# Apport des données géologiques et géophysiques à l'évaluation géopétrolière du champ de Birsa : Tunisie orientale

Petroleum assessment of Birsa field (northeastern Tunisia) from geological and geophysical data

Adel FERCHICHI <sup>(a,b)</sup> Abdessalem EL GHALI <sup>(a,c)</sup>

Géologie de la France, n° 1, 2017, p. 3-10, 9 fig., 2 tabl.

Mots-clés : Potentiel pétrolier, Réservoir serravalien, Champ de Birsa, Données sismiques, Tunisie orientale.

Keywords: Petroleum potential, Serravalian reservoir, Seismic data, Northeastern Tunisia.

#### Résumé

De nombreux travaux de recherche pétrolière par sismique réflexion et sondages profonds ont été réalisés en Tunisie orientale. La présente étude concerne la réinterprétation de ces données dans le champ de Birsa en vue d'appréhender la géométrie et le fonctionnement du réservoir serravallien pour la réception des hydrocarbures. Pour ce faire, nous avons identifié sur les différentes sections sismigues le réflecteur correspondant aux calcaires serravalliens qui marguent la base du réservoir. Elaborée en conséquence, la carte en isobathes montre l'influence de la tectonique sur la géométrie du réservoir. Par ailleurs, la tectonique alpine (atlasique en Tunisie) a joué un rôle très important dans la structuration de cette zone du Golfe de Hammamet, puisque, durant cette phase de serrage tortonienne, la zone d'étude a subi des contraintes compressives de direction NW-SE qui ont imposé des jeux inverses aux failles NE-SW et des jeux normaux à celles NW-SE. Ceci a conduit à la formation de structures hautes (favorables à recevoir des quantités considérables d'hydrocarbures) liées surtout aux décrochements dextres des failles de direction NW-SE. Les caractéristiques pétrophysiques, déduites de l'interprétation diagraphique des dépôts silicoclastiques de la Formation Birsa, objectif principal du champ de Birsa, sont moyennes à bonnes.

#### Abstract

Many petroleum research, seismic reflection surveys and deep wells were conducted in eastern Tunisia. This study concerns the interpretation of this data in the Birsa area to understand the geometry and operation of the Serravalian reservoir for receipt of hydrocarbons. To ensure this, we have identified the different seismic sections corresponding to the reflector Serravalian limestone called Intra Birsa Carbonate which marks the base of the reservoir. Developed in consequence, the isobaths map shows the influence of tectonics on the reservoir shape. Furthermore, the Alpine tectonics (called Atlasic in Tunisia) played a very important role in the structuring of this area, during this tightening of Tortonian phase, the study area has undergone compressive stresses NW-SE trend that imposed reverse movements to NE-SW faults and normal movements to NW-SE faults. This led to the formation of high structures (favorable to receive significant amounts of hydrocarbons) mainly related to dextral offsets along the NW-SE trending faults. The petrophysical characteristics, inferred from the interpretation of the logging wells in the siliciclastic deposits of Birsa Formation, which constitutes the main target in the Birsa field, are medium to good.

## 1. Introduction

Le domaine d'étude se trouve à l'avant du front de la chaîne atlasique dans l'offshore tunisien (Golfe de Hammamet) à 80 km de Kélibia (Cap Bon), et s'étend sur une superficie de 220 km<sup>2</sup> (fig. 1). La profondeur de la mer y est de l'ordre de 120 m.

Du point de vue géologique, la zone d'étude est située à cheval entre le domaine déformé de l'Atlas tunisien au NW et le domaine de la mer pélagienne au SE, caractérisé par des fossés d'effondrement, voire des rifts continentaux (Corti *et al.*, 2006; Capitano *et al.*, 2011; Belguith *et al.*, 2013). Le rift continental de Pantelleria, appartenant au canal de Sicile est

(b) adel.ferchichi@gmail.com.

(c) abselghali@yahoo.fr.

\* Article soumis le 3 août 2016, définitivement accepté le 20 mars 2017.

