

#### **II.7.3.5**) Trias Argileux :

Son épaisseur maximale est de 23m, il est constitué d'argile brun rouge et brunâtre, rarement gris vert, tendre à indurée silteuse avec traces d'Anhydrite blanche, tendre, pulvérulente. Et des traces de sel rosâtre.

**II.7.3.2**) Le Jurassique : Il est constitué du Lias, Dogger et du Malm:

## **II.7.3.2.1**) Le Lias :

Son épaisseur est de 433m sels massif blanc et translucide ou rosâtre dans certaines endroits, il est amorphe localement Anhydritique et dolomitique. Le massif de sel est présent avec des intercalations à passées d'Argiles brun rouge et gris-verdâtre tendre à pâteuse, légèrement salifère dans des autres endroits en trouve des calcaires gris-blanc.

#### **II.7.3.2.2)** Le Dogger :

Son épaisseur peut atteindre 221 m, il se divise en deux niveaux, le dogger lagunaire et le dogger Argileux, il est caractérisé par des alternances d'argile brun-rouge, silteuse, passant à des silts tendres à pâteux, carbonatés avec passées de grés blanc très fin à moyen, à ciment argileux à argilo-siliceux, friable.

#### **II.7.3.2.3**) Le Malm :

Son épaisseur et proche de 290 m, il est constitué d'argile versicolore indurée, silteuse, carbonatée et d'argile brun-rouge, passant à des silts tendres et de grés fin à très fin, à ciment argileux et silico-carbonaté friable.

II.7.3.3) Le crétacé : Il est composé de faciès différents comme suit :

# II.7.3.3.a) Néocomien :

D'une épaisseur moyenne de 270m, il est composé d'argile brun-rouge et gris-verdâtre silto-sableuse légèrement carbonatée, tendre avec passées de grès blanc, fin à ciment silto-carbonaté, friable.

#### II.7.3.3.b) Barrémien :

Son épaisseur peut atteindre 400m, il est composé d'alternance de grès blanc à brun fin à très fin, rarement grossier, à ciment argileux à argilo-carbonaté, friable et d'argile brun-rouge silto-sableuse avec présence de lignite.

#### **II.7.3.3.c)** Aptien :

L'épaisseur maximale est d'environ 28 m, il est constitué de dolomie gris à beige parfois gris avec des alternances d'Argile gris-vert, tendre et de calcaire gris-blanc cryptocristallin, argileux moyennement dur.

#### **II.7.3.3.d**) Albien :

Son épaisseur est de 221 m au maximum il est composé de grés blanc à gris fin, argileux, friable avec intercalation d'argile brun rouge et gris vert, tendre,

#### II.7.3.3.e) Cénomanien :

Son épaisseur est de 258m au maximum, il est constituée d'alternances d'Argile brun rouge et gris verdâtre, tendre, carbonaté et de sel blanc translucide, parfois rosâtre, massif avec passées de calcaire gris blanc à beige, microcristalline moyennement dur et un niveau d'anhydrite blanche, tendre pulvérulente.

#### II.7.3.3.f) Turonien :

De 136 m de calcaire dolomitique gris clair à blanc et beige, crayeux parfois argileux, moyennement dur avec passées d'Argile grise à gris verdâtre et brun rouge, tendre légèrement carbonatée.

#### II.7.3.3.g) Sénonien :

Il se divise en trois niveaux salifères, anhydritique et carbonatés son épaisseur maximale est d'environ 577m généralement, le salifère en premier est caractérisé par du sel massif blanc, translucide à rosâtre avec fines passée d'argile brun rouge et gris verdâtre tendre salifère.

Le deuxième est anhydritique, il est constitué d'Anhydrite blanche à translucide, pulvérulente localement cristalline, dure avec passées de dolomie à calcaire gris blanc à beige et d'Argile gris à gris verdâtre.

Enfin le niveau carbonaté qui se caractérise par des calcaires gris blanc à blanc microcristallin moyennement dur parfois gris-verdâtre argileux tendre avec passées de dolomie gris beige à beige microcristalline, moyennement dure et d'argile grise, tendre à plastique, dolomitique.

# II.7.4) Le Cénozoïque:

# II.7.4.1) Le Mio-Pliocène :

Il est constitué de sable blanc à translucide, jaunâtre localement rougeâtre, rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier subarrondi à arrondi avec intercalations d'argile brun rouge sableuse avec présence de banc de calcaire argileux.

#### **II.7.4.2)** Le Quaternaire :

Ce sont des sables représentant des placages dunaires.



**Fig.I.07:** Charte stratigraphique (Trias/Paléozoïque) de la zone centrale du bassin de Berkine Beicip Franlab 2009.

#### **II.8) Cadre structural local:**

Le périmètre Menzel Ledjmet, bloc 405a se situe dans le domaine central du bassin de Berkine qui constitue une cuvette multi-cycle.

Le schéma structural actuel de la région est hérité des différentes phases tectoniques qui ont affecté le bassin, les plus importantes sont :

La phase hercynienne précoce de direction N140° et la phase post Namurien de direction N120°, ces deux phases sont responsables de mouvements compressifs.

Les principaux événements qui se sont succédé par la suite sont: la phase distensive du Trias/Lias et la phase compressive à transpressive autrichienne.

Pendant le Paléozoïque, la déformation et ses conséquences sur les principaux cortèges sédimentaires semblent être essentiellement contrôlées par l'activité des Môles régionaux, qui délimitent entre eux de larges flexures, zones plus subsidentes, orientées Nord-Sud. En conséquence, des dépocentres orientés Nord-Sud se développent et se comblent pendant le Cambro-Ordovicien.

L'atténuation du mouvement des structures/flexures Nord-Sud à la fin de l'Ordovicien conduit au développement d'un dépocentre d'orientation Est/Ouest actif au Silurien.

Le Môle d'Ahara, au Sud, sépare les bassins de Berkine et d'Illizi. Il s'agit d'une large structure Est-Ouest qui semble fonctionner durant tout le Paléozoïque inférieur (Cambrien à Dévonien). L'uplift du Môle d'Ahara contrôle le dépocentre du Bassin de Berkine pendant la quasi-totalité du Dévonien.

A la fin du Dévonien et au Carbonifère, le dépocentre semble migrer vers une position située au Sud Est, sous l'influence de la surrection des marges Ouest et Nord du bassin, annonçant les prémices de la déformation Hercynienne.

A la fin de l'épisode de déformation hercynienne, outre les mouvements de grande longueur d'onde qui ont induit des érosions différentielles des séries paléozoïques, une première phase d'extension a créé un réseau de failles N30°déterminant une vaste structure en horst et grabens qui se développe au cours du Trias et du Lias. Ces accidents contrôlent l'occurrence des principaux gisements, tant dans le Trias que dans le Paléozoïque.

La discordance Hercynienne contrôle la distribution des deux ensembles litho stratigraphiques majeurs, le Trias immédiatement sus-jacent, et le Paléozoïque sous-jacent. A l'échelle

régionale, la série paléozoïque est presque complète au centre du Bassin, où plus de 1000 m de Carbonifère sont préservés. Pour la zone considérée (bloc 405a) l'érosion atteint les grès du Carbonifère qui conserve des épaisseurs variant de 350m à 550m.



