

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES ET
DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie

Option : Géologie Pétrolière

THEME

Caractérisation d'un Niveau de Réservoir non conventionnel:(Cas du niveau Hot shale du silurien du Bassin de Ahnet.) Puit AHT- 2

Soutenu publiquement par :

M. DRIDI Aneur M.BENSAADI Ayoub M.SARRAOUI Lahcen

Le 24/05/2016

Devant le jury :

Président :	M ^{me} SAHRI Liela	M. A. A Univ. Ouargla
Promoteur :	M. SATOUH Adel	M. A. A Univ. Ouargla
Examineur :	M. REMITA Abd Ellatif	M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2015/2016

Sommaire

Remerciements

Résumé

Introduction générale1

Chapitre I : Généralité sur l'exploration des ressources non conventionnelles.

I . 1 . Définition des réservoirs non conventionnels2

I . 2 . Les différents types d'hydrocarbures liquides non conventionnels2

I . 2 . 1 . Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir2

I . 2 . 1 . 1 .Tight oil2

I . 2 . 1 . 2 .Les pétroles lourds ou extra-lourds2

I . 2 . 1 . 3 .Les sables bitumineux2

I . 2 . 2 . Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche-mère3

I . 2 . 2 . 1 .Les schistes bitumineux (oil shales)3

I . 2 . 2 . 2 .Les pétroles de schistes (shale oil)3

I . 3 . Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnels3

I . 3 . 1 . Les gaz de réservoirs compacts3

I . 3 . 2 . Le gaz de houille "Coalbed Méthane ou CBM"3

I . 3 . 3 . Les gaz des hydrates (méthane hydrates)3

I . 3 . 4 . Gaz de schiste (shale gas)4

I . 4 . Le mécanisme de formation de gaz de shale4

I . 5 . Caractéristiques du réservoir de gaz de shale5

I . 5 . 1 . Caractéristique pétrophysiques5

I . 5 . 1 . 1 .La porosité Q %5

I . 5 . 1 . 2 .La perméabilité K5

I . 5 . 2 . Caractéristique géochimique6

I . 5 . 2 . 1 . Le carbone organique totale COT6

I . 5 . 3 . Caractéristique diagénétique.....6

I . 5 . 3 . 1 .Epaisseur.....6

I . 5 . 3 . 2 . Maturation de la matière organique6

I . 5 . 3 . 3 . Minéralogie.....7

I . 6 . Les ressources mondiales en gaz de shale8

I . 7 .Distribution de gaz de shale en Algérie.....	9
I . 7 . 1 . Le Silurien inférieur.....	9
I . 7 . 2 . Le Frasnien inférieur	10
I . 7 . 3 . Le Cénomaniens-Turonien.....	11
I . 8 .Technologie d'extraction de gaz de shale	13
I . 8 . 1 . Le forage horizontal.....	13
I . 8 . 2 . La fracturation hydraulique	13

Chapitre II : Présentation de la région d'étude

II . 1 . Le cadre géographique et géologique du bassin de l'Ahnet	15
II . 2 . Le cadre tectonique	16
II . 3 . La stratigraphie du bassin d'Ahnet	17
II . 3 . 1 . Le substratum	17
II . 3 . 1 . 1 . Le socle	17
II . 3 . 1 . 2 . La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet	17
II . 3 . 2 . La couverture paléozoïque	17
II . 3 . 2 . 1 . Le Cambrien (Unité II).....	18
II . 3 . 2 . 2 . L'Ordovicien	18
II . 3 . 2 . 3 . Le Silurien	19
II . 3 . 2 . 4 . Le Dévonien	20
II . 3 . 2 . 5 . Le Carbonifère	20
II . 3 . 3 . Le Mésozoïque	20
II . 3 . 3 . 1 . Le Crétacé	20
II . 4 . Evolution paléostructurale du bassin de l'Ahnet	21
II . 4 . 1 . La phase Panafricaine.....	22
II . 4 . 2 . La phase Cambro-Ordovicienne.....	22
II . 4 . 3 . La phase Taconique (Caradoc).....	22
II . 4 . 4 . La phase Silurienne	22
II . 4 . 5 . La phase Calédonienne.....	22

II . 4 . 6 . La phase Dévonienne	22
II . 4 . 7 . La phase poste Faménnienne.....	23
II . 4 . 8 . Les mouvements Hercyniens.....	23
II . 4 . 9 . La phase Triasique.....	23
II . 4 . 10 . La phase Jurassique.....	23
II . 4 . 11 . La phase Crétacé	23
II . 5 . Intérêt pétrolier.....	24
II . 5 . 1 . Roche mère et maturation.....	24
II . 5 . 2 . Roche couvertures	24

Chapitre III : Etude de cas.

III . 1 . Généralités	25
III . 2 . Analyse du prospect.....	27
III . 2 . 1 . Identification des niveaux Roches Mères du Silurien	27
III . 2 . 2 . Richesse et maturation du Silurien	29
III . 3 . Interprétation sismique	32

Chapitre IV : Aspect diagénétique

IV . 1 . La fracturation	33
IV . 1 . 1 . Théorie sur la fracturation	33
IV . 1 . 1 . 1 . Définition.....	33
IV . 1 . 1 . 2 . Les types de fractures	33
IV . 1 . 1 . 2 . 1 . Les fractures naturelles	33
IV . 1 . 1 . 2 . 2 . Les fractures induites.....	35
IV . 1 . 1 . 2 . 3 . Les fractures provoquées	35
IV . 1 . 2 . Origine et rôle de la fracturation dans les réservoirs	36
IV . 2 . Analyses des lames minces.....	37
a) Première lame mince carotte-5, côte : 2443,18 m	38
b) Deuxième lame mince carotte -7, côte : 2492,69 m	38

c) Troisième lame mince carotte -8, côte : 2509,13 m	39
d) Quatrième lame mince carotte -9, côte : 2550,97 m.....	39
IV . 2 . 1 . Résultat et discussion.....	40
IV . 3 . La diffraction des rayons X	40
IV . 3 . 1 . Résultat et discussion.....	42
IV . 3 . 1 . 1 . Interprétation de l’histogramme des minéraux argileux et non argileu.	42
IV . 3 . 1 . 2 . Interprétation de l’histogramme des minéraux argileux (Kaolinite, illite, chlorite).....	43
IV . 3 . 1 . 3 . Interprétation de l'histogramme des minéraux non argileux (quartz, pyrite).....	45
IV . 4 . 1 . 4 . Interprétation de l'histogramme des minéraux non argileux (calcite, dolomite).....	46
IV . 3 . 1 . 5 . Interprétation	46
IV . 3 . 1 . 5 . 1 . Concernant les minéraux argileux	46
IV . 3 . 1 . 5 . 2 . Concernant les minéraux non argileux	46

