

Caractérisation Géochimique et Evolution Géothermique des roches mères du Silurien et du Dévonien de la partie centrale du bassin d'Illizi. Plate forme saharienne. Algérie.

SADAOUI, M., BOUGERRA, B. et KECIR, A.

Laboratoire Ressources Minérales et Energétiques

Département Gisements. Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie.

Université M'Hamed Bougara. Boumerdès. Algérie.

(sadaoui2001@yahoo.fr)

Résumé:

La zone d'étude se localise dans la partie centrale du bassin d'Illizi, qui se situe au Sud- Est du Sahara Algérien. Le Silurien et le Dévonien de ce bassin constituent les principales sources d'hydrocarbures. Les principaux objectifs de cette étude sont la caractérisation géochimique et la délimitation des zones potentielles de ces roches mères, ainsi que les aspects relatifs au timing de génération des hydrocarbures.

Cette étude géochimique est basée essentiellement sur les résultats de la Pyrolyse Rock-Eval et les observations microscopiques à partir des échantillons des roches prélevés de forage des puits.

Les résultats de cette étude nous ont permis de déceler deux bons niveaux roche mère potentiels, qui correspondent au Silurien argileux et à la série argileuse du Dévonien. Ces deux niveaux présentent une excellente richesse en matière organique, avec un COT variant généralement entre 0.23 et 14% sur la totalité de la région. Le type de la matière organique pour le Silurien est marin (type II), tandis que pour le niveau Dévonien est mixte (type II et type III).

Le niveau roche mère Silurien présente deux stades de maturation variable: Roche mère immature, au niveau du sondage RE-2 à l'Ouest et une roche mère mature (phase à huile) au niveau des sondages SAR-2 à l'est, TS-2 au Nord, KA-2 et AG-2 au Sud. Tandis que la roche mère Dévonienne est en phase à huile dans tous les sondages.

La modélisation géochimique montre que la génération des hydrocarbures pour le niveau Silurien a commencé il y'a 151 Ma (Jurassique) au niveau du puits TS-2, 167 Ma (Jurassique) au niveau du puits AG-2 et 167 Ma (Jurassique) au niveau du puits RE-2

La génération des hydrocarbures pour le niveau Dévonien a commencé il y'a 103 Ma (Crétacé) au niveau de puits TS-2 160 Ma (Jurassique) au niveau du puits AG-2.

L'expulsion du niveau Silurien a commencé à 125 Ma (Crétacé) au niveau du puits TS-2, à 140 Ma (Jurassique) au niveau du puits AG-2 et 100 Ma (Crétacé) au niveau du puits RE-2.

Pour le Dévonien l'expulsion a commencé à 90 Ma (Crétacé) au niveau du puits TS-2 et à 80 Ma (Crétacé) au niveau du puits AG-2. Les pièges ayant déjà été mis en place, les périodes de génération et d'expulsion des HC sont favorables à leur accumulation.

Mots clés : Silurien Radioactif. Frasnien. Roches Mères. Caractérisation. Maturation. Bassin d'Illizi. Plate forme Saharienne.

Introduction:

Le bassin d'Illizi renferme les plus grands gisements de pétrole et de gaz, reconnus dans la plate-forme saharienne, il est situé dans le Sahara oriental, s'étend jusqu'en Libye à l'Est, dont la plus grande partie se trouve en Algérie. Il a toujours été le plus étudié et continue à faire l'objet d'une étude de plus en plus prometteuse. Le Silurien et le Dévonien du bassin d'Illizi constituent les principales sources d'hydrocarbures, ils ont déjà fait l'objet de nombreuses études géochimiques. Les travaux les plus récents sont ceux de A. Chaouch (1992) et Mekki Daouadji F., (2001). La délimitation des zones prospectives du point de vue potentialités des roches mères silurienne et dévonienne et les aspects relatifs au timing de génération des hydrocarbures et de leur migration en relation avec l'évolution structurale du bassin constituent l'objectif de cette étude.

Pour confirmer les potentialités de ces roches, ainsi que pour l'orientation des travaux d'exploration à moyen et à long terme, nous avons effectué cette étude géochimique présentée de la région d'Illizi central (blocs 238, 245, 234, 242 et 230) à partir des échantillons des roches prélevés au cours de forage des puits. Cette étude est basée

essentiellement sur les résultats de carbone organique total (COT), la Pyrolyse Rock-Eval et les observations microscopiques (IAT), et elle est basée sur trois parties principales qui sont :

- Une généralité géologique sur la région.
- Caractérisation géochimique des roches mères silurienne et dévonienne.
- Modélisation géochimique, pour la reconstitution de l'histoire d'évolution géothermique de la matière organique.

I. Situation Géographique:

La région d'étude se localise dans la partie centrale et orientale du bassin d'Ilizi sur les nœuds des champs productifs de Hassi Mazoula à L'Ouest, Ohanet au Nord, Tiguentourine au Sud- Est et le permis de Bourarhet au centre (Fig.1). Le bassin d'Ilizi est situé au Sud- Est du Sahara Algérien, il couvre une superficie de 100.000Km² (Algérie, Schlumberger, 2007).

II. Situation Géologique:

Du point de vue géologique, le Bassin d'Ilizi correspond à un bassin de plate forme stable. La série stratigraphique comprend des terrains d'âge Paléozoïque, qui affleurent dans sa partie méridionale et d'âge Mésozoïque à Cénozoïque qui affleure dans sa partie septentrionale. Il représente une large dépression semi-circulaire et fut le siège d'une sédimentation importante (2500 à 3500 m d'épaisseur), déposée essentiellement durant le Paléozoïque et le mésozoïque (Fig.2).