**Fig.I.08:**Ecorché sous la discordance hercynienne dans le pôle central de Berkine (SONATRACH 2011).

# II.9) Système pétrolier :

# **II.9.1) Introduction :**

Le but de cette partie est la mise en évidence de la valeur pétrolière de la région étudiée, on appelle (Système pétrolier) l'ensemble formé d'une roche mère qui génère les hydrocarbures, d'une roche réservoir (poreuse et perméable) qui les accueille au cours de la migration et d'une roche couverture (imperméable) qui donnera son étanchéité au piège.

#### **II.9.2)** Définitions :

#### II.9.2.a) La roche mère :

La roche mère, si une roche sédimentaire, contient au moins 1 à2 % de matière organique, là où s'effectuent les déférentes étapes de la formation des hydrocarbures. Ces roches mères correspondent aux :

Sédiments marins francs riches en plancton tels que les argiles à graptolites du Silurien de la Plate-forme saharienne. Sédiments deltaïques riches en plancton et débris de végétaux.

# **II.9.2.b)** Les hydrocarbures :

Les hydrocarbures sont le résultat de la transformation de la matière organique Essentiellement sous l'action de la température, c'est une transformation chimique qui se fait au cours de l'enfouissement.

#### **II.9.2.c)** La migration des hydrocarbures :

Etant donné leurs propriétés physiques (Liquides ou gazeuses) les hydrocarbures migrent de la roche mère vers les réservoirs, généralement on distingue deux types de migrations :

# La migration primaire :

Une fois formée, les hydrocarbures vont être expulsés de la roche mère et vont évoluer vers des niveaux poreux et perméabilité (réservoirs) qui sont situés à de faibles distances.

# La migration secondaire :

Elle se fait au sein du réservoir une fois son étanchéité assurée. Cette migration se fait à partir des zones à haute pression vers d'autres à plus faible pression ou encore par la poussée d'Archimède lorsqu'elle rencontre l'eau.

#### II.9.2.d) les réservoirs :
Ce sont des roches poreuses et perméables au sien desquelles les fluides peuvent circuler et se rassembler.

**II.9.2.e) la roche couverture :** est une roche se trouvant au-dessus de la roche réservoir fait office de fermeture hermétique et empêche le pétrole et le gaz naturel de continuer à remonter ceux-ci ne peut jaillir que lorsqu' un puits et foré dans la roche couverture (c'est-àdire qu'il s'agit d'une roche imperméable ne laissant pas passer les fluides ).

# II.9.2.f) Piégeage :

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence de l'accumulation d'hydrocarbure, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler (A. Perrodon.1985). Il existe trois types de pièges :

# Pièges structuraux :

Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux ou Pièges par failles.

# Pièges stratigraphiques :

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu Perméable à un autre imperméable tel que les lentilles gréseuses, les biseaux etc....

# > Pièges mixtes :

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques.



**Fig.I.09:** Représentation d'un système pétrolier et la migration des hydrocarbures (IFP School, Octobre 2014)

# II.9.3) Système pétrolier de la région d'étude

# II.9.3.a) Réservoirs et objectifs :

#### > Trias Argileux gréseux inférieur TAGI :

Le Trias argilo-gréseux inferieur est composé d'unités gréseuses d'origine fluviatile séparées par des niveaux argileux de la plaine d'inondation, La distribution des épaisseurs est contrôlée par les failles et par la paléo topographie hercynienne de la région.

Le TAGI constitue le réservoir principal au niveau des différents gisements Menzel Ledjmet Nord, Centre, Est, Ouest, Sud Est et Nord-Ouest.

#### > Le Viséen Rhourde Khrouf RKF :

Le Viséen gréseux est un réservoir multicouches, il est généralement composé des réservoirs: Upper, Main et Lower RKF, néanmoins on peut retrouver qu'un seul ou deux de ces termes.

#### ➢ Le Tournaisien F1 :

Le Tournaisien est subdivisé en deux unités gréseuses: le F1A et le F1B qui correspondent à des dépôts régressifs littoraux assez développés sur le Sud du périmètre. Les grès de ces réservoirs se sont déposés dans un environnement deltaïque à marin peu profond de type Upper-Mid Shore face.

#### ➢ Le Strunien F2 :

Le Strunien F2 est composé de deux unités (F2 A et F2 B), qui sont caractérisées par des dépôts régressifs littoraux. La Séquence du F2A est caractérisée par un fort développement de grés poreux, mais à très faible perméabilité sur la zone centrale du périmètre.

#### > Le Givetien/Eifelien F3 :

Le potentiel pétrolier de ce réservoir demeure très faible, au niveau des blocs 405a/212c à l'exception des niveaux gréseux rencontrés dans certains puits. Cet objet s'avère être en position favorable vis-à-vis de la roche mère du Frasnien.

#### ➤ L'Emsien F4 :

L'unité Emsien F4 montre des variations d'épaisseur sur les blocs 405a/212c, ce corps gréseux, d'origine deltaïque est bien développé sur l'ensemble des puits le traversant, où il présente d'assez bons caractéristiques réservoirs (10 à 16 m de grès net de 13 à 19% de porosité moyenne). La présence de grès réservoirs attribués à l'Emsien est vérifiée par les

niveaux producteurs de gaz au Sud du périmètre. Au Nord de ce périmètre, l'Emsien reste assez mal connu.

#### Le Siégénien F6 :

Ce réservoir est constitué d'une alternance de grés et d'argiles. L'environnement de dépôt est deltaïque pour le F6-1, et marin de shore face pour le F6-2.

Plusieurs découvertes ont été réalisées au niveau de ce réservoir, néanmoins, il demeure négatif dans pas mal de sondage.

#### Le Silurien Argilo-gréseux F6 :

La formation Silurien-F6, d'une extension latérale très marquée, est constituée d'une épaisse série argilo-gréseuse, qui serait déposée dans un milieu marin de type shore-face à deltaïque et dont le sens de progradation serait du Sud vers le Nord.

Ce réservoir constitue un objectif relativement récent dans la région, les résultats obtenus jusque-là ne sont pas concluants.

#### **II.9.3.b)** Roche mère et migration:

Les deux systèmes pétroliers du bassin de Berkine, associés aux roches mères du Frasnien et du Silurien basal sont présents dans les blocs 405a/212c.

Cette double origine des hydrocarbures induit une distribution complexe des fluides (gaz, gaz à condensât et huile) dans ces blocs.

Les argiles organiques du Silurien basal montrent un COT de l'ordre de 5% avec des variations régionales de 3 à 18% quant à la roche mère Frasnienne, elle montre un COT de l'ordre de 9% avec des variations régionales de 4 à 14%. Le kérogène est de type II. Ces deux roches mères ont atteint une maturité actuelle très élevée et permettent d'augurer d'un excellent potentiel pétrolier dans ce secteur centre du bassin.

Le pic de génération d'huile à partir du Frasnien aurait été atteint au cours du Crétacé inférieur à moyen. Pour la roche mère silurienne, le pic huile aurait été atteint au Carbonifère et au Jurassique moyen.