<sup>(</sup>a) Laboratoire de géomorphologie et télédétection- géodynamique, département de géologie, faculté des sciences de Bizerte, 7021 Jarzouna, Bizerte, Tunisie.



Figure 1 - Carte structurale du détroit sicilo-tunisien (Casero et Roure, 1994) montrant la zone d'étude du champ de Birsa.

Figure 1 - Structural map of the Sicilo-Tunisian strait (Casero and Roure, 1994) showing the location of the studied Birsa field.

situé au voisinage NE du secteur d'étude. Ce dernier est caractérisé par des failles et des plis de direction NE-SW, résultant de deux phases compressives, globalement Nord-Sud, qui sont respectivement d'âge Miocène supérieur (Tortonien) et Quaternaire ancien (Villafranchien), et des grabens de direction NW-SE.

Le présent travail a pour objectif d'étudier le système pétrolier dans ce champ à partir de l'analyse des données géologiques et géophysiques.

L'étude géologique a consisté en l'analyse des séries stratigraphiques à partir des données de puits (déblais collectés du trou de forage) et à suivre leur répartition latérale à travers des corrélations inter-puits. L'étude géophysique a consisté en la réinterprétation de profils sismiques en y identifiant d'abord les horizons correspondant aux toits des formations. Par la suite, on caractérise les failles et on en déduit leur influence sur la structuration de la zone et sur la migration et le piégeage d'hydrocarbures.

Les relations entre phénomènes tectoniques et sédimentaires et leur impact sur la géométrie du réservoir n'ont fait l'objet d'aucune étude.

La nature de la bordure orientale est imprécise, du fait qu'elle est dans l'offshore et cachée par les séries du Quaternaire récent. Elle n'est connue qu'à l'affleurement dans la Tunisie occidentale. En outre la qualité médiocre des sections sismiques rend délicate l'interprétation des profils afin d'en dégager les différentes figures tectoniques qui règnent dans cette région.

À partir des résultats précédents. On précisera l'évolution tectonique, le rôle des réseaux de failles dans le drainage et la formation des pièges structuraux des hydrocarbures. Dans ce contexte, on essayera de caractériser la roche mère, d'âge albo-cénomanien, et la roche réservoir d'âge serravallien.

## 2. Les données géologiques et géophysiques

#### 2.1. Lithostratigraphie

Les données géologiques utilisées consistent en six logs lithostratigraphiques de puits pétroliers. Dans le permis de Birsa, ces six puits (C1 (1 568 m), C2 (1 878 m), C3 (1 130 m), C4 (1 139 m), C5 (1 187 m) et C6 (1 038) (fig. 2 et 3) ont traversé les séries sédimentaires suivantes, de la plus ancienne vers la plus récente :





Figure 2 - Between-wells lithostratigraphical correlations along a NW-SE direction in the Birsa field (altitude 0 = sea level).



Figure 3 - Corrélations lithostratigraphiques inter-puits suivant une direction NE-SW dans le champ de Birsa.

Figure 3 - Between-wells lithostratigraphical correlations along a NE-SW direction in the Birsa field.