Tectoniquement, les accidents qui ont affecté ce bassin présentent des directions méridiennes, d'orientation NE-SW et NW-SE. Le Bassin d'Ilizi est limité (Aliev, M., Ait Laoussine et al, 1971):

- Au Nord par la remontée du socle connue sous le nom du môle d'Ahara, qui le sépare du bassin de Berkine.
- Au Sud par le massif cristallin, métamorphique du Hoggar.
- A L'Est par le môle de Tihemboka, situé près de la frontière Algéro-Libyenne.
- A l'Ouest par la dorsale d'Amguid- El Biod, qui le sépare du bassin de Mouydir.

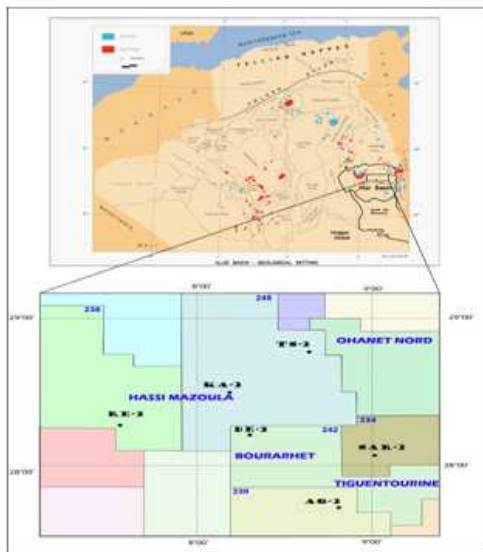


Fig.1- Carte de situation géographique et position des puits de la région.

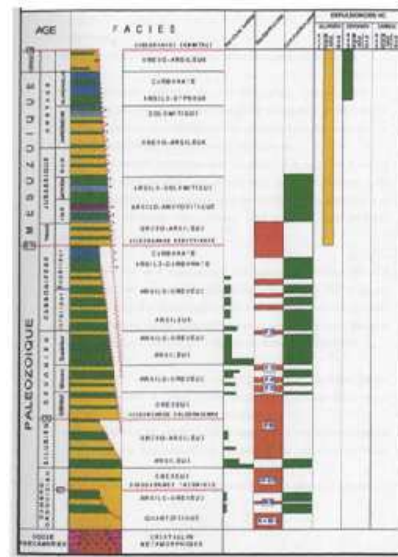


Fig. 2- Colonne lithostratigraphique de la région d'étude.

III. Cadre tectonique:

L'image structurale actuelle du bassin est liée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire. Le bassin d'Ilizi est traversé par des accidents subméridiens, pour la plupart panafricains (600 Ma). Au Nord, cette région est recouverte par le plateau Crétacé supérieur de Tinrhert. A son extrême Sud, les formations paléozoïques offrent des affleurements d'une qualité exceptionnelle sur la bordure septentrionale du Hoggar.

Les différents événements tectoniques ayant affecté ce bassin ont engendré différents éléments structuraux, on y distingue: Le môle de Tihemboka, le môle d'Ahara et l'accident de Fadnoun (Beicip, 1975).

Evolution géodynamique du bassin d'Ilizi :

Les principaux événements tectoniques qui ont affecté le bassin d'Ilizi se sont déroulés :

- ✓ Au Précambrien terminal-Cambrien inférieur : événement panafricain
- ✓ A l'Ordovicien supérieur : phase taconique du Silurien supérieur
- ✓ Au Dévonien inférieur : phase calédonienne
- ✓ Au Dévonien supérieur : phase frasnienne
- ✓ Au Carbonifère - Permien : phase hercynienne
- ✓ Au Crétacé inférieur (Aptien) : phase autrichienne
- ✓ Au Tertiaire (Eocène à Oligocène: phase pyrenienne).

Ces différentes phases tectoniques, (compressives et distensives) se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires. (Aiouana A, 1995, Aliev et al., 1971, Boudjemaa, A., 1987; Echikh, K., 1998, Becip., 1975).

IV. Système pétrolier:

Un système pétrolier est défini par la roche mère, le réservoir et la roche couverture, tout en tenant compte du facteur temps concernant l'âge de la migration des hydrocarbures et sa relation par rapport à celui de la formation du piège (Biju-Duval, B.,1999, Perrodon, A., 1985).

1. Les roches mères:

Les différentes études géochimiques réalisées dans le bassin d'Ilizi, montrent que pratiquement toutes les argiles du Paléozoïque ont généré des hydrocarbures .Les principales roches mères sont:

- Les argiles radioactives du silurien.
- Les argiles du Dévonien moyen et supérieur.

2. Roches réservoirs

a. Réservoirs du Cambro-ordoviciens :

b. Réservoirs du Siluro- dévonien :

3. Roches couvertures:

- Les argiles de l'Ordovicien qui couvrent parfois l'unité II du cambrien, l'unité III-2 et l'unité III-3.
- Les argiles de la base du Silurien assurent la couverture des réservoirs du complexe terminal, quant à celles du Silurien supérieur, elles couvrent les unités inférieures du F6 ;
- Les argiles intercalées du Dévonien inférieur et du Dévonien moyen, couvrent les unités C du réservoir F6.
- Les argiles du Dévonien supérieur couvrent le réservoir F4 dans la partie Est du permis.
- Les argiles du Carbonifère couvrent le réservoir F2, dont l'importance est localisée à L'Est du permis Bourarhet.

V. Caractérisation géochimiques des niveaux roches mères:

Introduction :

Ce chapitre consiste à l'identification et la caractérisation des niveaux roches mères en définissant la richesse organique, la qualité et la quantité du kérogène dans la roche mère, ainsi que le degré de maturation atteint dans la région centrale du bassin d'Ilizi. L'échantillonnage a concerné les niveaux argileux du Silurien et du Dévonien supérieur, et couvre les sondages: **AG-2, SAR-2, KA-2, TS-2, RE-2** (Fig.1).

Les paramètres analysés sont le COT, S1, S2, IH, IO, Tmax, PRV (pouvoir réflecteur de la vitrinite) et l'IAT (l'indice d'altération thermique).