Les hydrocarbures ont migrés soit verticalement à la faveur des failles et/ou par contact direct réservoir - roche mère comme pour le cas des réservoirs superficiels (Trias et Carbonifère) qui sont séparés des réservoirs Dévonien par le puissant intervalle argileux du Dévonien Supérieur (Argiles Radioactives du Frasnien) qui assure leur alimentation.

#### **II.9.3.c)** Roches couvertures :

- Le réservoir TAGI est surmonté d'argiles, d'évaporites du Trias carbonaté et du Trias S4, qui assurent sa couverture.
- Les niveaux argileux du Tournaisien et du Viséen constituent une couverture pour les réservoirs RKF, Tournaisien F1 et Strunien F2.
- Les argiles du Frasnien et celles de l'Eifelien constituent de bonnes couvertures pour les réservoirs Dévonien moyens et inférieur. Les argiles intra-siegéniennes assurent également l'étanchéité pour les différents intervalles réservoirs du Siegénien.
- L'étanchéité des unités gréseuses du Silurien F6 (A1, A2, B1, B2, M1, M2) est assurée par les argiles intermédiaires au sein même de cette formation, ces niveaux argileux peuvent constituer d'excellentes couvertures pour les niveaux réservoirs.

# II.9.3.d) Type de piège:

Les pièges au niveau du périmètre Menzel Ledjmet sont de type structural ou mixte.



Fig.I.10: Système pétrolier au niveau du pôle central de Berkine (SONATRACH 2012).

# Chapitre III : La sédimentologie du réservoir siegénien F6

#### I) Introduction :

Ce chapitre s'attache à décrire et synthétiser les analyses sédimentlogiques réalisées sur les formations du Dévonien Inférieur (Siegénien F6) au niveau du pôle central de Berkine.

Dans le but de mieux caractériser le réservoir siegénien F6, et afin de mieux définir les environnements de dépôt de ce dernier, cette étude va, de l'analyse des faciès sur carottes jusqu'à la cartographie des environnements de dépôts par séquences stratigraphiques. Un seul puits a été choisi comme référence nommé REF-1.

Afin de mieux comprendre les caractéristiques sédimentologies du réservoir siegénien, un petit rappel de quelques notions de sédimentologie s'impose :

#### II) Notions de sédimentologie :

#### II.1) les principaux milieux de sédimentation :

Un bassin sédimentaire regroupe les différents milieux d'une même entité géographique dont les sédiments ont des caractères communs (origine, âge...), On distingue plusieurs milieux de sédimentations.

#### **II.1.1**) Milieux continentaux, on distingue:

- Les milieux désertiques : c'est une vaste étendue de sable il se caractérise par des moyen a fin végétation et un climat aride ou semi-aride.
- Les milieux Fluviatile : sédiment qui s'accumule par ruissèlement d'eau, on a 3 types de ce système :

-chenaux rectilignes : chenal unique, ils sont rarement observés dans la nature. Les bancs sont régulièrement répartie le lente de chenal selon une longueur d'onde qui représente 2à4 fois la largeur de chenal.

-chenaux en tresse : se caractérise par une zone a gradient topographique important avec une charge sédimentaire variable et une faible sinuosité majeur.

-chenaux à méandres : se caractérise par une Pourcentage d'argiles plus important et un seul chenal unique très sinueux.



**Fig.II.01**: principaux types de barres fluviatiles; (1) chenal droit; (2) chenaux en tresse; (Boulvain F., 2010).



Fig.II.02: schéma d'un système fluviatile à méandres. (Boulvain F., 2010).

#### II.1.2) Le milieu marin : se divise en

#### II.1.2.a) Une plateforme interne :

- Zone supra tidale : La zone supra tidale peut inclure des dunes éoliennes, des marécages et lagunes à tendance évaporitique (sebkha littorale).
- Zone intertidale : La zone intertidale correspond à un niveau d'énergie moyen à faible. Sur la plage s'accumulent un sable bioclastique, avec végétation particulière
- Zone infra tidal (subtidale) : est un milieu très calme de décantation; il s'y dépose une vase calcaire.

#### II.1.2.b) Une barrière :

La barrière est généralement construite par les coraux; elle est recouverte à marée haute mais partiellement émergée à marée basse; elle est localement interrompue par des passes qui mettent en communication la plate-forme interne avec le large.

#### II.1.2.c) Une plate-forme externe :

L'énergie sur le fond est moyenne dans la zone d'action des vagues. A partir d'une certaine profondeur, une cinquantaine de mètres, l'hydrodynamisme est trés faible. Les sédiments se déposent en fonction de ce gradient d'énergie: éléments grossiers à proximité de la barrière, boue calcaire ou argilo-carbonatée au large.



Fig.II.03: Zonation bathymétrique de la plate-forme continentale.

( Boulvain F., 2010).

#### II.1.2.d) Le talus et le glacis (la zone bathyale) :

Le talus borde l'extrémité distale de la plate-forme. Il est généralement entaillé par des canyons sous-marins par où transitent les matériaux qui sont épandus sur le glacis et la plaine abyssale.



Fig.II.04: Morphologie d'une marge continentale passive. . (Boulvain F., 2010).

#### II.1.2.e) la plaine abyssale :

Les grands fonds océaniques ne reçoivent guère que des particules détritiques fines et des squelettes de microorganismes planctoniques.

#### II.1.3) Les milieux intermédiaires (mixtes) :

Ils sont situés aux limites du domaine marin et du domaine continental et présentent des caractères mixtes.

#### les estuaires :

Représentent des milieux hydrodynamiques et sédimentaires de transition, à la fois au influence fluviatile ou marin et parfois lacustre.

#### ➤ deltas:

La partie distale du bassin versant d'un fleuve est généralement une large plaine alluviale où s'accumule une grande partie des matériaux transportés. Arrivé en mer, le courant décélère et le reste de la charge se dépose et forme le delta.. Un delta se décompose en 3 parties sont les suivante :

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



Fig.II.5: Morphologie d'un delta (Depuis Boulvain F., 2010).

# II.2) Critères d'identification du milieu de dépôts:

La détermination des milieux de dépôts est un élément essentiel pour la caractérisation du réservoir et l'étude d'un bassin sédimentaire. En plus des méthodes diagraphiques, pour l'identification des milieux de dépôt il y a :

# II.2.1) Les Structures Sédimentaires :

Une structure sédimentaire est l'association de diverses structures ainsi que leurs fréquences qui permet d'apporter des précisions sur le milieu de dépôt et l'environnement. Nous avons sélectionné les structures les plus courantes rencontrées et on distingue :

#### II.2.1.a) Les structures Liées à l'activité Des Organismes

C'est l'ensemble des activités d'organismes vivants. Une bioturbation est un signe d'oxygénation du milieu de sédimentation, les milieux anoxiques étant peu propices au développement de la faune. Les indications qu'elles fournissent sur les conditions du milieu de sédimentation sont très faibles.

#### ✓ Tigillites (skolitos)

Elles sont localisées dans les grés à granulométrie fine et moyenne et dans les silts ou les argiles. Sous forme de tubes verticaux bien développés remplis d'un matériel plus fin ou plus grossier.