- la formation Abiod (Campanien-Maastrichtien inférieur) est formée de calcaires crayeux blancs à *Inocérames*. Sa puissance est de 100 m;
- la Formation El Haria (Maastrichtien moyen-Paléocène) est composée d'un faciès marneux à argileux gris foncé, riche en microfaunes planctoniques. Sa puissance varie de 30 m à 160 m;
- la Formation Boudabbous (Yprésien) est formée de biomicrite blanche poreuse, micrite argileuse brune et biomicrite beige à *Globigérine* et *Globorotalia*. Sa puissance varie de 50 m à 200 m ;
- la Formation Ktetna (Oligocène) est représentée par un faciès carbonaté à algues et à grands foraminifères benthiques. Sa puissance varie de 100 m à 250 m;
- la Formation Ain Ghrab (Langhien) est formée d'un faciès gréso-carbonaté. Sa puissance varie de 100 m à 200 m ;
- la Formation Mahmoud (Langhien supérieur) est argileuse.
  Sa puissance est de 40 m ;
- la Formation Birsa (Serravallien) est composée d'un faciès sableux à intercalations d'argiles à microfaunes planctoniques avec un membre moyen carbonaté (Intra Birsa carbonaté). Cette Formation est surmontée par des alternances argilo-gréseuses et elle n'est reconnue que dans les forages C3 et C5 à des profondeurs variables de 885 m (C3) et 1 095 m (C5) (fig. 3 et 4). Elle constitue l'équivalent latéral de la Formation Beglia affleurant au Cap Bon (Ben Salem, 1992). Ses bons paramètres pétrophysiques (porosité et perméabilité) ainsi que sa position par rapport à la couverture argileuse imperméable sus-jacente, en font un élément très important du système pétrolier dans le Golfe de Hammamet en général et dans le champ de Birsa en particulier. Sa puissance varie de 50 m à 300 m (Shell Tunirex, 1978) ;
- la Formation Saouaf (Serravallien *p.p.* Tortonien inférieur) est représentée par des argiles grises, beiges à brunes, feuilletées, des sables à grains fins à moyens et des lignites. Sa puissance varie de 400 m à 600 m;
- la Formation Belkhdim (Messinien) est absente dans le champ de Birsa. Dans le champ de Oudna (à 21 km du champ du Birsa, fig. 1), elle est constituée de dépôts laguno-lacustres englobant des faciès argilo-carbonatés et évaporitiques;



Figure 4 - Carte de position des lignes sismiques

Figure 4 - Map showing the location of the L25 seismic line.

 la Formation Raf Raf (Pliocène) est argilo-marneuse, mais débute par des conglomérats, atteignant une épaisseur de 250 m.

La corrélation lithostratigraphique passant du NW vers le SE par les puits C6, C3, C1, et C2, montre les faits suivants (fig. 2) :

- le Campanien (Formation Abiod) est atteint seulement dans le puits C2 au SE à une profondeur de 1 763 m ;
- le Paléocène (Formation El Haria) est traversé par les puits C1 et C2. Il a une épaisseur de 128 m au SE en (C2) ;
- l'Éocène (Formation Bou Dabbous) est atteint à 1 387 m en C1et à 1 430 m en C2 ;
- l'Oligocène (Formation Ktetna) est atteint dans les puits C1 et C2. Il est épais de 230 m au SE (C2) ;
- le Langhien (Formation Ain Ghrab) est atteint uniquement dans les puits C1, C2 et C3. Il est épais de 130 m au SE (en C2);
- le Langhien supérieur (Formation Mahmoud) est traversé par les puits C1et C2 mais il est absent dans le centre de la zone d'étude. L'épaisseur observée en C1 et C2 est de 30 m;
- le Serravallien (Formation Birsa) présente une épaisseur identique au SE et au NW (200 m en C2, C3 et C6), mais il s'amincit au centre de la zone d'étude (90 m en C1 ;
- le Serravallien *p.p.* Tortonien inférieur (Formation Saouaf) présente une épaisseur très importante ; jusqu'à 680 m au NW (C3) et 640 m au SE (C2), mais il s'amincit au centre de la zone d'étude (400 m en C1) ;
- le Messinien (Formation Belkhdim) est totalement absent dans le champ de Birsa du fait d'une érosion ou d'un non dépôt;
- le Pliocène (Formation Raf Raf) présente une épaisseur importante au centre du champ de Birsa (de l'ordre de 250 m en C1) et s'amincit dans le NW et le SE.

Les plus fortes épaisseurs des dépôts miocènes (formations Birsa et Saouaf) au NW et au SE montrent que ces secteurs ont subi une subsidence plus marquée après le Langhien supérieur. Ceci suggère que la tectonique aurait joué un rôle important dans la répartition des dépôts. En effet, la subsidence marquée des secteurs NW et SE au cours du Miocène pourrait être due aux jeux de failles normales localisées entre C1 et C2 et entre C1 et C3. L'absence des dépôts messiniens dans tous les forages est expliquée par une érosion ayant suivi la sédimentation du Miocène. Les dépôts de la formation Raf Raf montrent des variations d'épaisseur notables au niveau la zone d'étude, elle présente une forte épaisseur de l'ordre de 250 m dans la zone centrale due à une inversion de la subsidence.