1. Méthodologie :

Pour mieux caractériser les roches mères du Crétacé et mener à terme les objectifs assignés à cette étude, nous avons traité les données géochimiques brutes, en se basant sur les critères suivants (Deroo, G., Espitalie, J., Marquis, F. 1986):

- Si S1 et S2 < 0,2 : IP et Tmax ne sont pas significatifs.
- Si COT < 0,3 : tous les paramètres ne sont pas significatifs.
- Si COT < 0,5 : IO est non significatif.

Pour l'évaluation de la roche mère selon les normes de l'IFP et d'autres sociétés, le filtrage des données se fait, en imposant une limite minimale de 0,5 % pour le COT (Carbone Organique Total) et 0.2 mg d'HC/g de roche pour les produits Hydrocarbonés issus du craquage du kérogène (S2).

2. La roche mère silurienne :

La roche mère Silurienne épaisse de 240 à 450 m, d'apparence homogène, appelée argiles à Graptolites traduit la généralisation d'un milieu franchement marin à toute la plate forme Saharienne. La déglaciation, commence à la fin de l'Ordovicien, elle s'est poursuivie de manière progressive et se serait étendue jusqu'au Silurien supérieur. .

L'intervalle d'intérêt majeur est la série argileuse du Silurien inférieur. A la base de ces argiles, se développe un niveau à radioactivité naturelle élevée (Gamma Ray), dépassant parfois 300 API.

A la base des données géochimiques issues des résultats d'analyse de la matière organique au niveau des sondages d'Illizi central, on a pu établir les différentes cartes: en isopaques, Iso -richesse, Iso-maturité, Iso- potentiel pétrolier résiduel (S2).

A. L'épaisseur du silurien argileux:

Cette carte montre la variation de l'épaisseur du Silurien argileux d'Illizi central, qui représente une épaisseur moyenne de 335 m. L'épaisseur totale du Silurien argileux augmente du Nord-Ouest vers le Sud- Est. Le minimum d'épaisseur se trouve au Nord au niveau du puits TS-2 (245 m) et la plus grande valeur se localise au Sud- Est avec une valeur de 446.5 m au niveau du puits AG-2.

L'épaisseur est faible au Nord à cause de biseautage sur les flancs du môle d'Ahara, qui s'est présenté comme un haut fond durant le dépôt du silurien argileux.

B. La richesse en matière organique:

D'après l'analyse de cette carte, on constate que la richesse en matière organique (COT) augmente d'une façon générale d'Est à l'Ouest, le sondage RE-2 situé à l'Ouest recèle la plus grande teneur en carbone organique totale (3.89 %), qui peut atteindre 14.70 %, tandis qu'à SAR-2 on a une teneur plus faible, de l'ordre de 0.62% (Fig.3).

On distingue trois zones :

- Une zone moyenne, à l'Est, autour du puits SAR-2, où le COT varie de 0.62% à 1 %.
- Une zone riche, située au centre (TS-2 et KA-2), avec des valeurs de COT de 1 à 2%.
- Une zone très riche, à l'Ouest, autour des puits RE-2 et AG-2, présente des valeurs de COT allant de 2 à 3.89%.

Les faibles teneurs sont en rapport avec les conditions de sédimentation (milieu oxydant et sédimentation grossière) et géodynamiques (instabilité verticale de la dorsale et magmatisme) (Chaouche, 1992).

C. Le potentiel pétrolier résiduel (S2):

D'après cette carte, on remarque d'une façon générale une augmentation du potentiel pétrolier résiduel(S2) du Nord-Est vers l'Ouest, et elle fait ressortir la distribution du potentiel pétrolier résiduel en trois zones :

- Une zone orientale divisée en deux parties :

*Une partie nord-orientale caractérisée par un faible potentiel pétrolier résiduel (S2 < 0.5 mg d'HC /g de roche) au tour des puits KA-2 et TS-2, où se localise le plus faible potentiel (0.28 mg d'HC /g de roche).

*Une autre partie, où se situe le puits SAR-2 reflétant un potentiel pétrolier résiduel moyen, avec des valeurs de 0.5 à 1 mg d'HC /g de roche.

- Une zone centrale au voisinage du puits AG-2 présentant un bon potentiel pétrolier résiduel (S2), qui varie de 1 à 2 mg d'HC /g de roche (Fig.4).

- Une zone occidentale, localisée autour du puits RE-2, montrant un très bon potentiel pétrolier résiduel ($S_2 > 2$ mg d'HC /g de roche), où se manifeste le plus grand potentiel pétrolier au niveau du puits RE-2 ($S_2_{MOY} = 5.39$ mg d'HC /g de roche) et qui peut aller jusqu'à 33.71 mg d'HC /g de roche.

Le potentiel pétrolier résiduel varie avec la richesse (la teneur en COT), le type et le degré de maturation de la matière organique, ce qui explique le faible potentiel pétrolier à l'Est qui présente une richesse moyenne à bonne et une maturité en phase à huile, c'est-à-dire que la plus grande partie de la matière organique a été déjà craquée, tandis que la zone qui entoure le sondage RE-2 est très riche, et possède une faible maturité, ce qui lui affecte un grand potentiel pétrolier résiduel.

D. Type de la matière organique:

La détermination du type de la matière organique est nécessaire. Elle permet d'avoir une idée générale sur le potentiel pétrolier de la roche mère d'une part et son origine d'autre part, pour cela on utilise principalement, les diagrammes IH-IO et IH-Tmax établis à partir des index d'hydrogène (IH) et d'oxygène (IO), et les valeurs de Tmax (Durand, B. 1980).