Les tigillites sont connues dans le monde entier et caractérisent un milieu peu profond.

#### > Les structures liées à l'action des courants :

Les structures liées à l'action des courants se présentent dans l'ordre suivant :

#### ✓ Stratifications horizontales

Ces stratifications sont surtout présentes dans les niveaux moins grossiers, elles traduisent un environnement de dépôt à régime d'écoulement laminaire de faible énergie.

#### ✓ Stratification planes parallèles

Ces stratifications sont essentiellement associées aux dépôts grossiers et fins, elles présentent un pendage variant de 15°à 30° avec l'horizontale. La formation de ces dépôts nécessite l'existence périodique de courants faibles et forts (phase de crue et décrue).

#### ✓ Stratifications obliques entrecroisées

Ces structures sont formées par l'entrecoupement de faisceaux de litages obliques, ces litages sont courbés ce qui les présente sous forme arquée. Cet entrecroisement est dû aux déplacements latéraux des rides discontinues ou bien aux chenaux en tresses.

#### ✓ Stratifications lenticulaires (lenticulaire –bedding)

Lorsqu'une zone de dépôt est soumise épisodiquement à un courant porteur de sable, les rides peuvent être isolées et former des lentilles sableuses au sein d'un sédiment argileux.

#### ✓ Stratification ondulées (wavy bedding)

Les stratifications ondulées sont dues aux variations d'énergie, comme lors des crues ou des décrues fluviatiles .ou lors des phases de flot.

# Les structures liées au déplacement du dépôt sédimentaire

# ✓ Structures slumpées :

Ce terme générique recouvre l'ensemble des déformations qui résultent du mouvement et du déplacement de couches sédimentaires, en général sous l'action de la gravite

# III). Etude sédimentlogique du réservoir siegénien :

# **III.1) Stratigraphie :**

Compte tenu du peu de données bio stratigraphiques disponibles sur les intervalles étudiés, la méthodologie appliquée quant au découpage séquentiel sur les formations du Siegénien est le découpage en séquences transgressives.

Le travail utilisé dans le cadre de cette étude, va de l'analyse des faciès sur carottes jusqu'à la cartographie des environnements de dépôts par séquences stratigraphiques.

D'après ces études, le réservoir siegénien peut être subdivisé en deux termes : Siegénien F6-1 au toit et F6-2 à la base surmontant le Gédinnien.

La base du Siegénien apparait plus comme une transition progressive mais néanmoins associée à un changement abrupt de contenu argileux (en augmentation).

Le Siegénien F6-2, correspond à un hémicycle transgressif de la séquence qui repose sur une surface d'érosion marquant une incision du toit de la séquence précédente .Le toit du Siegénien F6-1 est abruptement noyé sous les argilites de la base de l'Emsien s'associant à une inondation rapide de la plate-forme marine peu profonde du Siegénien. Cette inondation majeure sera suivie rapidement par le haut-niveau marin et le développement du cortège progradant et sableux de l'Emsien/Eifélien (hemi-cycle régressif).



**Fig.II. 06:** Découpage séquentiel du Siegénien, extrait de la charte stratigraphique du pôle central de Berkine, Beicip Franlab (2009).

# III.2) Analyse sédimentologique :

Un puits de référence a été choisi REF-1 pour comprendre les différents lithos-faciès, les associations et les environnements de dépôt.

La description de carotte a été faite par SONATRACH, les résultats ont été par la suite, calibrés sur les diagraphies.Les intervalles carottés ont été décrits en termes de lithologie, figures sédimentaires et bioturbations. Les différents lithofaciès observés sont interprétés en termes de processus prévalant à leur dépôt (processus physiques et biologiques). Du fait d'une variabilité verticale rapide, les lithofaciès ont été groupés en associations de faciès, associant une famille de lithofaciès, représentant chacune un environnement de dépôt distinct.



**FigII.07** : Méthodes et étapes de l'étude sédimentlogique utilisées, Sonatrach-Beicip, Franlab2009).

# **III.3)** Description de carotte

Les carottes constituent un échantillon de bonne valeur duquel une grande partie de l'information, pourra être obtenue. Des carottes ont été exploitées, pour essayer de trouver descritères d'identification.

Pour cette étude, 1seul puits ont été sélectionnés, est basée sur différents critères : la lithologie, la granulométrie, les structures sédimentaires, la présence de certains éléments (bioturbation, organismes, galets d'argiles...).

Cette description concerne, également, les porosités et imprégnations établies, de manière visuelle. Les imprégnations se réfèrent aux couleurs marron des carottes et, peuvent être dues, aussi, à des effets de boue de forage. Ce sont, cependant, des indications précieuses, quant à la perméabilité relative du sédiment.

Cette carotte s'étale sur 88 m, elle débute, par un important banc des grés très bioturbés présentant une léger tendance grano-croissante, notons également la présence des wavy bidding et des skolithos, quelques films et drapages d'argiles silteuses micacées, Ces grès passent à une alternance d'intervalles sableux , une faible bioturbation et des terriers horizontaux, laissant place à un banc de grès fins à très fins, à rares drapages d'argiles beaucoup, moins important, de par son épaisseur, que le premier banc de grès.

On note une succession (argile-grès). Les figures suivante représente la description par détaille :



**Fig II.08 :** Description de carotte C-1, puits REF-1 Siegénien F6-1 (Sonatrach-Division Exploration).



**Fig II.09 :** Description de carotte C-1, puits REF-1 Siegénien F6-2 (Sonatrach-Division Exploration).

# III.4) Commentaire sédimentlogique :

# Le Siegénien F6-1 : il traverse les unités lithologiques de 4241 m à 4251 m :

#### Le 1<sup>er</sup> niveau de 4250 m à 4251m environ 1m :

Ce niveau est caractérisé par des grés très fins bioturbés présentant une légère tendance granocroissante, notons également la présence des wavy bidding et des skolithos qui indiquent un milieu oxygéné.

#### Le 2ème niveau de 4249,20 m à 4250 m environ 80 cm :

Caractérisé par des grés très fins, bioturbés par skolithos, ces grés sont intercalés entre deux niveau d'argile très noire et fossilifère (spirifére, spécule ou radioles) avec la présence de climbing ripple beding.

#### Le 3ème niveau : de 4248 m à 4249,20 m environ1, 20 m :

Se caractérise par des silts à lamines fines, des grés très fins pas bioturbés à lamines planes et des grés très fins bioturbés par les skolithos.

#### Le 4ème niveau : de 4247,20 m à 4248 m environ 80 cm :

Débute par un petit niveau d'argile à la base surmonté par des grés très fins bioturbés au sommet avec beaucoup de rides unidirectionnelles et de débris.

#### Le 5ème niveau : de à 4247 m à 4247,20 m environ 20 cm :

Un petite niveau qui se caractérisé par des grés très fins à silts et des lamines planes.

#### Le 6ème niveau : de 4245,80 m à 4247 m environ1,80 m :

Il se présente comme une barre de grés très fins bioturbés par des skolithos, grano- croissant au-dessus des argiles très noires fossilifères.