Une autre corrélation lithostratigraphique passant du NE vers le SW par les puits C4, C1, et C2, montre les faits suivants (fig. 3) :

 le Serravallien (Formation Birsa) est atteint dans les puits C4, C1 et C5. Il présente une épaisseur constante dans les trois puits (90 m), mais il est moins profond au centre ;

- le Serravallien *p.p.* Tortonien inférieur (Formation Saouaf) est très épais ; 800 m en C4 et C5, et 550 en C1 ;
- le Messinien est absent du fait d'une érosion ou d'un non dépôt ;
- le Pliocène (Formation Raf Raf) est plus épais dans la zone centrale (250 m en C1), ce qui s'observe aussi sur la coupe NW-SE (fig. 2). De ce fait, on peut conclure que le secteur central était plus subsident que les secteurs NE et SW au Pliocène, ce qui confirmererait une inversion de subsidence à cette époque.

#### 2.2. Données sismiques

Vingt-six (26) profils sismiques, couvrant l'ensemble du secteur d'étude suivant un maillage hétérogène (fig. 4), ont été interprétés. Ils proviennent de cinq campagnes utilisant des techniques d'enregistrement et des paramètres de traitement différents. Ces profils sont d'une qualité variable (tabl. 1).

Année	Opérateur	Source	Couverture	Traitement	Migration	Qualité	Remarque
1973	GSI	Airgun	24	PRAKLA	Non	Médiocre	Quelques lignes
1977	PRAKLA	Airgun	48	PRAKLA	Oui	Médiocre	Maille : 0,5km*0,5 km
1978	CGG	Vaporchoc	48	GSI	Oui	Moyenne	Maille: 0,5km*0,5 km
1979	CGG	Vaporchoc	30	CGG	Oui	Médiocre	Une seule ligne
1980	WESTERN	Airgun	48	WESTERN	Oui	Moyenne	Une seule ligne
1981	WESTERN	Airgun	48	SSL	Oui	Moyenne	Une seule ligne
1983	GECO	Airgun	48	SSL	Oui	Moyenne	Une seule ligne

Tableau 1 - Inventaire des différentes acquisitions sismiques réalisées dans le champ de Birsa.

Table 1 - Summary of the seismic data available for the Birsa field.

L'interprétation des sections sismiques commence par la sélection des horizons à pointer. Ces horizons doivent comporter un contraste acoustique suffisant pour être sismiquement caractérisables.

L'analyse de l'ensemble des données montre que les calcaires du Langhien et du Serravallien moyen sont les niveaux les plus faciles à suivre sur les sections sismiques. En effet, les calcaires du Langhien (Formation Ain Grab) sont surmontés par les argiles du Serravallien inférieur. Les carbonates du Serravallien moyen (Intra Birsa carbonaté) sont surmontés par le membre supérieur argilo-sableux de la formation Birsa.

Après avoir sélectionné l'horizon à pointer, on procède au calage sismique. Cette méthode de reconnaissance et de comparaison entre les données de puits et de sismique doit nécessairement comporter au moins les profondeurs des coupures stratigraphiques de chaque niveau ainsi que les relations temps-profondeur. Dans le champ de Birsa, les données fournies par le puits pétrolier C2 sont un secours pour le calage sismique (tabl. 2). La conversion des profondeurs en utilisant la courbe temps-profondeur a permis l'identification de six reflecteurs chacun correspond à un horizon.

Lithostratigraphie	Profondeur	Temps double (ms)	
Formation	vertical (m)		
Raf Raf	150	150	
Souaf	200	250	
Birsa	840	750	
Ain Grab	1 067	920	
Profondeur totale (m)	1 204	1 000	

Tableau 2 - Calage sismique sur le puits C2.

Table 2 - Seismic calibration for the C2 well.