De prime abord, l'examen du diagramme IH/IO fait ressortir une concentration des points dans un cadran délimité par des valeurs d'index d'hydrogène comprise entre 0 et 150 mg d'HC/g de COT correspondant aux zones d'existence de la matière organique de type III. Cette constatation est anormale, vu que le Silurien s'est déposé dans un milieu marin, la présence de matière organique de type III est expliquée par des valeurs élevées des index d'oxygène (IO) (supérieur à 200 mg d'HC/g de COT), pourraient probablement être liées à une forte oxydation de la matière organique (Fig.5).

E. Degré de maturation de la matière organique:

L'examen de cette carte permet de mettre en relief des aires de maturité croissante de direction ENE-WSW et de noter la présence de deux zones distinctes: la première très réduite dans la partie Nord- Est, immature (Tmax inférieure à 435°C), où se localise le puits RE-2 ($T_{max_{moy}} = 434^\circ\text{C}$), mais il présente des valeurs qui atteignent 438 °c. La seconde s'étendant sur tout le reste de la zone d'étude en phase de génération d'huile, présentant des températures, qui évoluent en direction Sud- Ouest, et qui peuvent atteindre 470°C au niveau du puits AG-2 ($T_{max_{moy}} = 454^\circ\text{C}$).

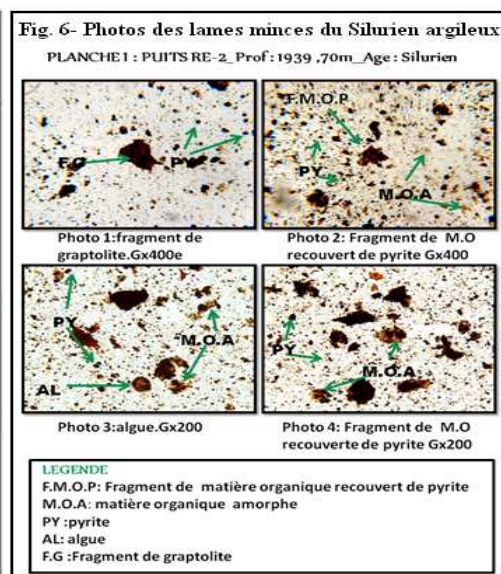
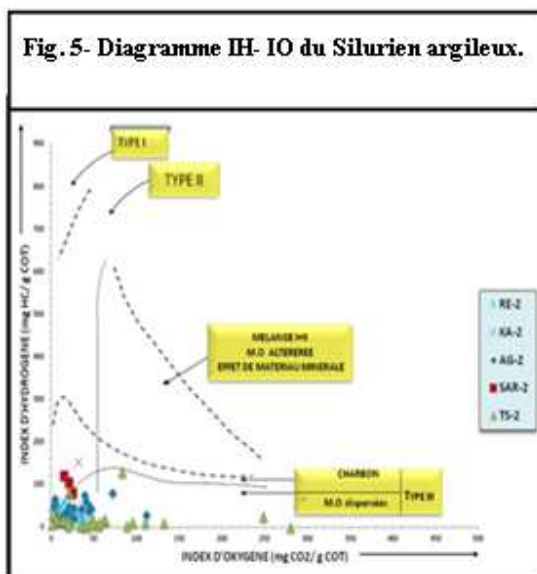
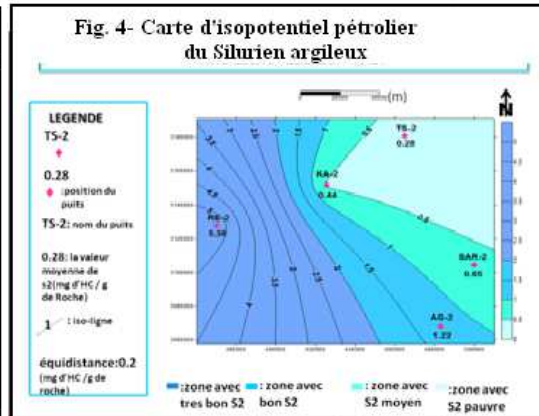
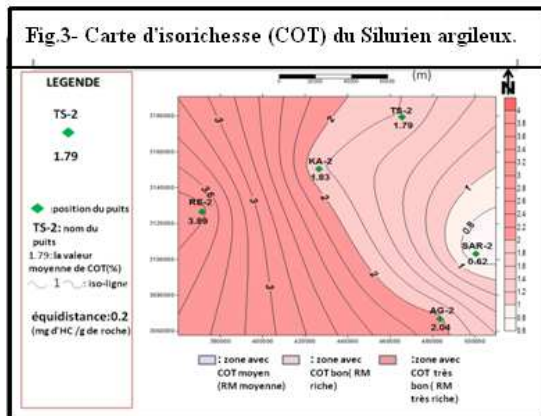
Les parties Ouest et Sud- Ouest sont plus matures à cause de l'intrusion d'une laccolite doléritique à l'intérieur même du Silurien argileux. L'extension de cette intrusion, ainsi que la localisation du foyer magmatique à partir duquel elle tire son origine ne sont pas connues, mais ce dernier semble plutôt localisé vers le môle de Tihenbouka (Chaouche, 1992).

F. Etude microscopique du Kérogène:

La connaissance du contenu organique de la série étudiée est appuyée sur des nombreuses observations microscopiques à fin de déterminer son type et son état d'évolution et de se renseigner sur son milieu de dépôt.

L'association palynologique du sondage RE-2 à une cote absolue de 1939,7 m est constituée de matière organique amorphe, opaque, qui constitue l'ensemble de l'échantillon, avec beaucoup d'amas de pyrite, qui témoignent d'un milieu réducteur, dans lequel se sont formés, et de matière organique figurée, composée de particules organiques identifiables, qui sont des Algues de petite taille dispersées dans toute la lame, des Acritarches, des fragments des Graptolites et beaucoup de matière organique figurée opaque non identifiable. Cette fraction de la matière organique nous a permis de confirmer son type, bien qu'elle soit d'un environnement marin (Boumendjel, K. 1987).