Chapitre V : Aspect du réservoir

V . 1 . Fracturation du réservoir	48
V . 1 . 1 . Compréhension du milieu géologique	48
V . 2 . Les diagraphies	49
V . 2 . 1 . Diagraphie rayonnement gamma "GR"	49
V . 2 . 2 . Diagraphies de porosité.....	49
V . 2 . 3 . Diagraphies de densité	50
• Interprétation de Log de gamma ray.....	52
• Interprétation de Log de la densité	52
• Interprétation de Log de la porosité.....	52
V . 2 . 4 . Diagraphies de résistivité.....	52
• Définition.....	52

- Interprétation de profil de la résistivité.....54

Chapitre VI : Analyse CT Scanner

VI . 1 . L'équipement utilisé	55
VI . 2 . L'analyse d'échantillon N°1 du puits (A) 2558,45 m	56
VI . 2 . 1 . La Tomodensitométrie	61
VI . 3 . L'analyse échantillon N°2 de puits (A) 2625,45 m.....	62
VI . 3 . 1 . La Tomodensitométrie	68
Conclusion générale.....	70
Bibliographie	71

Annexe

Les Mots abrègent

Liste des figures.

Fig. 1 . Schéma géologique de ressources non conventionnelles. (Rahmouni, 2015)..	4
Fig. 2 . Carte des principaux bassins de gaz de shales dans 32 pays (Rahmouni, 2015).	8
Fig. 3. Gisements de gaz de schiste identifiés en Algérie. (KHIER, RABIA, BOUDER).....	9
Fig. 4. Isopaque, maturation et COT dans les argiles radioactivité. (Drid, Belhadj.)..	10
Fig. 5 . Isopaque, maturation et COT dans les argiles radioactives du Frasnien inférieur (Drid, Belhadj.)	11
Fig. 6 . COT des argiles radioactives du cénomano - Turonien. (Drid, Belhadj.).....	12
Fig. 7 . Illustration d'un puits multiple à partir une seul plateforme. In (Zouaouid , Bensaci, 2015).....	13
Fig. 8 . Situation géologique du bassin Ahnet.in (WEC, 2007)	15
Fig. 9 . Eléments structuraux des bassins de l'Ahnet in (Zouaouid , Bensaci, 2015)..	17
Fig. 10 . Colonne stratigraphique du bassin d'Ahnet.in (WEC, 2007).....	21
Fig. 11 . Localisation du projet (Belmokhtar,Boukhallat,Azni,Kaced,Hadj Arab).	25
Fig. 12 . Situation du périmètre Tidikelt et du forage Ahnet - 2 (AHT - 2) (Belmokhtar, 2012)	26
Fig. 13. Carte Isopaque du niveau silurien Hot Shale dans bassin de l'Ahnet Après luning el Al, 2003 in (Zouaouid , Bensaci, 2015).....	27
Fig. 14. carte Isobathes du niveau Top silurien dans le bassin de l'Ahnet Après luning el Al, 2003 in (Zouaouid , Bensaci, 2015).....	28
Fig. 15 . Corrélations du Silurien entre les puits GET-2- DJ-2-GCH-1 (Belmokhtar, 2012).	29
Fig. 16. Carte de Maturité du niveau silurien dans le bassin de l'Ahnet.in (Zouaouid , Bensaci, 2015).....	30
Fig. 17. carte de la teneur en COT du niveau silurien dans le bassin de l'Ahnet Après WEC ,2007 in (WEC, 2007)	31
Fig. 18. Zones d'intérêts HS Silurien et HS Frasnien.....	32
Fig. 19. fractures naturelles ouvertes (B : 2564,45-65m, C : 2603,75-95m).	34
Fig. 20 . Fractures naturelles colmatées (A : 2420,40-60, B : 2435,30-50, C : 2565,80- 00).	35
Fig. 21. photographie de lame mince à la profondeur 2443,18m. (Marrzek, 2015) ...	38
Fig. 22. photographie de lame mince à la profondeur 2492,69 m.in (Marrzek, 2015)	38

Fig. 23 . Photographie de lame mince à la profondeur 2509,13m. (Marrzek, 2015)..	39
Fig. 24 . photographie de lame mince à la profondeur 2550,97m.in (Marrzek, 2015)	39
Fig. 25 . Histogramme des minéraux argileux et non argileux.....	41
Fig. 26. Histogramme des minéraux argileux (kaolinite, illite, chlorite).....	43
Fig. 27 . Histogramme des minéraux non argileux (quartz, pyrite).....	45
Fig. 28 . Histogramme des minéraux non argileux (calcite, dolomite).....	45
Fig. 29. Les logs de l'évolution vertical de gamma ray, porosité et densité du puits AHT- 2.....	51
Fig. 30 . Les logs de l'évolution vertical de gamma ray et de résistivité du puits AHT- 2.....	53
Fig. 31. L'image de l'échantillon N°1 en 3D.....	56
Fig. 32. Les images des trois coupes représentent l'échantillon N°01.	57
Fig. 33. L'image montre l'endroit de la région d'intérêt ROI 1.	58
Fig. 34. Les images montrent l'endroit de la région d'intérêt (ROI2).	59
Fig. 35. L'image l'histogramme de mesure d'effectif Z (ROI2).....	59
Fig. 36 . Les images montrent l'endroit de la région d'intérêt3 (ROI3).	60
Fig. 37 . L'histogramme de mesure Z effectif (ROI3).....	60
Fig. 38 . Les images d'échantillon N°1 avant et après caché les éléments lourds.....	61
Fig. 39. L'image d'échantillon N° 2 en 3D.	62
Fig. 40 . Les images des trois coupes représente l'échantillon N°02.	63
Fig. 41. Les images montrent l'endroit de la région d'intérêt (ROI 1).	64
Fig. 42. Les images montrent l'endroit de la région d'intérêt(ROI2).	64
Fig.43. L'histogramme de mesure Z effectif(ROI2).....	65
Fig.44. Les images montrent l'endroit de la région d'intérêt (ROI3).	65
Fig. 45. L'histogramme de mesure Z d'effectif (ROI 3).	66
Fig. 46. Les images montrent l'endroit de la région d'intérêt (ROI 6).	66
Fig. 47 . L'histogramme de mesure Z d'effectif (ROI6).	67
Fig.48. Les images d'échantillon N°2 avant et après caché les éléments lourds.	68

Liste des tableaux

Tableau 1 .Teneur en COT définissant le potentiel pétrolière d'une roche mère. (Zouaouid , Bensaci, 2015).....	6
Tableau 2 . La somme des minéraux argileux et non argileux.	41
Tableau 3. La somme des minéraux argileux (kaolinite, illite, chlorite).	42
Tableau 4. La somme des minéraux non argileux (quartz, calcite, dolomite, pyrite)..	44

Résumé

Le bassin de l'Ahnet situé au Sud du bassin de Timimoun et dans le prolongement de la cuvette de Sbaâ, entre le haut-fond de Bled El mass – Azzel-Matti et le bouclier du Hoggar ; constitue un des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne les plus prometteurs en gaz sec, et offre la possibilité de renforcer le rang de l'Algérie en tant que pays gazier.