Après l'opération de calage, l'horizon sélectionné est pointé sur les différentes lignes sismiques en insistant sur les fermetures de mailles. L'interpolation entre les lignes a permis d'établir des cartes en isochrones de six horizons qui seront convertis en cartes en isobathes par exemple la carte en isobathes de l'horizon serravallien de la formation Birsa (voir section 3). Ces cartes exposent les principaux traits structuraux qui caractérisent les formations datées.

Dans le secteur d'étude, les sections NW-SE montrent les principales structures tectoniques caractéristiques de la région. Deux sections ont ainsi été étudiées en détail : L25 et L26 (fig. 5 et 6).

La ligne sismique L25, de direction NNW-SSE, s'étend sur 7 km (fig. 5). Elle est située au centre du champ du Birsa. Elle passe par le puits C2 qui a traversé toutes les séries, de l'Oligocène au Plio-quaternaire (fig. 2). Ce profil montre une zone haute (horst) au centre, limité de part et d'autre par deux zones basses. Cette section sismique est celle qui montre le plus d'accidents. Une série de failles normales antithétiques affecte toutes les séries miocènes.



Figure 5 - Interprétation de la ligne sismique L25. Figure 5 - Interpretation of the L25 seismic line.



Figure 6 - Interprétation de la ligne sismique L26. Figure 6 - Interpretation of the L26 seismic line.

La ligne sismique L26, de direction NW-SE, s'étend sur 9 km (fig. 6), elle est située au centre du champ du Birsa. Elle passe par le puits C1 qui a traversé toutes les séries, de l'Oligocène au Plio-quaternaire. Ce profil montre une aire haute (horst), du côté gauche (NW), séparée des autres zones par une faille majeure recoupée par le puits C1, et une série de faille normales antithétiques qui plongent du côté droit (SE).

#### 2.3. Interprétation des données diagraphiques

Les enregistrements diagraphiques dans les puits réalisés dans le champ de Birsa, montrent que la formation Birsa peut être subdivisée en trois membres (fig. 7 et 8) :

- un membre inferieur formé d'un faciès argileux ;
- un membre médian (intra-Birsa carbonaté) formé d'un faciès carbonaté ;
- un membre supérieur formé de bas en haut de trois niveaux sableux (UBS1, UBS2 et UBS3).



Figure 7 - Corrélations diagraphiques suivant une direction NW-SE au sein du réservoir serravalien de la Formation Birsa.

Figure 7 - Diagraphic correlations along a NW-SE direction within the Serravalian reservoir of the Birsa Formation.



Figure 8 - Corrélations diagraphiques suivant une direction NE-SW du réservoir serravalien de la Formation Birsa.

Figure 8 - Diagraphic correlations along a NE-SW direction within the Serravalian reservoir of the Birsa Formation.

Le niveau sableux inférieur UBS3. Dans les puits C2, C3 et C6, il est constitué par des sables fins imprégnés d'huile et d'épaisseur variant entre 9,3 et 17,7 m. Les enregistrements diagraphiques montrent des valeurs de GR faibles à moyennes traduisant une faible quantité d'argiles (27 API en C3 et 50 API en C6) et une valeur élevée de porosité (32 % en C3 et 25 % en C6) cohérente avec la présence d'huile. Ce niveau est sablo-limoneux au niveau des puits C4 et C3 et argileux au niveau du puits C5. Il présente une porosité Neutron forte (30 %) en C3.

Le niveau sableux moyen UBS2. Dans les puits C3 et C6, il est constitué par des sables fins et d'épaisseur variant de 8,5 à 14,6 m. Une valeur de GR très faible montre sa pauvreté en argile (30 API en C3 et 45 API en C6). Sa porosité Neutron est forte (29 % en C3 et 23 % en C6). Le facies devient limoneux et à dominance argileuse dans les puits C2, C4 et C5.

Le niveau sableux supérieur UBS1. Dans les puits C2, C3 et C5, il est formé par des sables fins et d'épaisseur variant de 5,3 à 11 m. Ce niveau devient sablo-limoneux et argileux dans les puits C4 et C6.