L'estimation de l'indice d'altération thermique est de l'ordre de 2.5 à 3 avec prédominance de 2.5, situant ce matériel organique en phase de génération d'huile (Fig.6).



3. La roche mère dévonienne:

Le Dévonien est l'étage du Paléozoïque qui a le plus grand intérêt des géologues pétroliers pour sa richesse relative en Hydrocarbures, et sur le plan purement scientifique pour la richesse et la variété de ses faunes, ses repères lithostratigraphiques de grande extension et diversité des faciès qu'il présente.

Les assises qui séparent les réservoirs du Dévonien, représentent de bonnes roches- mères, et elles correspondent à des séries argileuses, de teinte gris- brune à gris- noire, souvent indurées, silteuses, à fréquentes passées de calcaires argileux gris- bruns ou blanchâtres.

A. L'épaisseur de la série argileuse du Dévonien:

Cette carte montre la variation d'épaisseur de la série argileuse du Dévonien de la région d'Illizi central, qui représente une valeur moyenne de 170 m.

D'après l'analyse de cette carte, on remarque que l'épaisseur totale de la série argileuse du Dévonien augmente du Nord vers le Sud- Est, la plus grande épaisseur est localisée au Sud- Est de la région, avec une valeur 200.5 m au niveau du puits AG-2, et l'épaisseur minimale se trouve au niveau du puits TS-2 avec une valeur 132m.

Cette variation d'épaisseur est due à l'érosion partielle du Dévonien qui a affecté surtout la région Nord du bassin, en effet l'orogénèse calédonienne agissant à des endroits différents a ébauché certains traits morphologiques actuels, les mouvements généralement de faible amplitude n'ont pas bouleversé la paléogéographie à l'échelle de la plateforme, mais ont fortement conditionné la distribution des dépôts (Chaouche, 1992), favorisant ainsi la création d'un biseautage dans la région septentrionale, par contre les grandes valeurs d'épaisseurs se trouvent au centre du bassin.

B. La richesse en matière organique :

L'analyse de cette carte nous montre que la répartition du COT varie régionalement dans une direction NE-SW avec une augmentation du Sud- Ouest vers le Nord- Est. On a trois zones de répartition de la matière organique:

- Une zone très riche caractérisée par des valeurs de COT variant de 2% à 3.14, se situe au Nord- Est de la région au niveau du puits TS-2 (Fig.7).
- Une zone riche caractérisée par des valeurs de COT oscillant de 1% à 2%, se localise au centre, occupée par la majorité des sondages de la région (AG-2, SAR-2).
- Une zone moyenne caractérisée par des valeurs de COT allant de 0.5 à 1%, se situe au Sud- Ouest en rapport avec les conditions de sédimentation, milieu oxydant et sédimentation grossière) et la géodynamique (instabilité verticale de la dorsale), ainsi que le magmatisme (Chaouche, 1992).

C. Le potentiel pétrolier résiduel (S2):

Cette carte (Fig.8), nous révèle la quantité des hydrocarbures issus du craquage du Kérogène en (mg d'HC/g de roche). D'après l'analyse de cette carte (S2), on remarque que ce paramètre augmente du Nord-Ouest vers le Sud- Est, il présente une valeur moyenne de 2.28 mg d'HC/g de roche, on distingue deux zones :

- Une zone Nord-Ouest caractérisée par un bon potentiel résiduel au niveau des puits TS-2 et KA-2, où le puits TS-2 présente le plus faible potentiel pétrolier résiduel (1.35 mg d'HC/g de roche).
- Une zone Sud- Est caractérisée par un très bon potentiel résiduel au niveau des puits SAR-2 et AG-2 avec la plus grande valeur au niveau du puits SAR-2 (3.8).

Ce paramètre est lié à la richesse et le type de la matière organique ainsi que l'état de maturation, c'est le cas du sondage KA-2, où on enregistre un état de maturité élevée et un faible S2 (potentiel pétrolier résiduel), ce qui laisse dire que la matière organique est craquée au niveau de ce sondage.

D. Type de la matière organique (Diagramme IH / IO):

Ce diagramme nous montre la variation de l'index d'hydrogène en fonction de l'index d'oxygène et permet de classer et de reconnaître les différents types de matière organique étudiée (Fig.9).

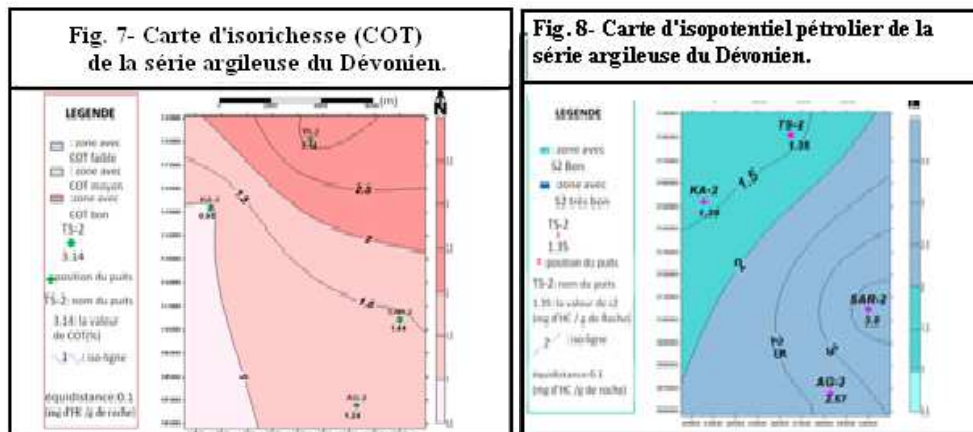
D'après ce diagramme presque la totalité des points se cantonnent dans deux zones caractérisant une matière organique de type II et de type III, correspondent à un milieu continental à tendance marin.