L'extraction des gaz de schiste nécessite le recours systématique aux techniques combinées des forages dirigés et de la fracturation hydraulique (stimulation hydraulique, chimique, etc....)

L'étude des formations de la roche mère du Silurien dans ce bassin a indiqué la présence de deux zones favorable à la fracturation hydraulique. Cette analyse peut servir à l'orientation des futurs travaux de recherche et d'exploration dans la région, notamment pour les réservoirs shales gas.

Pour cela on étudie la fracturation du réservoir en se servant des diagraphies (résistivité, gamma ray, densité et la porosité). Les quatre paramètres nous donnerons des indications précieuses sur la variation lithologiques et leur contenant.

Mots-clés : l'Ahnet, gaz de schiste, fracturation hydraulique, diagénétique, silurien, diagraphie.

Abstract:

The Ahnet basin located south of the Timimoun basin and in the extension of the bowl Sbaâ, between the shoal Bled El Mass - Azzel-Matti and shield of the Hoggar; constitute the sedimentary basins in platform Saharan of the most promising in dry gas and offers the opportunity to strengthen the rank of Algeria as a gas country.

Extraction of shale gas requires the systematic use of combined techniques of directional drilling and fracking (hydraulic stimulation, chemical, etc ...).

The study of the formations of the Silurian source rock in the basin indicated the presence of two favorable zones of hydraulic fracturing. This analysis can be used for the direction of future research and exploration in the region, particularly for shale gas reservoirs.

For this, we study the fracturing of the reservoir by using the logs (resistivity, gamma ray, density and porosity). The four parameters we will give valuable information on the lithological variation and container.

Keywords: Ahnet, shale gas, hydraulic fracturing, digenetic, Silurian, logging.

المخلص

يقع حوض الاحنات جنوب حوض تميمون وفي استطالة وعاء السبع بين أعلى عمق من بلاد ماس وأزال ماتي ودرع الهقار وهو أحد الأحواض الرسوبية الأرضية في المنصة الصحراوية الواعدة في الغاز الجاف، ويوفر فرصة لتعزيز رتبة الجزائر كبلد الغاز.

استخراج الغاز الصخري يتطلب الاستخدام المنهجي للتقنيات الجمع بين الحفر الموجه والتكسير الهيدروليكي (التحفيز الهيدروليكي والكيميائي....).

وأشارت دراسة تشكل الصخور الأم السيلورياني في الحوض وجود منطقتين موالية من التكسير الهيدروليكي. هذا التحليل يمكن استخدامها لتوجيه البحوث المستقبلية والاستكشاف في المنطقة، ولا سيما بالنسبة للمكامن الغاز الصخري.

لهذا علينا أن ندرس في انقسام الخزان باستخدام سجلات (المقاومية، أشعة غاما والكثافة والمسامية). المعلومات الأربعة وسنقدم معلومات قيمة عن الاختلاف الصخرية والحاويات.

الكلمات المفتاحية: الاحنات, الغاز الصخري, التكسير الهيدروليكي, النشأة, السيلورياني, التسجيل

Introduction générale

Au cours de la dernière décennie, les analystes en production énergétique étaient tous d'avis que la disponibilité du gaz naturel allait décliner de manière constante dans le monde. En effet, les réserves conventionnelles du gaz naturel sont sur le point d'être épuisées.

Toutefois, grâce aux avancées technologiques en matière d'exploration et d'exploitation d'énergies fossiles, il est aujourd'hui possible d'extraire, de façon rentable, les réservoirs non conventionnels de gaz.

En combinant de vieilles techniques datant d'une soixantaine d'années, la fracturation hydraulique avec la technique de forage horizontal, l'industrie du gaz naturel est parvenue à exploiter le shale gazifère communément appelé « gaz de schiste » qui est un gaz naturel piégé dans une formation géologique imperméable riche en matière organique qui a été déposée il y a environ 450 millions d'année.

Aujourd'hui, l'Algérie s'est engagée dans l'exploitation du gaz de schiste pour subvenir à ses besoins en énergie.

Le bassin de l'Ahnet est l'une des régions caractérisées par la bonne qualité de la roche mère qui est la source de l'énergie fossilifère, pour cela des recherches ont été effectuées à l'amélioration des méthodes et des outils pour une exploitation optimale des hydrocarbures.

Le silurien du bassin de l'Ahnet est représenté par la succession de deux grands ensembles :

La zone inférieure S-1 : est constituée par des argiles fortement pyritisées enrichie en matière organique.

La zone supérieure S-2 : est formée par des argiles propres et se caractérise par la présence à la base d'un horizon de calcaire à orthoceras.

Dans cette étude, Nous avons essayé de faire une étude sur la formation du silurien, Cela afin d'atteindre les intervalles les plus vulnérables pour la fracabilité.

Cette étude s'articule sur les chapitres suivants :

- Généralité sur exploration de ressources non conventionnelles.
- Présentation de la région d'étude.
- Etude de cas.
- Aspect diagénétique.
- Aspect du réservoir.
- Analyses au CT Scanner.
- A la fin conclusion générale.

La notion d'hydrocarbures non conventionnels est une notion relative, ainsi l'exploitation en mer sur des plateformes de gisements de pétrole dit off-shore lorsqu'ils ont été mis en œuvre dans les années 50 pouvait être considérée comme non-conventionnelle. Aujourd'hui nous considérerons dans cette étude de cas les hydrocarbures non conventionnels exploités principalement sur des gisements terrestres. (Franck Marco, 2013)

I . 1 . Définition des réservoirs non conventionnels

Les réservoirs non conventionnels des gaz naturels sont des accumulations non dynamiques et non expulsant, elles sont des accumulations envahissant d'une façon régionale, généralement indépendant des pièges structurales et stratigraphiques.