#### 3. Discussion

Au cours du Crétacé, le Sahel oriental tunisien et la mer pélagienne sont affectés par des failles normales de direction NW-SE. Un volcanisme alcalin est induit par cette tectonique distensive (Winnock et Bea, 1979; Burollet, 1991; Laridhi Ouazaa, 1994; Mattoussi *et al.*, 2009; Corti *et al.*, 2006; Bouaziz *et al.*, 2002). Pendant l'Éocène-Miocène moyen, l'approfondissement de faciès de l'Ouest vers l'Est, peut indiquer la poursuite de la distension et l'activité des failles normales. Au Miocène inférieur à moyen, des grabens de direction NW-SE à E-W se développent dans l'Atlas tunisien (grabens de Rohia-Sbiba, de Foussana-Kasserine....) (Philip *et al.*, 1986; Ben Ayed, 1993; Chihi, 1995). Leur apparition est expliquée par une tectonique distensive caractérisée par un axe de contrainte  $\sigma$ 3 de direction NE-SW.

Dans le secteur d'étude, la carte en isobathes (convertie de la carte en isochrones) au toit du Serravallien (Formation Birsa) fait apparaître des zones hautes (horsts) qui s'apparentent à des structures distensives limitées par des failles normales de direction E-W à WSW-ENE et qui montrent des escarpements et des blocs basculés dans la partie orientale du secteur (fig. 9).



Figure 9 - Carte en isobathes du top du réservoir serravallien de la Formation de Birsa (intervalle = 25 m).

Figure 9 - Isobath map of the top of the Serravalian reservoir of the Birsa Formation (interval = 25 m).

Durant la phase de compressive tortonienne, appelée phase atlasique (Philip *et al.*,1986 ; Ben Ayed, 1993), la zone d'étude a subi des contraintes compressives de direction NW-SE qui ont imposé des jeux inverses aux failles NE-SW (Casero et Roure, 1994) et normaux aux failles de direction NW-SE, et ont formé des plis de direction NE-SW. Dans le détroit sicilo-tunisien, la coexistence compression-distension a été évoquée par Corti *et al.* (2006). L'ensemble de ces structures (plis et failles inverses de direction NE-SW) est appelé MFTB (Maghrebian Fold and Thrust Belt) (Argnani, 2009 ; Soumaya *et al.*, 2015) et appartient à l'Atlas tunisien. La phase compressive due à la collision entre les plaques africaine et eurasiatique, a donc abouti à l'apparition de structures hautes favorables à recevoir des hydrocarbures.

Au Plio-Quaternaire, la migration de la plaque africaine subduite (slab) vers l'Est, en Méditerranée centrale, est contemporaine de l'ouverture de la mer tyrrhénienne au Nord et du canal de Sicile (y compris le rift continental de Pantelleria au Sud [Civile *et al.*, 2010]). Le magmatisme alcalin qui s'est mis en place dans la région d'étude depuis le Crétacé jusqu'au Plio-Quaternaire a accentué le gradient géothermique (Mattoussi *et al.*, 2009 ; Jedidi, 2004), ainsi que le flux de chaleur et a contribué à la maturation de la matière organique dans les roches mères (Mattoussi *et al.*, 2009).

L'interprétation des données sismiques a permis d'établir un modèle structural dans le champ de Birsa qui se présente en la juxtaposition d'aires hautes (horsts) orientée NE-SW au Nord et N-S au Sud. Ces dernières sont allongées suivant une direction principale E-W à WSW-ENE qui correspond à des failles normales enracinées et qui délimitent le rift continental de Pantellaria (Civile *et al.*, 2010). Ces failles normales peuvent assurer la migration des hydrocarbures dont la roche mère (Formation Fahdène) est d'âge albocénomanien, vers les niveaux sableux du Serravallien de la formation Birsa.