#### Le 7ème niveau : de 4245 m à 4245,80 m environ 80 cm :

Constitué de grés très fins bioturbés avec des laminations et des rides de courant

#### Niveau 8 : de 4244,20 m à 4245 m environ 80 cm :

Constitué d'argiles noires avec des débris de bio clastes millimétriques.

Niveau 9 : de 4243,80 m à 4244,20 m environ 40 cm :

Il est composé de grés très fins moyennement à intensément bioturbés.

Niveau 10 : de 4243 m à 4243,80 m environ 80 m :

Ce niveau se caractérise par des Fins passages gréseux centimétriques dans une matrice silteuse laminée.

Niveau 11 : de 4242,80 m à 4243 m environ 20 cm :

Constitué d'argiles noires avec des bioclastes millimétriques.

Niveau 12 : de 4242,50 m à 4242,80 m environ 30 cm :

Caractérisé par des grés très fins bioturbés avec quelques drapages argileux.

Niveau 13 : de 4242,20 m à 4242,50 m environ 30 cm :

Il est composé de grés très fins lenticulaires dans des argiles noires.

Niveau 14 : de 4242 m à 4242,20 m environ 20 cm :

Il est constitué généralement d'un petit niveau de grés très fins à silts bioturbés.

Le Siegénien F6-2 : il traverse les unités lithologiques de 4161 m à 4152 m :

Niveau 1 : de 4160,80 m à 4161 m environ 20cm :

C'est un petit niveau qui se caractérise par des silts à laminations planes.

<u>Niveau 2 : de 4160 m à 4160,80 m environ 80 cm :</u>

Il se compose de silts bioturbés avec des fins passages argileux centimétriques à laminations planes

Niveau 3:de 4160,20 m à 4160,60 m environ 40 cm :

Constitué de lentilles gréseuses bioturbées.

Niveau 4:de 4159 m à 4160,20 m environ 1,20 m :

Ce niveau est spécialement caractérisé par des Flaser bioturbés

Niveau 5 : de 4158,60 m à 4159 m environ 40 cm :

Se caractérise par la présence de grés très fins et des silts à laminations planes.

Niveau 6:de 4158 m à 4158,60 m environ 60 cm :

Ce niveau est généralement constitué de silts très bioturbés.

Niveau 7 : de 4157,40 m à 4158 m environ 60 cm :

Il constitué de silts laminés bioturbés avec des brèches argileuses.

Niveau 8 : de 4165,40 m à 4157,40 m environ 1 m:

Un niveau de grés très fins ridés avec des fins drapages argileux mal préservées.

Niveau 9:de 4155 m à 4155,40 m environ 40 cm :

Ce caractérise par un intervalle fin argileux dans des argiles sombres peu bioturbées.

Niveau 10:de 4154,60 m à 4155 m environ 40cm :

Est constitué de grés très fins à silts très bioturbés.

Niveau 11:de 4154 m à 4154,60 m environ 60 cm :

Est constitué de grés très fins et très bioturbès et des traces de ride et de drapage non préservés.

Niveau 12:de 4153 m à 4154 m environ 1 m :

Ce niveau se caractérise par des alternances des grés et de silts plus ou moins bioturbés.

Niveau 13:de 4152,20 m à 4153 m environ80 cm :

Se défini par des grés clairs, très fins et très bioturbés avec traces de ride et de drapages non préservés

Niveau 14:de 4152 m à 4152,20 m environ 20 cm :

Se caractérise par des silts bioturbés et laminés.

# **III.5) Conclusion :**

D'après la description de carotte, il apparait que :

Le Siegénien F6-2 est constitué d'une alternance de dépôts gréseux très fins bioturbés et d'argiles noires, témoignant du milieu d'avant plage avec parfois des incursions marines

La base du Siegénien F6-1 correspond à des dépôts de plaine alluviale, ces dépôts sont surmontés par un empilement de barres subtidales.

Le réservoir Siegénien est donc globalement constitué d'une alternance de grés et d'argiles. L'environnement de dépôt est estuarien pour le F6-1 et marin de shore face (avant plage) pour le F6-2.



Fig II.10: Model Sédimentologique conceptuel pour le Siegénien,

(Beicip Franlab 2000).

# Chapitre III : Etudes pétrophysiques du réservoir siegénien F6.

# I) Introduction :

Lorsque l'on a découvert un réservoir potentiel souterrain par les méthodes de surface, géologiques et géophysiques, il faut étudier ses qualités qui conditionnent ses rendements potentiels, à savoir, la porosité, la perméabilité, le taux de saturation, son épaisseur et les différents fluides qu'il renferme (gaz, huile ou eau).

La présence d'hydrocarbures dans une couche réservoir profonde ne peut être prouvée qu'après le forage d'un puits. Après avoir foré la formation, des mesures de paramètres physiques de la roche sont enregistrées. Ces dernières appelées **diagraphies**, nous permettent d'estimer les caractéristiques pétrophysiques de la roche réservoir et d'identifier la nature des fluides qu'elle renferme.et de caractériser ce **réservoir**.

# **II) Rappels :**

# II.1) caractéristiques pétrophysiques d'un réservoir :

Pour une meilleure exploitation d'un gisement d'hydrocarbures donné, la qualité de réservoir des niveaux productifs doit être déterminée, en se basant sur des paramètres pétrophysique (porosité, perméabilité, saturation....), mesurés à partir des échantillons (plugs) prélevés des carottes, soit par l'application des différentes techniques de diagraphie.

Pour rappel quelques définitions sont à prendre en considération: la porosité, la perméabilité et la saturation.

# II.1.a) La porosité:

La porosité ( $\Phi$ ) d'une roche est sa propriété de présenter des vides, pores et fissures. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche.

# II.1.b) La perméabilité :

La perméabilité caractérise l'aptitude d'une roche à laisser circuler les fluides contenus dans ses pores. Il existe plusieurs types de perméabilité :

- K absolue : mesurée lorsqu'un seul fluide est présent dans les pores.
- K effective : lorsque deux fluides sont présents dans les pores (Ke < Ka).
- K relative : c'est le rapport entre Ke et Ka.

# II.1.c) La saturation:

La saturation en fluide est une fraction des pores remplis de fluides. Autrement définie,

C'est le rapport entre le volume occupé par ce fluide et le volume total du vide. Les roches réservoirs peuvent contenir les fluides suivants :

- Les hydrocarbures liquides.

- Les hydrocarbures gazeux.
- l'eau de formation salée.
- La saturation en eau S w :

La saturation en eau est définie comme étant le rapport du volume occupé par l'eau dans les pores au volume total des pores exprimé en pourcentage, la connaissance de la saturation en eau nous permettra de connaître la saturation en hydrocarbures.

A partir de log de résistivité on obtient la valeur de saturation en eau dans la formation propre. Cette saturation a été calculée à la loi d'Archie suivant:

 $Sw = \sqrt{a.Rw} / Q^{m}.Rt$ 

Avec :

a = 0.62

m = 2.15

Rw: résistivité de l'eau de formation.

Qu : porosité utile.

Rt: résistivité de formation.