Les ressources non conventionnelles des gaz naturels comprennent principalement : Les gaz des réservoirs compacts "Tight gas", les gaz de houille "Coalbed méthane", les gaz des hydrates "Hydrate gas" et les gaz de shale "Shale gas". (Zouaouid , Bensaci, 2015)

I . 2 . Les différents types d'hydrocarbures liquides non conventionnels

I . 2 . 1 . Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir

I . 2 . 1 . 1 . Tight oil

Ce sont des pétroles contenus dans des réservoirs de mauvaise qualité généralement inter stratifiés dans les niveaux de roche-mère, ils sont appelés "Tight" (compacts) par abus de langage et raccourcissement de l'expression "huiles de réservoirs compacts". (Rahmouni, 2015)

I . 2 . 1 . 2 . Les pétroles lourds ou extra-lourds

Ces pétroles sont appelés lourds du fait de leur forte densité et de leur très forte viscosité qui rend impossible une extraction classique, et cela même s'ils sont contenus dans des réservoirs de bonne qualité. (Fig1) Dans la majorité des cas, il s'agit de gisements autrefois conventionnels dont le pétrole a été altéré par une intense activité bactérienne. (Rahmouni, 2015).

I . 2 . 1 . 3 . Les sables bitumineux

Les sables bitumineux sont composés de sable et de bitume ; ils forment un mélange d'hydrocarbures très visqueux, voire solide à température ambiante. Là encore, on peut penser qu'il s'agit d'un gisement conventionnel qui a été porté en surface par

l'érosion ou par des mouvements tectoniques. L'altération bactérienne est encore plus importante que pour les pétroles lourds ou extra-lourds.

I . 2 . 2 . Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche-mère

Une roche-mère est généralement une roche argileuse présentant un aspect feuilleté, d'où son appellation de "schiste" et les expressions "huile et gaz de schiste".

I . 2 . 2 . 1 . Les schistes bitumineux (oil shales)

Les schistes bitumineux consistent en une roche-mère de très bonne qualité, mais qui n'a pas été suffisamment enfouie pour que la matière organique se transforme en pétrole. (IFPEN, 2012).

I . 2 . 2 . 2 . Les pétroles de schistes (shale oil)

L'enfouissement de la roche-mère a été suffisant pour transformer la matière organique en hydrocarbures liquides, mais ceux-ci sont restés totalement ou partiellement piégés dans la roche-mère.

I . 3 . Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnels

Sous ce terme, sont regroupés tous les hydrocarbures naturels dont l'accumulation n'est pas liée à la Présence d'un piège et pour lesquels l'exploitation diffère des méthodes conventionnelles (IFPEN, 2012).

I . 3 . 1 . Les gaz de réservoirs compacts

Ce sont des hydrocarbures gazeux contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables. Ils sont appelés "Tight" (compacts), pour les produire, il faut stimuler le réservoir par fracturation hydraulique.

I . 3 . 2 . Le gaz de houille "Coalbed Méthane ou CBM"

Le gaz de houille est le gaz naturel adsorbé dans les charbons et communément appelé grisou. Ce gaz est généralement produit à partir de couches de charbons qui sont soit trop profondes, soit de trop mauvaise qualité pour être produites en mine. (IFPEN, 2011)

I . 3 . 3 . Les gaz des hydrates (méthane hydrates)

Les hydrates de méthane sont un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallisent pour former un solide les conditions nécessaires pour se situer dans le domaine de stabilité des hydrates de méthane se trouvent dans la partie supérieure de la colonne sédimentaire des régions arctiques (très faible température - faible pression) ou dans la partie supérieure des sédiments en offshore profond (forte pression - température faible). (Rahmouni, 2015)

I.3.4. Gaz de schiste (shale gas)

Le gaz de schiste est un gaz naturel contenu dans des roches sédimentaires argileuses, situées entre 1 et 3 kilomètres de profondeur, qui sont à la fois compactes et imperméables. Il y est emprisonné en petite quantité et dispersé sur de grandes surfaces, dans un volume de roches conséquent. (KHIER, RABIA, BOUDER)

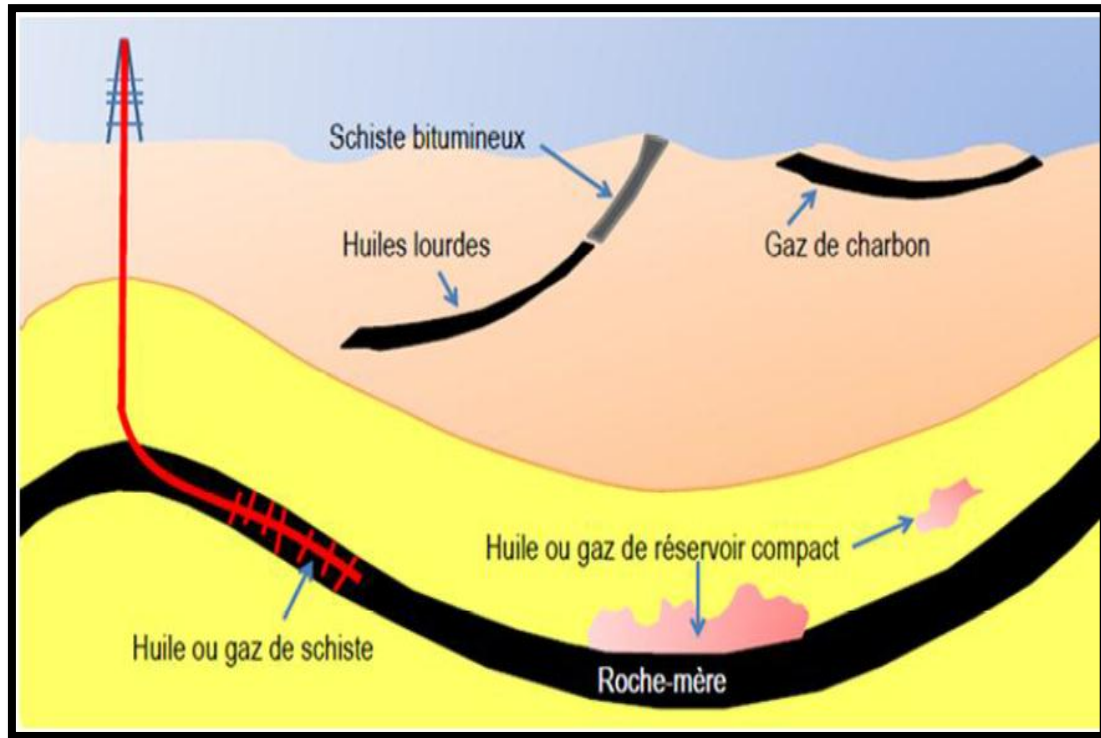


Fig. 1. Schéma géologique de ressources non conventionnelles. (Rahmouni, 2015).