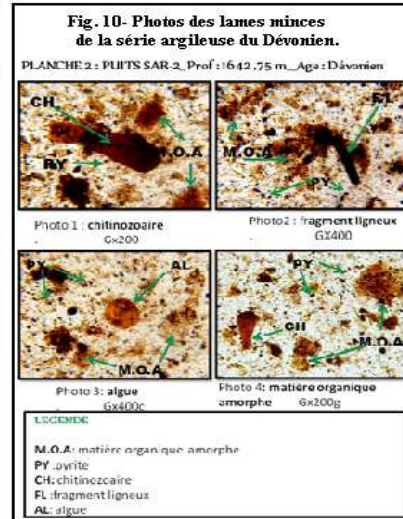
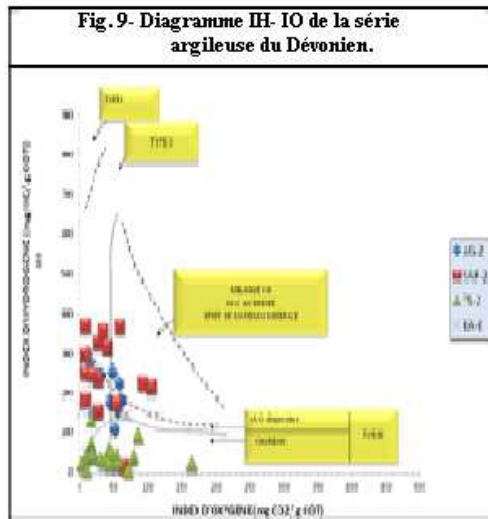
E. Le degré de maturation de la matière organique:

Cette carte nous montre la distribution de la température maximale pour la série argileuse du Dévonien de l'Illizi central. On remarque l'homogénéité de l'état de maturation, qui est en pleine phase à huile ($435 < T_{max} < 445$) dans pratiquement tout le bassin. Cette homogénéité de la maturation des sondages est due au degré d'enfouissement de la roche mère qui est presque égale au niveau des tous les puits.

F. Etude microscopique du Kérogène:

L'association palynologique du sondage AG-2 à une cote absolue de 1642,75 m est constituée de matière organique amorphe abondante (Fig.10), avec un peu d'éléments figurés ; des Spores, Algues, Chitinozoaires, et des fragments ligneux, il existe aussi une grande quantité de pyrite, ce qui traduit un milieu réducteur.





4. Les logs géochimiques:

On définit log géochimique comme étant la représentation verticale sur l'ensemble des résultats de dosage du carbone et de la pyrolyse Rock Eval. Les logs géochimiques constituent un pas crucial vers la caractérisation des roches mères car ils nous permettent une interprétation statistique des résultats (Espitalie, J., Laporte, J. L. et al., 1977), ainsi qu'une meilleure sélection des niveaux roches mères potentielles.

A l'aide des différents sondages (AG-2, RE-2, KA-2, SAR-2, TS-2), on représentera la variation des différents paramètres géochimiques des deux roches mères principales de la région d'Ilizi central.

Log géochimique du puits AG-2 (Fig.11):

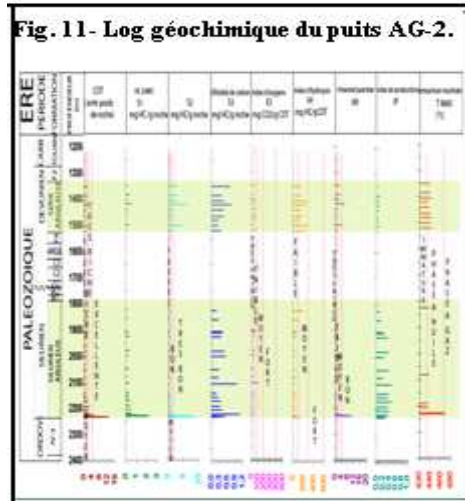
Les résultats obtenus et compilés dans le log géochimique du puits AG-2 permettent de distinguer deux intervalles : Le premier de 1350 à 1520 m de profondeur (série argileuse du Dévonien), révèle des teneurs en matériel organique moyenne à très riches avec des valeurs comprises entre 0.5 et 2.34 % de COT. La quantité des Hydrocarbures libres (S1) présente des valeurs inférieures à 0.5 mg d'HC/g de roche. Les potentiels pétroliers résiduels (S2) sont bons à très bons compris entre 1 et 2 mg d'HC/g de roche, on a des valeurs moyennes d'indice d'Hydrogène (IH), qui peuvent dépasser 250 mg d'HC/g de COT. Les valeurs du potentiel pétrolier (PP) sont faibles à bonnes avec des valeurs allant de 0.6 à 6.29 à 2 mg d'HC/g de roche, l'indice de production (IP) est faibles, tandis que les valeurs de Tmax sont entre 436 et 443°C, indiquant un stade de maturité de génération d'huile.

Le deuxième entre 1800 et 2230 m (Silurien argileux), il révèle des teneurs en matière organique très variables, de pauvres jusqu'à excellentes à la base de la formation, avec des valeurs qui peuvent atteindre 12%, la quantité des Hydrocarbures libres(S1) s'échelonne entre 1 et 2 mg d'HC/g de roche. Les potentiels pétroliers résiduels (S2) sont très bons, supérieurs à 4 mg d'HC/g de roche, on a des valeurs moyennes d'indice d'Hydrogène (IH), qui peuvent atteindre 200 mg d'HC/g de COT. Les valeurs du potentiel pétrolier (PP) sont pauvres à moyennes dans toute la partie supérieure du Silurien argileux et deviennent bonnes à très bonnes dans la partie basale, avec des valeurs de l'indice de production (IP) qui indiquent un stade de maturité en phase à huile qui est prouvé par les valeurs de Tmax qui sont entre 435 et 464°C.