Le secteur d'étude, présente un intérêt pétrolier puisque la plupart des puits exécutés ont effectivement produit de l'huile à partir du réservoir d'âge serravallien de la Formation Birsa. Par contre vers l'Ouest du Golfe de Hammamet, l'exploration n'a montré que de rares indices d'huile ou de gaz, excepté dans le secteur du Cap Bon qui a produit des quantités appréciables de gaz dans les lentilles sableuses du Néocomien-Aptien (Coparex Netherlands, 1999). Cette répartition est en concordance avec l'accroissement progressif des valeurs du gradient de température de l'Ouest vers l'Est (Jedidi, 2004). La maturité de la matière organique dans la roche mère (Formation Fahdène) n'a été atteinte qu'à l'Est, c'est-à-dire à proximité du rift continental de Pantelleria (Burollet *et al.*, 1990).

Cette roche mère présente une teneur en carbone organique total (TOC) de 1,5 à 2,5 %, des potentiels pétroliers (PP en hydrocarbures HC/tonne de roche) supérieurs à 10 kg HC/tonne de roche, un indice d'hydrogène (IH) de 300 à 600 mg HC/g, sa température maximale est comprise entre 435 °C et 450 °C et son kérogène est de type II (Bouhlel *et al.*, 2000).

La maturation et la génération des hydrocarbures ont fonctionné à partir du Turonien (90 Ma), atteignant le maximum au Sénonien (60 Ma à 70 Ma). L'expulsion des huiles de la roche mère s'est effectuée au début du Paléocène (65 Ma) (Bouhlel *et al.*, 2000). La migration des hydrocarbures est en relation avec la phase atlasique. La configuration des structures pièges miocènes est fortement contrôlée par l'activité tectonique du Pliocène (Hezzi, 2014).

Les bons paramètres pétrophysiques du Serravallien, (une porosité atteignant 30 % et une perméabilité égale à 1 Darcy), son épaisseur importante et la présence d'une couverture argileuse en font une cible intéressante en tant que réservoir dans les zones de pièges structuraux. La migration des hydrocarbures jusqu'à ce réservoir est assurée par les failles normales E-W à WSW-ENE enracinées.

# 4. Conclusion

La compilation des données sismiques et géologiques (déduites des puits) du permis de Birsa a permis de caractériser la géométrie et le fonctionnement du système pétrolier et surtout la roche réservoir du Serravallien (Formation Birsa). Il en ressort que cette formation constitue un réservoir compartimenté en blocs soulevés et affaissés, par les failles jouant et/ou rejouant pendant la compression tortonienne qui est caractérisée par un axe de raccourcissement de direction NW-SE. Cette structuration a eu des implications directes sur les variations des épaisseurs et des profondeurs des séries sédimentaires, en particulier les roches réservoirs, et la migration des hydrocarbures jusqu'au réservoir serravallien.

Les résultats obtenus constituent a priori une base solide à l'élaboration d'un plan directeur pour l'optimisation d'une exploitation éventuelle du réservoir serravallien dans ce champ. Cette optimisation pourrait impliquer la réalisation de nouveaux puits d'exploration et/ou d'exploitation et l'acquisition de nouvelles données sismiques de haute résolution.

## **BIBLIOGRAPHIE**

Argnani A. (2009) - Evolution of the southern Tyrrhenian slab tear and active tectonics along the western edge of the Tyrrhenian subducted slab. Geol. Soc. London Spec. Publ., 311(1), p. 193-212.

Belguith Y., Geoffroy L., Mourgues R., Rigane A. (2013) - Analogue modelling of Late Miocene-Early Quaternary continental crustal extension in the Tunisia-Sicily Channel area. *Tectonophysics*, vol. 608. p. 576-585.

Ben Ayed N. (1993) - Évolution Tectonique de l'Avant-pays de la Chaîne Alpine de Tunisie du Début du Mésozoïque à l'Actuel. Ann. Mines et Géol., Tunisie, vol. 32, 286 p.

Ben Salem H. (1992) - Contribution à la connaissance de la Géologie du Cap Bon: Stratigraphie, tectonique et sédimentologie. Thèse de 3<sup>e</sup> cycle, *Fac. Sci. Tunis*, 102 p.

Bouaziz S., Barrier E., Soussi M., Turki M. M., Zouari H. (2002) - Tectonic evolution of the northern African margin in Tunisia from paleostress data and sedimentary record. *Tectonophysics*, 357, p. 227-253.