I.4. Le mécanisme de formation de gaz de shale

En règle générale les conditions et les étapes principales de formation des gaz de shales sont les mêmes avec celle du gaz naturel conventionnel, Les argiles peuvent se déposer dans différents milieux sédimentaires (lagons, deltas, plaine fluviale, fonds marin ou plateau continental). Leur richesse en matière organique dépend non seulement du milieu de dépôt mais aussi du climat, de l'hydrodynamisme, des apports continentaux mais aussi de la production biologique.

Sa conservation exige cependant : un environnement anoxique, hyper-salin et une sédimentation rapide mais à taux faible. La différence entre la formation des gaz de shale et la formation des gaz conventionnels, se localise dans :

- L'absence de migration, les gaz de shales sont formés et stockés dans la même formation.

- Le piégeage des gaz de shale est lié à la faible perméabilité des formations des shale, alors le gaz de shale ne peut pas mobilise pour accumuler dans les systèmes conventionnels. in (Zouaouid , Bensaci, 2015)

I . 5 . Caractéristiques du réservoir de gaz de shale

Le shale est la roche sédimentaire la plus abondant à la terre, 55 % de la couverture sédimentaire totale. La composition minéralogique de shale est compliquée. Les minéraux clastiques comprennent le Quartz, le Feldspath et la Calcite généralement prennent plus de 50%. Les minéraux argileux comprennent la Kaolinite, Chlorite et l'illite prennent des moindres pourcentages. La différence dans la composition de ses minéraux clastiques et argileux conduire à une évident diversité dans les types de shales. in (Zouaouid , Bensaci, 2015)

I . 5 . 1 . Caractéristique pétrophysiques

I . 5 . 1 . 1 . La porosité Q %

La porosité est définie comme étant le rapport du volume des vides de la roche au volume total de celle-ci exprimé en pourcentage. La porosité d'une roche dépend de sa texture, c'est-à-dire du classement granulométrique. in (Zouaouid , Bensaci, 2015).

$$\varnothing = \frac{Vp}{Vt}$$

Vp = volume des pores, Vt = volume total de la roche.

I . 5 . 1 . 2 . La perméabilité K

Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont liés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable. La perméabilité représente ainsi la facilite avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traversée. La perméabilité est exprimée par la loi de Darcy, comme étant: la connectivité d'un milieu d'un centimètre de long (dx), laissant passer un volume de 1 cm³ (Q) par unité du temps (s), d'un fluide avec une viscosité d'un centipoise (u) sous l'effet d'un gradient de pression (A p) d'une atmosphère à travers une section (s) d'un cm². La formule a exprimée comme suit (Belksier):

$$Q = k \cdot \frac{S}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta l}$$

Q : Débit du fluide traversant la roche en cm³/s,

S : Surface de passage du fluide en cm²,

μ : Viscosité du fluide en centipoises (viscosité dynamique),

$\frac{\Delta P}{\Delta l}$: Gradient de pression en bar/cm.

K : Perméabilité de l'échantillon exprimée en darcy (d).

I . 5 . 2 . Caractéristique géochimique

I . 5 . 2 . 1 . Le carbone organique totale COT

Le carbone organique total COT évalue la richesse de la roche mère en matière organique et sa prédisposition à générer des hydrocarbures. La teneur en COT permet de qualifier le potentiel roche mère, mais cette approche ne tient pas compte du fait que la teneur en COT diminue avec la maturation thermique et que la nature même de la matière organique est aussi un facteur qui contrôle son potentiel pétrologène. La quantité minimale de COT que doit contenir une roche pour être qualifiée de roche mère à gaz est de 2 %. (Tableau 1). In (Zouaouid , Bensaci, 2015)

Potentiel pétrolière	Teneur en carbone organique (COT %)
Pauvre	0 - 0.5
Faible	0.5 - 1
Bon	1 - 2
Très bon	2 - 4
Excellent	>4

Tableau 1 .Teneur en COT définissant le potentiel pétrolière d'une roche mère.

in (Zouaouid , Bensaci, 2015)

I . 5 . 3 . Caractéristique diagénétique

I . 5 . 3 . 1. Epaisseur

L'épaisseur de la roche mère est un paramètre indispensable dans l'évaluation de potentiel gaz de shale, de point de vue de stockage de la matière organique et pour le succès de la stimulation par hydro fracturation. L'épaisseur minimale pour un potentiel gaz shale est définie de > 30 m. in (Zouaouid , Bensaci, 2015)

I . 5 . 3 . 2. Maturation de la matière organique

L'évolution de la matière organique en kérogène puis en hydrocarbure, c'est-à-dire, sa maturation est le résultat d'un mécanisme physico-chimique complexe dont les

principaux facteurs sont : l'enfouissement (pression) et la température (gradient géothermique). La maturité thermique mesure le degré d'exposition des formations à la haute chaleur nécessaire pour la transformation de la matière organique en hydrocarbures. On distingue trois phases de maturation par lesquelles transite la matière organique depuis sa fossilisation jusqu'à sa dégradation finale. Les étapes successives sont :

- **La diagenèse**

Il s'agit des premières décompositions précoces, à faible température (moins de 60°C). Les kérogènes perdent essentiellement de l'eau et du gaz carbonique. Par ailleurs, des bactéries spéciales, dites archéobactéries, forment dans cette tranche de profondeur une partie du gaz naturel. (Nicolas BECK)

- **La catagenèse**

Cette seconde étape correspond à des profondeurs supérieures et à des températures de l'ordre de 60 à 120°C. : Il y a craquage thermique. Les composés se fragmentent en molécules de plus en plus petites au fur et à mesure de l'enfouissement. La formation de pétrole proprement dit a lieu à ce moment, dans les conditions dites de « la fenêtre à huile ». (Nicolas BECK)

- **La métagenèse**

Est la phase ultime de l'évolution d'un kérogène. C'est le stade de la formation du gaz sec (méthane), par craquage du pétrole. On parle de « fenêtre à gaz », située à partir de 3000 mètres de profondeur. (Nicolas BECK)

I . 5 . 3 . 3. Minéralogie

La composition minéralogique de la roche est un paramètre important à considérer dans l'exploration gazière d'un shale. Par exemple, son contenu en quartz ou en calcite peut avoir un impact sur la capacité à fracturer efficacement la roche.