VI. Modélisation géochimique:

Introduction:

Les besoins en études de modélisations diffèrent selon le stade où en est l'exploration, on peut escompter une augmentation substantielle du taux de succès des forages d'exploration par la prise en compte des facteurs nécessaires à la genèse du pétrole.



L'objectif principal de la modélisation dans notre étude consiste à la détermination des périodes de génération et d'Expulsion des hydrocarbures à partir de la roche mère Silurienne et Dévonienne considérée comme principales roches mères de la région d'Ilizi central. Pour ce but trois puits ont été sélectionnés :

- RE-2 à l'Ouest
- AG-2 au Sud- Est
- TS-2 au Nord

1. Les principes essentiels de la modélisation géochimique:

La modélisation est faite par un logiciel spécial nommé PETROMOD (Petroleum System Modeling) , qui est un programme de simulation numérique offert par IES (Integrated Exploration Systems, qui a été créé par Tissot, B. P., and Welte, D. H. en 1984).

Ce logiciel fournit la technologie multidimensionnelle dans le domaine de la modélisation des bassins pétroliers dans le but d'améliorer la prédiction du lieu et de la période de génération des hydrocarbures.

Le logiciel Petromod permet de construire des modèles à l'échelle de puits, de section ou d'un bloc 3D. Il permet d'effectuer une reconstitution de l'évolution structurale du bassin, ainsi que l'évolution de l'histoire thermique des roches mères, de la génération et la migration des hydrocarbures dans les drains, de la biodégradation et de la perte des hydrocarbures, c'est à dire la simulation de fonctionnement des différents systèmes pétroliers dans un bassin à travers les temps géologiques.

2. Les données utilisées:

Le logiciel nécessite pour son démarrage les données suivantes :

- L'âge et profondeur des formations, avec ses épaisseurs.
- Composition lithologique.
- Périodes d'érosion et les épaisseurs érodées.
- Le système pétrolier dont fait partie la roche mère à étudier :
- Roche couverture.
- Roche réservoir.
- Roche mère.
- La variation de niveau marin en fonction des âges géologiques : PWD (Paléo Water Deep)
- SWIT: surface water interface température, c'est-à-dire la variation de température de l'interface de l'eau en fonction de l'âge géologique. Dans ce contexte on utilise l'abaque de Wigrala.
- La variation du flux de chaleur (mW/m²) en fonction de l'âge géologique.

Il est également primordial d'utiliser les paramètres de la pyrolyse (COT, IH, Tmax), pouvoir réflecteur de la vitrinite (PRV) et le type de la matière organique (chaque type de matière organique a une structure chimique caractéristique ; à partir du type de la matière organique on choisi le model cinétique qu'il lui convient).

3. Calibration du modèle:

On doit d'abord établir le calibrage de notre modèle pour avoir des résultats fiables avec un minimum d'erreurs, en fonction des données thermiques et géologiques du bassin, en se basant sur les valeurs de la Tmax, mais le plus idéal c'est de calibrer avec les valeurs du pouvoir réflecteur de la vitrinite (PRV « R_0 »), qu'on peut le calculer à partir de Tmax avec l'équation suivante : $R_0 = 0.0180 * T_{max} - 7.16$

4. Les résultats de la modélisation géochimique:

A. La roche mère Silurienne au niveau du Puits TS-2 (Fig.12):

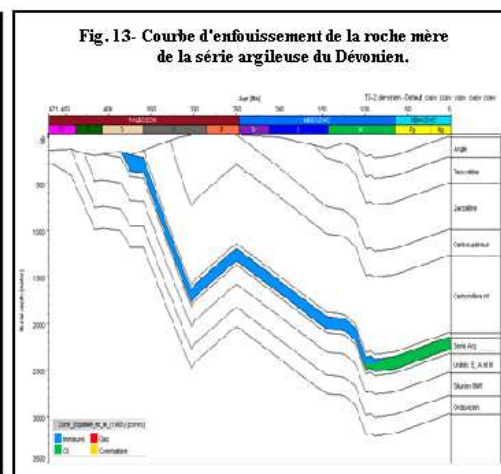
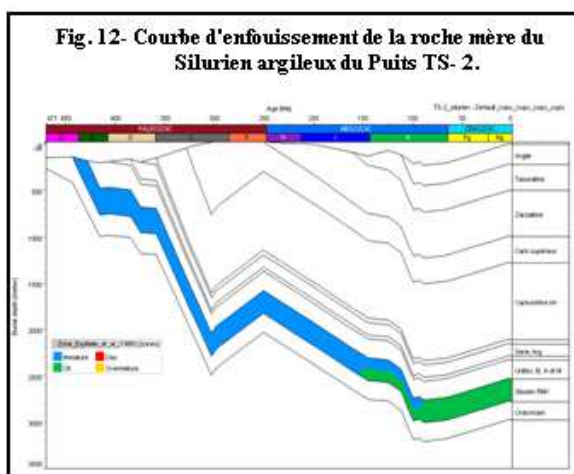
L'histoire de l'enfouissement des couches sédimentaires montre que la roche mère silurienne a subit trois cycles d'enfouissements: pendant le premier cycle (Paléozoïque), elle a été l'objet d'un enfouissement dès l'Ordovicien jusqu'au Carbonifère, dont on remarque un ralentissement de la subsidence pendant le passage du Silurien au Dévonien (Orogenèse Calédonienne), ainsi qu' à la fin du Dévonien (phase Frasnienne), ensuite un soulèvement depuis le Carbonifère jusqu'au Permien (la phase hercynienne). Un deuxième cycle d'enfouissement (Mésozoïque), où la roche mère silurienne a été soumise à une subsidence continue dès le début du Trias jusqu'au Crétacé, ensuite un soulèvement au Crétacé inférieur (phase autrichienne). Un dernier cycle d'enfouissement, dont lequel la roche mère silurienne a subit un enfouissement depuis le Crétacé jusqu'au Paléogène, où elle commence un mouvement ascendant jusqu'à l'actuel (phase alpine).