# II.2) les diagraphies :

# II.2.1) Définition :

Les diagraphies sont des enregistrements électriques continus, en fonction de la profondeur d'une caractéristique donnée, des formations traversées, par un forage (O. Serra, 1979).

# **II.2.2)** Classification Des Diagraphies :

#### > Suivant la nature :

- Electrique
- Acoustique
- Nucléaire

#### Suivant le phénomène enregistré :

- Spontané (GR, PS,)
- Actif (Résistivité, Densité, Porosité ...)

Quelques définitions essentielles des types de la diagraphie sont les suivantes :

#### II.2.2.a) Diagraphie Gamma Ray (GR):

C'est un enregistrement de radioactivité gamma naturelle des formations. Les seuls éléments radioactifs ayant une concentration notable dans les matériaux naturels sont le potassium, l'uranium et le thorium.

A partir de log gamma ray on obtient le volume d'argile Vsh :

Cette valeur a été calculée suivant la loi :

# V sh= [(GR lu- GR min)/ (GR max-GR min)].100

Avec:

Vsh : volume d'argile en (%).

GR lue: La valeur de GR lue en face de l'intervalle considéré.

**GRmin** : La valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

**GRmax** : La valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

#### II.2.2.b) Diagraphies Résistivités :

La résistivité des formations a été mesurée dès 1927 par Schlumberger. On envoie un courant d'intensité I dans un milieu considéré à notre échelle comme isotrope et infini. Le courant se propage dans la formation plus ou moins facilement en fonction de ses caractéristiques physiques .La valeur de résistivité est lue directement sur la courbe de résistivité

#### II.2.2.c) Diagraphie Sonique (de porosité) (DT):

C'est un enregistrement continu, en fonction de la profondeur et la vitesse du son dans les formations. Il est utilisé pour déterminer les porosités des formations.

Le principe consiste à émettre une onde sonore et qui sera enregistré à un pied de l'émetteur. Loi de la porosité sonique :

# $\Phi S = (\Delta T \mid u - \Delta T mat) / (\Delta T f - \Delta T mat).$

Avec :

 $\Phi$  s : porosité sonique.

 $\Delta T$  lu : lecture sur la courbe  $\Delta T$  du log sonique.

 $\Delta$ T mat : Lecture sur la matrice qui peut être des grés 5.16- 56 µs/ft ou 42 pour dolomie et 47 pour les calcaires.

 $\Delta T$  f : temps de parcours de l'onde sonore dans les fluides de boue, qui sont de 189  $\mu$ s/ft pour les boues à eau douce et à huile et de 185  $\mu$ s/ft pour les boues à eau salée.

#### II.2.2.d) Diagraphie gamma-gamma ou (de densité):

Des rayons gamma à haute énergie fournis par une substance naturellement radioactive sont émis dans la formation. En rentrant en collision avec les atomes des formations, ces rayons gamma perdent de leur énergie la perte de ce dernier est liée à la densité de la roche. La densité déterminée par cette méthode est une densité électronique plus simplement le nombre d'électrons par unité de volume .La densité vraie peut être dérivée de la densité électronique. loi de porosité densité :

# $\Phi d = (d mat - d lu) / (d mat - d f)$

Avec :

 $\Phi$  d : porosité densité.

d mat : densité de la matrice (ex : dans les grés d =2.65).

d lu : densité lus sur le log de densité.

d f : densité de fluide de boue.

#### II.2.2.e) Porosité (Neutron):

Des neutrons produits par une source radioactive bombardent la formation de façon permanente, les neutrons incidents peuvent entrer en collision avec les noyaux des atomes d'hydrogène de la formation. Pour la diagraphie de porosité neutron, seule l'effet de dispersion nous intéresse. Dans cette interaction, les neutrons perdent progressivement leur énergie par collision avec les noyaux, finalement ils seront absorbés. On peut noter que la section de dispersion d'hydrogène est plus grande que celles des autres éléments, par conséquent, cet outil va être influencé principalement par la quantité d'hydrogène présente, sa mesure sera directement liée à la porosité.

# III) Caractérisation pétrophysique du réservoir siegénien :

# III.1) Etude pétrophysique :

Dans cette étude, nous sommes basé sur les diagraphies du puits REF-2 pour définir l'évaluation pétrophysiques du Siegénien.

- Les courbes de diagraphies utilisées sont la courbe Gamma Ray, le sonique et la résistivité.
- > Le volume d'argile est calculé à partir de la courbe Gamma suivant la formule

V sh= (GR lu-GR min) / (GR max-GR min)\*100.

- > La valeur de résistivité est lue directement sur la courbe de résistivité.
- La porosité est calculée à partir de la courbe sonique comme mentionné dans les rappels de notions de diagraphie.
- La saturation est calculée avec la formule d'Archi.

Le résultat de ces calculs permet de caractériser chaque niveau du réservoir :

- Le volume d'argile permet de définir l'argilosité du réservoir.
- La résistivité permet de prédire le caractère aquifère.
- Le pourcentage de porosité nous renseigne sur le caractère compact ou poreux de la roche (une roche est considérée compact à partir d'un pourcentage moins de 4-5% environ)
- La saturation permet enfin de connaitre le pourcentage de fluide contenu dans la roche.

Les résultats obtenus sont synthétisé dans les tableaux ci-après.

Intervalle (m)	volume d'argile Vsh (%)	la porosité Øu (%)	Résistivité (Ωm)	Saturation en eau SW(%)	Observation
4085	46	1	16,5	100	Argileux
4086	26	1	26,2	100	Compact
4087	11	4	17,2	69	Compact
4088	25	2	11,4	89	Compact
4089	24	3	10,2	89	Compact
4090	28	2	12,4	86	Compact
4091	9	11	10,2	35	Hydrocarbures
4092	1	8	16,4	37	Hydrocarbures
4104	13	7	11	52	Hydrocarbures
4105	11	8	10,1	49	Hydrocarbures
4106	3	8	13,6	43	Hydrocarbures
4107	7	14	12	24	Hydrocarbures
4108	18	11	6,6	41	Hydrocarbures
4109	22	14	6	30	Hydrocarbures
4110	13	19	4,8	29	Hydrocarbures
4111	7	20	4,8	27	Hydrocarbures
4112	16	14	7,6	30	Hydrocarbures
4113	25	4	15,5	43	Compact
4114	7	9	11	41	Hydrocarbures
4115	7	13	10,5	29	Hydrocarbures

# 1-Le Siegénien F6-1

**Tableau III.01:** les résultats des diagraphies de puits REF-2 du Siegénien F6-1. (RAPPORT<br/>DE FIN DE SONDAGE du PUITS REF-2. 2006).

# 2. Siegénien F6-2:

Intervalle (m)	Volume d'argile Vsh %	La porosité Øu (%)	Résistivité (Ωm)	Saturation en eau Sw (%)	Observation
4162	40	1	27,1	60	Compact
4170	47	1	5,6	100	Argileux
4172	31	11	0,2	95	EAU
4173	34	4	0,5	98	Compact
4174	48	1	3,4	100	Argileux
4176	27	6	2,3	78	EAU
4180	40	1	6,7	100	Compact
4185	45	1	0,6	100	Compact
4186	14	18	0,6	88	EAU
4187	14	15	0,7	90	EAU
4188	12	16	0,5	100	EAU

**Tableau III.02**: les résultats des diagraphies de puits REF-2 du Siegénien F6-2. (RAPPORT<br/>DE FIN DE SONDAGE du PUITS REF-2. 2006).