Les valeurs limites des teneurs en substance minérales varient selon les régions et les bassins, par exemple en Amérique la limite du volume de Clay est défini de moins de 40%. L'augmentation de la valeur de calcite et du quartz (d'une valeur plus de 50%) contribue principalement dans l'augmentation de dureté qui est un facteur favorable pour la fracturation. In (Zouaouid , Bensaci, 2015)

I.6 . Les ressources mondiales en gaz de shale

La figure couvre les formations de schiste les plus prometteuses dans un groupe de 41 pays qui démontrent un certain niveau relativement promesse à court terme et qui ont une quantité suffisante de données géologiques pour l'évaluation des ressources. La figure06 montre la localisation de ces bassins et les régions analysées. La légende de la carte indique deux couleurs différentes sur la carte du monde qui correspond à l'étendue géographique de cette évaluation (Rahmouni, 2015)

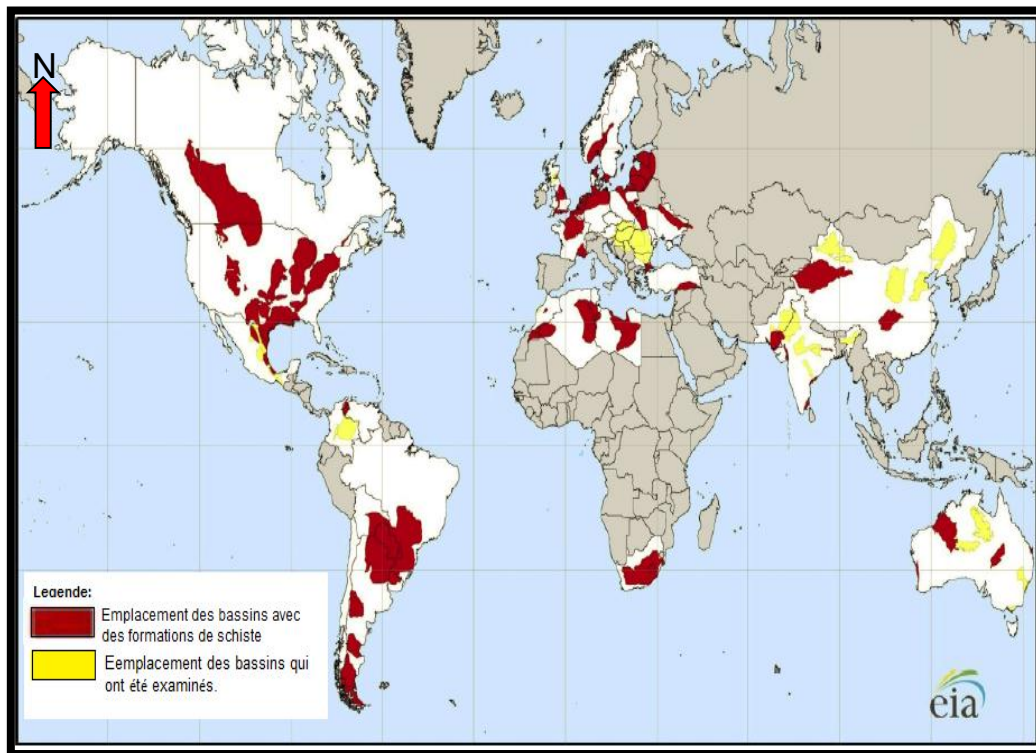


Fig. 2 . Carte des principaux bassins de gaz de shales dans 32 pays (Rahmouni, 2015).

- Zones colorées rouges représentent l'emplacement des bassins avec des formations de schiste pour lesquels des estimations des ressources techniquement récupérables ont été fournies. Formations de schiste potentiels couvrent rarement un bassin entier.
- Zones colorées jaune représentent l'emplacement des bassins qui ont été examinés, mais pour lequel de schiste estimations de ressources n'ont pas été fournies, principalement en raison de l'absence de données nécessaires pour effectuer l'évaluation.
- Les zones de couleur blanche n'ont pas été évaluées.

I.7. Distribution de gaz de shale en Algérie

Les réserves de gaz de schiste identifiées en Algérie se situent dans sept (7) bassins : Mouydir, Ahnet, Berkine Ghadamès, Illizi, Timimoune, Reggane et Tindouf. L'objectif annoncé du gouvernement, une production de 60 milliards m³/an qui se traduirait par le forage de 12.000 puits sur une durée de 50 ans (KHIER, RABIA, BOUDER).

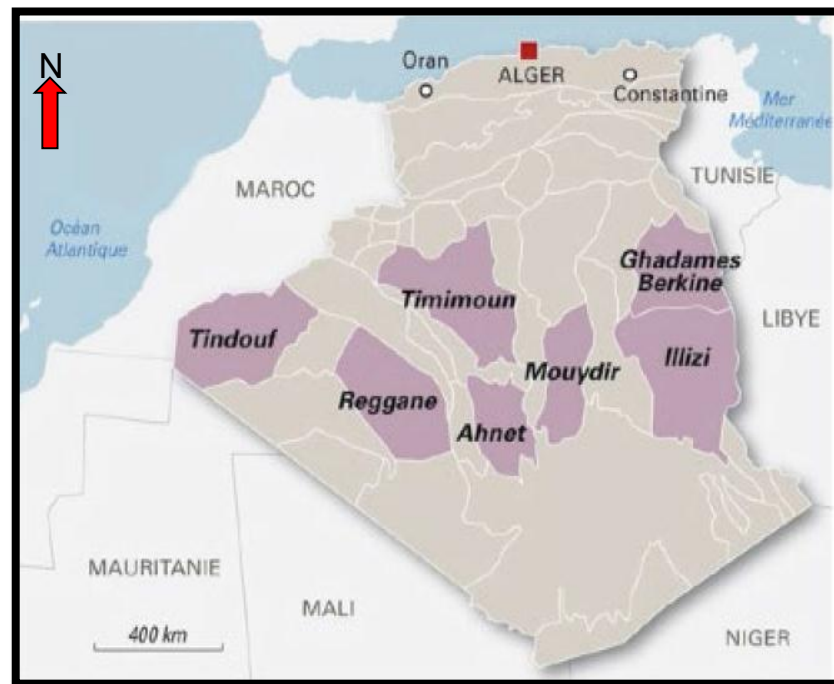


Fig. 3. Gisements de gaz de schiste identifiés en Algérie. (KHIER, RABIA, BOUDER)

Les principales roches mères susceptibles d'être la source des hydrocarbures mis en évidence dans les différents réservoirs de la couverture sédimentaire sont :

I.7.1. Le Silurien inférieur

Le Silurien inférieur comprend les argiles radioactives constituées d'argiles gris-noir à noires, radioactives à la base. Il s'est déposé sur la totalité de la plate-forme Saharienne. La radioactivité est surtout liée à la forte concentration en uranium. Les épaisseurs varient de 10 m à 100 m avec des maxima situés dans le bassin de l'Ahnet, de Berkine, d'Illizi, de l'Oued Mya, du Mouydir, au nord du bassin de Timimoun et dans les sillons de Benoud et Sbâa.