La roche mère silurienne a atteint la fenêtre à huile à la fin du Jurassique (151 Ma) à une profondeur de 2500m, avec un taux de transformation de la matière organique variant de 8% (début de la fenêtre à huile) à 36% (actuellement), elle a généré 4,49 méga tonnes d'huile et 80.000 m³ de gaz, tandis qu'elle a expulsé 3,30 méga tonnes d'huile (à 125 Ma) et 60.000 m³ de gaz (110 Ma).

B. La roche mère Dévonienne au niveau du Puits TS-2 (Fig.13):

La roche mère Dévonienne a connu une histoire d'enfouissement identique à celle de la roche mère silurienne depuis le Dévonien jusqu'à l'actuel.

Au Crétacé moyen (103 Ma), la roche mère Dévonienne commence la génération des hydrocarbures à une profondeur de 2400m avec un taux de transformation de la matière organique variant de 9% (début de la fenêtre à huile) à 23,7% (actuellement), elle a généré 1.61 méga tonnes d'huile et 30.000 m³ de gaz, tandis qu'elle a expulsé 0.87 méga tonnes d'huile (90 Ma) et 20.000 m³ de gaz (75 Ma).



Conclusion:

L'étude géochimique de la région d'Illizi central nous a permis de déceler deux bons niveaux roche mère potentiels, qui correspondent au Silurien argileux et la série argileuse du Dévonien. Le niveau silurien présente une excellente richesse en matière organique avec un COT variant généralement entre 0.23 et 14% sur la totalité de la région. Le type de la matière organique du niveau silurien est marin (type II). Le niveau Dévonien présente aussi une excellente richesse en matière organique avec un COT variant de 0.35 à 9%. Le type de la matière organique de ce niveau est mixte (type II et type III).

Le niveau roche mère silurien présente deux stades de maturation variable.

- ❖ Roche mère immature, sondage : RE-2 à l'Ouest.
- ❖ Roche mère mature (phase à huile), sondages : SAR-2 à l'est, TS-2 au Nord, KA-2 et AG-2 au Sud.

Tandis que la roche mère Dévonienne est mature (phase à huile) dans tous les sondages.

L'utilisation du logiciel Petromod dans la modélisation géochimique a permis une bonne approche des périodes de génération et d'expulsion des hydrocarbures, ainsi que la quantité générée et expulsée.

Cette modélisation montre que la génération des hydrocarbures pour le niveau Silurien a commencé il y a: 151 Ma (Jurassique) au niveau du Puits TS-2, 167 Ma (Jurassique) au niveau du Puits AG-2 et 167 Ma (Jurassique) Puits RE-2. La génération des hydrocarbures pour le niveau Dévonien a commencé il y a: 103 Ma (Crétacé) Puits TS-2 et 160 Ma (Jurassique) Puits AG-2.

L'expulsion du niveau silurien a commencé: 125 Ma (Crétacé) au niveau du Puits TS-2, 140 Ma (Jurassique) au niveau du Puits AG-2 et 100 Ma (Crétacé) au niveau du Puits RE-2.

Pour le Dévonien: 90 Ma (Crétacé) au niveau du Puits TS-2 et 80 Ma (Crétacé) au niveau du Puits AG-2.

Les pièges ayant déjà été mis en place, les périodes de génération et d'expulsion des HC sont favorables à leur accumulation.

Bibliographie:

1. **Aioua, A. (1995).** Synthèse bibliographique du bassin d'Illizi (District II). Rapport Sonatrach. 28p. Exploitation. Boumerdès.
2. **Algérie, Schlumberger (2007).** Well Evaluation Conference. Algérie Document. Hassi Messaoud.
3. **Aliev, M., Ait Laoussine et al (1971):** Structure géologique et perspectives en pétrole et en gaz du Sahara algérien. Sonatrach – Exploration. Alger.
4. **Beicip, (1975).** Etude structurale et cartographique bassin d'Illizi-Mole d'EL Biod. SH- Exploration. Boumerdes.
5. **Biju-Duval, B. ,(1999).** Géologie sédimentaire – Bassin, environnement de dépôt, Formation du pétrole. Publication de l'institut français du pétrole. Edition Technip, Paris, 715p.
6. **Boudjema, A. (1987)-** Evolution structurale du bassin pétrolier «Triasique» du Sahara Nord- oriental (Algérie). Thèse de doctorat, univ. Paris – Sud. (Orsay), p290.
7. **Boumendjel K (1987),** Les Chitinozoaires du Silurien supérieur et Dévonien du Sahara Algérien (cadre géologique-systématique- biostratigraphique), thèse, Rennes.
8. **Chaouche, A. (1992).** Génèse et mise en place des hydrocarbures dans les bassins de l'Erg oriental (Sahara Algérien) thèse de doctorat 3^{ème} cycle université de Bordeaux III.
9. **Deroo G., Espitalie J., Marquis, F. (1986).** La pyrolyse ROCK – EVAL et ses applications, IFP, Paris.
10. **Durand ,B. (1980) .** Kerogène insoluble organique matter from sedimentary rocks. IFP, Paris
11. **Echikh, K. (1971).** Géologie des provinces pétrolières de l'Algérie. INH. Boumerdes.
12. **Espitalie, J., Laporte, et al. (1977).** Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution Rev. IFP.32, p 23- 42.
13. **Perrodon, A. (1985).** Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures. 2^{ème} édition. Elf Aquitaine. Paris.
14. **Tissot. B., Espitalie. J et Deroo, G. (IFP) :** In **Mekki Daouadji Fatiha. (2001).** Etude géochimique de la matière organique Siluro- Dévonienne (Bassin d'Illizi).
15. **Tissot, B, P., and Welte, D. H. (1984) "** Petroleum formation and occurrence" Springer Verlag, Berlin, p 699.