# **III.2) Conclusion :**

#### D'après ces résultats :

Seuls quelques niveaux du Siegénien se sont avérés à hydrocarbure, l'intervalle (4091m-4115m) a montré des saturations moyennes allant de 30 à 40%, et une porosité moyenne de 17%.

En effet un test DST positif a été effectué au niveau de ce puits dans l'intervalle (4104m-4116m), ce test s'est avéré productif de gaz et de condensât confirmant ainsi l'interprétation des diagraphies.

Les autres niveaux du Siégénien sont aquifères, compacts et/ou argileux, ils sont donc sans intérêt pétrolier. En général, dans la zone d'étude, le Siegénien apparait comme tel, il n'y a donc que le Siegénien F6-1 qui présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques.



**Fig.III.01:**L´ELan du puits REF-2, représente les déférents types de diagraphies pris lors de son forage (RAPPORT DE FIN DE SONDAGE du PUITS. 2006).

# Chapitre IV : Evolution latérale du réservoir siegénien F6.

# I) Introduction:

Dans cette partie on se base sur des cartes en iso-valeurs et des corrélations puits à puits, donc le suivi d'un horizon lithologique du sous-sol. C'est pour cela qu'on a choisi quelques puits répartis sur la région d'étude -périmètre Menzel Ledjmet II, afin de bien comprendre un petit schéma représente la situation des puits utilisé dans le périmètre de la région (Fig.V.1).



Fig.IV.01: Plan de position des puits utilisés lors de l'étude se situant dans le périmètre Menzel Ledjmet II.

#### II) Evolution latérale des propriétés pétrophysique du Siegénien :

Pour comprendre les variations latérales des paramètres pétrophysiques, des cartes en iso-valeur ont été établies, les données utilisées pour l'élaboration de ces cartes sont des données carotte, appartenant à différents puits répartis sur la région d'étude, ces données sont mentionnées sur le tableau suivant :

Puits	Propriété pétrophysique de Siegénien F6-1			Propriété pétrophysique de Siegénien F6-2			Résultat
	Porosité PHIE (%)	Perméabilité K (mD)	Saturation SW (%)	Porosité PHIE (%)	Perméabilité K (mD)	Saturation SW (%)	pétrolier
Puits g	0,08	0,03	0,34	0,08	0,03	0,34	non productif
Puits D	0,06	<0,01	0,37	0,1	0,11	0,37	non productif
Puits K	0,08	0,02	0,38	0,09	0,07	0,35	non productif
Puits M	0,09	0,05	0,26	0,11	0,24	0,32	Gaz
Puits J	0,08	0,02	0,38	0,1	0,09	0,37	Gaz + condensât
Puits L	0,04	<0,01	0,44	0,07	0,01	0,41	Gaz
Puits F	0,06	<0,01	0,32	0,08	0,03	0,37	Gaz sec
Puits N	0,06	<0,01	0,29	0,09	0,07	0,36	Non productif

**Tableau IV.01 :** les données carottes utilisées pour l'élaboration des cartes et les résultatspétroliers de ces puits (Beicip Franlab, 2006).

# II.1) Variation de la porosité :

# II.1.1) cartes en iso-porosité de Siegénien F6 :



Fig.IV.2 : Carte en iso-porosité du Siegénien F6-1.



Fig.IV.3 : Carte en iso-porosité du Siegénien F6-2.

# II.1.2) Commentaire des cartes :

La carte en iso-porosité du Siegénien F6-1(Fig.V.2) du bassin de Berkine présente une augmentation des valeurs dans la partie Sud de la région, les valeurs de porosité diminuent vers le centre pour atteindre les plus faible valeurs au niveau de la partie Est et la partie Nord- ouest .Une deuxième carte en iso-porosité du Siegénien F6-2 (Fig.V.3) montre des valeurs plus importante atteignant 12%, notamment au centre.

On remarque donc une nette amélioration de la porosité au niveau du Siegénien F6-2, essentiellement au niveau des puits du centre et du Sud de la région.

#### II.2) Variation de la perméabilité :

#### II.2.1) Cartes en iso-perméabilité de Siegénien F6 :


Fig.IV.4: Carte en iso-perméabilité du Siegénien F6-1.



Fig. IV.5: Carte en iso-perméabilité du Siegénien F6-2

#### II.2.2) Commentaire des cartes :

La première carte en iso-perméabilité du Siegénien F6-1 au niveau de la partie centrale du bassin de Berkine (Fig.V.4) a montré des mono valeurs dans toute la région avec une petite augmentation vers le Sud-est. Ce sont des valeurs très faibles de 0 à 0,05 mD.

La deuxième carte en iso-perméabilités du Siegénien F6-2 dans la même région (Fig.V.5) a montré des valeurs plus hautes dans la partie Sud-ouest, ces valeurs deviennent plus faible au centre avec une petite augmentation vers le Nord et le Sud. La perméabilité est de l'ordre de 0,24 mD au maximum et de 0,01 mD au minimum.

En comparent les deux cartes du Siegénien F6-1 et F6-2, on remarque qu'il y a une grande différence de perméabilité, c'est au niveau du Siegénien F6-2 qu'il y'a les meilleures valeurs.

#### **II.3**) Variation de la saturation :

#### II.3.1) Cartes en iso-saturation du Siegénien F6 :



Fig.IV.6: Carte en iso-saturation du Siegénien F6-1.



Fig.IV.7 : Carte en iso-saturation du Siegénien F6-2.

### II.3.2) Commentaire des cartes :

La première carte en iso-saturation du Siegénien F6-1(Fig.V.6) au niveau de la partie centre de bassin de Berkine présente une saturation plus ou moins monotone avec des valeurs oscillant 35 à 40%, les saturations les plus faibles sont localisées au Sud de la région.

Une deuxième carte en iso-saturation (Fig.V.7) a montré deux parties de faibles saturations, la première avec les valeurs les plus faibles dans la partie Sud-est et la deuxième avec des valeurs moyennes dans la partie Nord-est.

Les deux unités du Siegénien présentent donc, des valeurs de saturations en eau pratiquement différentes, les saturations les plus basses concernent le Siegénien F6-2 et elles sont localisées au Sud de la région.

### **II.4) Conclusion :**

D'après cette interprétation, on peut conclure que le Siegénien apparait comme un réservoir hétérogène.

La présence de bonnes caractéristiques pétrophysiques est le seul paramètre qui contrôle la présence d'hydrocarbures.

En effet les puits productifs d'hydrocarbures sont ceux qui ont les meilleures caractéristiques pétro physiques. (Voir tableau.4)

#### III) Evolution latérale des corps gréseux appartenant au Siegénien :

Deux profils de corrélation ont été faits afin de mieux cerner les différents changements de corps gréseux et de leurs épaisseurs à travers les puits, les données utilisées sont, celles des diagraphies de radio activité (GR) et densité .