La teneur en carbone organique total (COT) oscille entre 1 % et plus de 11 % et dépasse localement 20 %, les zones les plus riches se situent aux abords de Hassi R'mel, de Hassi Messaoud, dans le Nord Est de la province triasique (El Borma et Nord du

bassin de Ghadamès), à l'ouest du bassin d'Illizi, dans le sillon de Sbâa, dans le Nord-Ouest du grand Erg occidental. La matière organique est d'origine marine (Algues, Graptolites). La roche mère engendrée est d'excellente qualité et son potentiel pétrolier peut localement dépasser 60 Kg HC/t comme pour le Silurien inférieur de la plateforme Saharienne.

L'état de cuisson du kérogène est à gaz sec et condensat dans les bassins de Timimoune, Ahnet, Béchar, Mouydir, dans le centre et le nord des bassins de Reggane et Tindouf, dans le centre du bassin de Ghadamès et de l'Oued Mya et enfin dans le centre et le NO du sillon de Sbâa. En revanche, ce même kérogène est en phase à l'huile dans le bassin de Reggane aux abords de l'Ougarta et enfin dans le SE du sillon de Sbâa. Le kérogène est souvent immature comme c'est le cas pour le SE du sillon de Sbâa. Le kérogène est souvent immature comme c'est le cas pour le SE du sillon de Sbâa, aux abords de la voute d'Azzène. (Drid, Belhadj.)

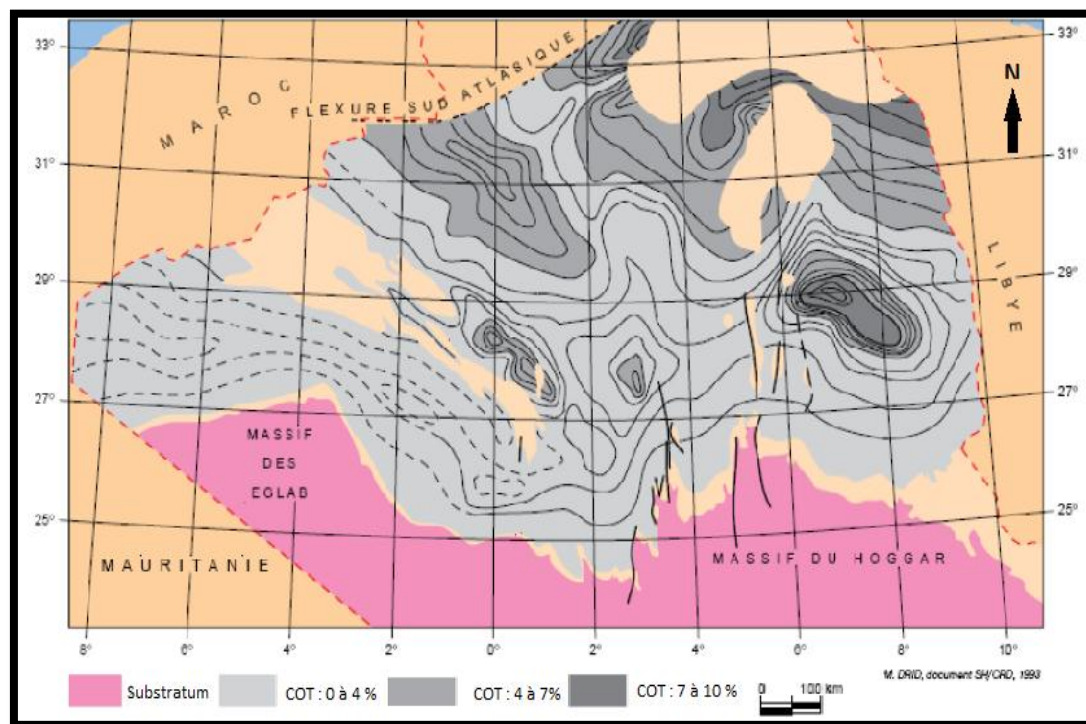


Fig. 4. Isopaque, maturation et COT dans les argiles radioactivité. (Drid, Belhadj.)

I.7.2. Le Frasnien inférieur

Sa répartition montre des variations de 10 à 240 mètres. Des épaisseurs supérieures à 100 mètres sont enregistrées dans les bassins de Ghadamès, du Mouydir, de Béchar

et surtout sur la bordure méridionale du bassin de Timimoune et de l'Ahnet où le seuil de 250 m est atteint.

Le Frasnien inférieur est constitué d'argiles organiques radioactives noires. La répartition des argiles montre que dans les bassins de Ghadamès, d'Illizi, du Mouydir, d'Ahnet, de Timimoune, du sillon de Bernoud, ce niveau est riche en matière organique avec un COT atteignant souvent 10 % avec un potentiel de 52 Kg HC/t. Le kérogène est immature au SE du sillon de Sbâa. Il est en phase à l'huile dans les bassins d'Illizi, de Ghadamès (excepté au centre), le sillon de Sbâa (sauf le SE) et la bordure sud des bassins de Tindouf et Reggane. En revanche, dans les bassins de Timimoune, de l'Ahnet, dans le centre des bassins de Tindouf, de Reggane et de Ghadamès, le kérogène est en phase à gaz (gaz sec à condensat). (Drid, Belhadj.)