Bouhlel A., Saidi M., Fourati L., Meskini A. (2000) - Hydrocarbon Generation and Expulsion Histories in Hammamet Basin-Eastern Offshore Tunisia. 62nd EAGE Conference & Exhibition, Scotland, vol. 381, p. 321-330.

Burollet P. (1991) - Structures and tectonics of Tunisia. Tectonophysics, 195, p. 359-369.

Burollet P, Ben Ferjami A., Mejri F. (1990) - Petroleum Geology of Tunisia. AAPG Search and Discovery Article #91003©1990 AAPG Annual Convention, San Francisco, California, June 3-6, 1990.

Capitano A., Faccena C., Funiciello R., Salvini F. (2011) - Recent tectonics of Tripolitania, Libya: an intraplate record of Mediterranean subduction. *Geol.Soc. London Sp. Pub.*, 357, p. 319-328.

Casero P., Roure F. (1994) - Neogene deformations at the Sicilian-North African plate boundary, in Peri-Tethyan Platforms. p. 27-50. Editions Technip, Paris.

Coparex Netherlands B.V. (1999) - Oudna G&G study, Rapport interne, Tunisie, 26 p.

Chihi L. (1995) - Les fossés Néogènes à quaternaires de la Tunisie et de la mer pélagienne, leur étude structurale et leur signification dans le cadre géodynamique de la méditerranée centrale. Thèse de doctorat d'Etat, Faculté des sciences de Tunisie, 324 p.

Civile D., Lodolo E., Accettella D., Geletti R., Ben-Avraham Z., Deponte M., Facchin L., Ramella R., Romeo R. (2010) - The Pantelleria graben (Sicily Channel, central Mediterranean): An example of intraplate "passive" rift, *Tectonophys.*, 490(3), p. 173-183.

Corti G., Cuffar M., Doglioni C., Innocenti F., Manetti P. (2006) - Coexisting geodynamic processes in the Sicily channel. Geol. Soc. Am. Sp. Pap., 409, p. 83-96.

Hezzi I. (2014) - Caractérisation géophysique de la plateforme de Sahel, Tunisie nord orientale et ses conséquences géodynamiques. Thèse de Doctorat en sciences géologiques, Faculté des Sciences de Tunis, Université de Tunis El Manar II, 205 p.

Jedidi A. (2004) - Modélisation de bassins sédimentaires pour l'évaluation du potentiel pétrolier : application au Golfe de Hammamet-Tunisie. Thèse de doctorat. École Nationale d'Ingénieurs de Sfax, 204 p.

Laridhi Ouazaa N. (1994).- Etude minéralogique et géochimique des épisodes magmatiques mésozoïques et micocènes de la Tunisie. Thèse de Doctorat es-sciences géologiques, Faculté des Sciences de Tunis, Université de Tunis El Manar II, 426 p.

Mattoussi Kort H., Gasquet D., Ikenne M., LaridhiOuazaa N. (2009).- Cretaceous crustal thinning in North Africa: Implications for magmatic and thermal events in the Eastern Tunisian margin and the Pelagian Sea. J. Afr. Earth Sci., 55(5), p. 257-264.

Philip H., Andrieux J., Dlala M., Chihi L. (1986) - Évolution tectonique mio-plio-quaternaire du fossé de Kasserine (Tunisie centrale). Implication sur l'évolution géodynamique récente de la Tunisie. *Bull. Soc. Géol.Fr.*, 8, p. 559-568.

Shell Tunirex (1978) - Detailed marine seismic reflexion survey Oudna and Birsa structure. Rapport interne. Tunisie, 126 p.

Soumaya A., Ben Ayed N., Delvaux D., Ghanmi M. (2015) - Spatial variation of present-day stress field and tectonic regime in Tunisia and surroundings from formal inversion of focal mechanisms: Geodynamic implications for central Mediterranean. *Tectonics*, 34, p. 1154-1180.

Winnock E., Bea F. (1979) - La mer Pélagienne, Structure de la Mer Pélagienne. Géol. Méditerr., VI, 1, p. 35-40.