### III.1) Profil de corrélation Est-ouest :



Fig.IV.8: Corrélation Est-Ouest passant par les puits ; puits F, Puits C, puits D, puits E.

### III.2) Profil de corrélation Nord-sud :



Fig.IV.9: Corrélation Nord-sud passant par les puits : puits E, puits D, puits G, puits I, puits H.

# **III.3**) Commentaire :

Le premier profil de corrélation associe 04 puits ; WMN-1, AH-1, MC-1, MN-1, il traverse les puits d'Est en Ouest.

La deuxième corrélation regroupe les puits ; MN-1, MC-1, LSW-1, BK-1 et MSW-1 elle est d'orientation Nord-sud, on a pu conclure que :

Ces deux profils présentent des épaisseurs constantes dans les deux niveaux du Siegénien. Il n'y a pas de changement notable pour les facies, les corps gréseux sont distribués de façon monotone.

Structuralement, le puits le plus élevé est AH-1.

# **Conclusion Générale.**

## **Conclusion générale :**

De par son importance économique, le bassin de Berkine a fait l'objet de nombreux travaux géologiques. Au début, l'exploration a visé principalement le Trias et le Carbonifère, le Siegénien (Dévonien inférieur) est un objectif relativement récent.

Le réservoir Siegénien est de types argilo-gréseux et son évolution latérale est assez complexe et variable d'un puits à un autre, ce qui a fait l'objet de ce mémoire.

Dans ce travail, on a utilisé le logiciel Petrel conçu par Shlemburger qui permet de faciliter l'interprétation des paramètres pétrophysiques, l'élaboration des cartes en iso-paramètres pétrophysiques et des profils de corrélation.

A la lumière des résultats obtenus dans ce travail pluri disciplinaire, chaque analyse a permis de tirer les conclusions suivantes :

- D'après les résultats de l'analyse sédimentologique, le réservoir siegénien du pôle central de Berkine est constitué d'un faciès dominant gréseux avec quelques passé argileuses, il est subdivisé en deux unités principales, le F6-2 à la base et le F6-1 au sommet.
  La paléogéographie du réservoir siegénien correspondrait à un environnement estuarien pour le F6-1 et marin de shore face (avant plage) pour le F6-2.
- L'étude pétrophysique, nous a permis de conclure que dans la zone d'étude, le Siegénien présente un intérêt pétrolier lorsque il a de bonnes caractéristiques pétrophysiques avec des saturations en eau moyennes de 30 à 40%, une porosité moyenne de 17 %, un faible pourcentage d'argile et une haute résistivité.
  Dans le puits pris comme exemple, le Siegénien présente de bonnes caractéristiques

pétro-physiques dans quelques niveaux du F6-1 de 4091 m à 4115 m.

D'après l'étude de l'évolution latérale du réservoir siegénien F6 et après l'analyse des cartes en iso-valeurs et des corrélations puits à puits, on a conclu que le Siegénien du Pôle central de Berkine est caractérisé par l'évolution de ses caractéristiques pétrophysiques, ces derniers contrôlent la présence des hydrocarbures, l'homogénéité des faciès et des épaisseurs qui assure le résultat final de ce travail.

# **Références Bibliographiques.**

#### **Bibliographie :**

**Ait OUADDOUR, DJ et Smail,S (2013) ;** Etude sédimentologique du Trias du périmètre Rhourde Yacoub (SHE.ON /Bloc 406a Bassin de Berkine Mémoire Fin D'étude Université science Technologie Houari Boumediene, Alger .P89.

**BEKKOUCHE.DJ** (1992) : le silurien supérieur-Dévonien inférieure du Bassin de Ghadamès (Sahara oriental algérien), lithostratigraphie, sédimontologie, et Diagenèse des réservoirs gréseux, thèse de Doctorat, l'Université Joseph.Fourier- Grenoble.P211.

**BOUDJEMA, A, (1987) :** Evolution structurale du Bassin pétrolière (triasique) du Sahara Nord oriental (Algérie) thèse Doctorat, Unis. Paris –Sud, Orsay. P 279.

**BOULVAIN, F. (2014) :** BOULVAIN, F. 2.ulg.ac.be. *Éléments de Sédimentologie et de pétrologie sédimentaire*. Université de Liège.

**BOUMAZA.M, SEMAI.F(2014) :** Evaluation quantitative et qualitative d'un réservoir cas du réservoir TAGI-SIF Fatima Bassin de Berkine (Algérie Orientale), Mémoire de Fin d'étude, UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA, P21-25.

**GHARBI, A, (2011) :** Cartographie des Biseaux stratigraphique du Gédinnien de la zone Nord-ouest du Bassin de Berkine en utilisent l'inversion sismique, Thèse de Magistère, université M'Hamed BOUGARA, Boumerdas .p 20-23.

**KAZI TANI, N. 1996** : Evolution comparée des bassins algériens depuis le protérozoïque inférieur. 2ème journées Scientifiques et techniques JST2. Recueil de communications .Tome1.p25.

**KAZI TANI, N. (1986) :** Evolution géodynamique de la Bordure Nord –Africaine : le Domaine intra plaque Nord Algérien. Approche méga séquentielle .Tome.1.p11.

**LACEB, S. (2014) :** Caractérisation des unités réservoirs du Silurien Argilo-Gréseux F6 dans la région de Rhourde Hamra (Bassin de Berkine), Rapport de fin de Formation / Induction, Division exploration, DAE, Département Berkine Ouest. P 26.

MASRI.F,BOUGRINE.L et .BENNAHIA L (2016) : Evaluation de la qualité du réservoir T rias argileux gréseux inférieur de champ toual de la région Gassi Touil (sud-Est Algérien), mémoire de fin d'étude Université Kasdi Merbah – Ouargla. P 23.

**MOUHOUB.B** (2015) : Cartographie Structurale de la zone Menzel Ledjmet Est-bassin de Berkine pour les réservoirs du Trias-Carbonifère et Dévonien. Rapport de fin d'induction, Division Exploration/Sonatrach . P 04-07.

**PERRODON, A, 1985 :** Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures, Masson, Paris.

**SAHOUI, S. (2005):**Rapport, Berkine /Zemoul al kbar. Analyse structural. Axe HBNE-BRN. Evaluation du trend lié à la faille d'El Bourma. Division Exploration –DRE / département Berkine.

**SERRA.O** (1979) : Diagraphies différés .base de l'interprétation Mémoire1 Tome1. Services techniques Schlumberger.p30-32.

**SOUILAH .O et MAKROUDI. A (2016) :** Apport des diagraphies à la reconnaissance géologique du réservoir cambrien (Ra) dans le secteur Nord-Ouest du champ de Hassi Massaoud, mémoire de Fin d'étude, UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA, P 25.

WEC. 2007: ZEROUG, S. BOUNOUA, N. LOUNISSI, R & All. Wec (Well Evaluation Conférence). Document commun à Sonatrach et Schlumberger. Édité par Shlumberger. Algerie, 2007, P 29.