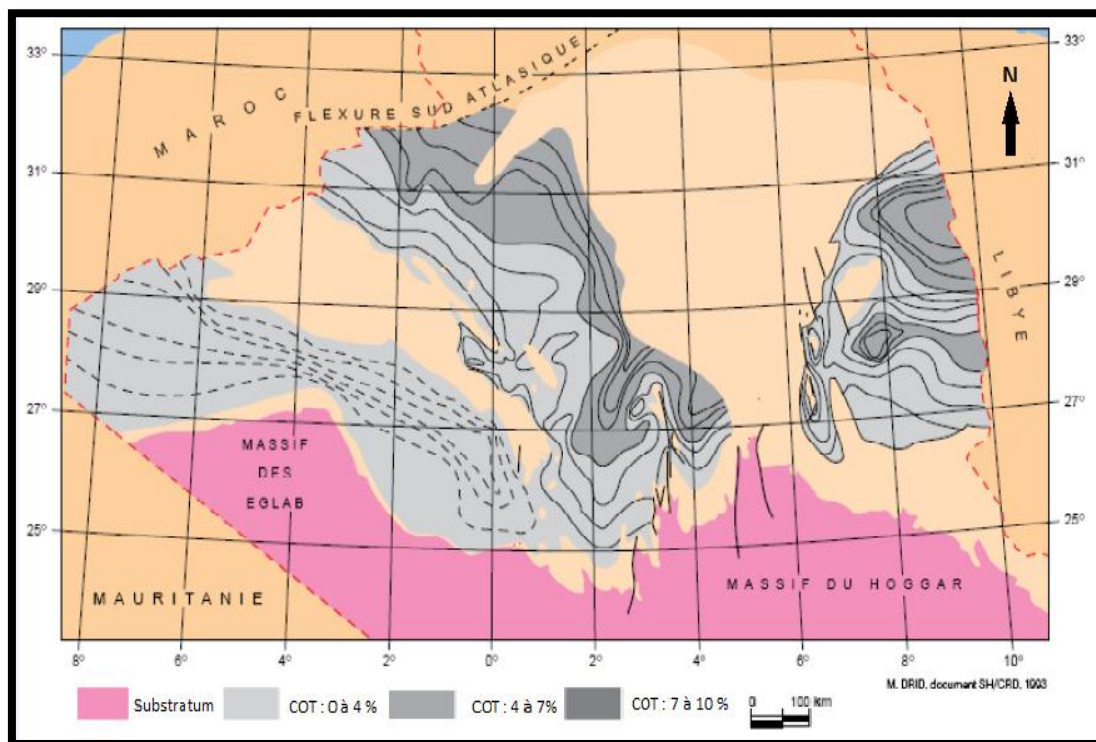


Fig. 5 . Isopaque, maturation et COT dans les argiles radioactives du Frasnien inférieur (Drid, Belhadj.)

I . 7 . 3 . Le Cénomanién-Turonien

La principale roche mère mésozoïque est située au passage Cénomanién-Turonien et semble surtout confinée à la partie NE de l'Algérie. Elle est limitée de la façon suivante :

- à l'est par la frontière tunisienne.
- au nord par le front des nappes telliennes.

- à l'ouest par le méridien d'Alger.
- au sud par le parallèle 32°50'.

Ce passage, qui montre la persistance de la transgression marine amorcée dès l'Albien, consiste en niveaux d'épaisseur variable à bonnes caractéristiques roche mère. Il s'apparente au calcaire noir marneux en plaquette à structure laminée de la formation du Bahloul définie en Tunisie. Son microfaciès est une micrite à Globigérines et Pithonelles, riche en matière organique et pyrite. Les épaisseurs utiles atteignent 120m dans le sud-est constantinois, dans le sillon Aurès-Kef ainsi que dans la zone de la voûte de Talamzane sur la Plate-forme Saharienne. Cet ensemble existe également dans la région de Biskra (Djebel Bou Rhezal), de l'Oued Djelal et au sud de Négrine où il est cependant, plus dolomitique et perd ainsi de ses, qualités de roche mère. Les COT (Fig 6) Les plus forts sont enregistrés dans le SE constantinois où la valeur moyenne atteint 4% avec des mesures de pic dépassant 13%. De bonnes valeurs ont également été enregistrées au nord de Batna et aux abords du Djebel Chelia (2,7%) ainsi que dans le Honda (2%). La matière organique est pour l'essentiel amorphe, probablement sapropélique, associée à des Dinoflagélés et plus rarement à des débris végétaux. Le kérogène céno-mano-turonien a parfois des potentiels pétroliers élevés, Jusqu'à 90 Kg HC/t. Exception faite des régions de Djebel Bottena, du SE de la ville de Tébessa (frontière algérotunisienne) et le sud (Plate-forme Saharienne) où il est immature, il est essentiellement en phase à huile. (Drid, Belhadj.)

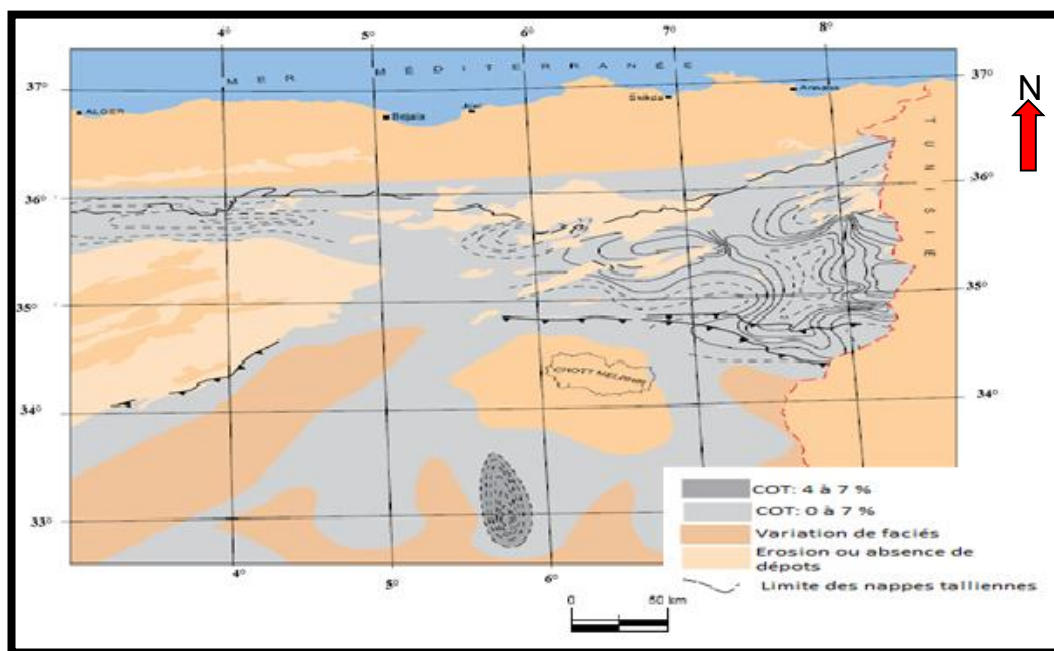


Fig. 6 . COT des argiles radioactives du céno-mano - Turonien. (Drid, Belhadj.)

I. 8 . Technologie d'extraction de gaz de shale

I. 8 . 1 . Le forage horizontal

Le forage horizontal, technique développée dès les années 1970, permet de traverser la couche argileuse contenant du gaz sur une grande distance (1 à 2 kilomètres pour la partie horizontale du forage). Elle remplace le forage de plusieurs puits verticaux et augmente le volume de drainage du puits. Afin d'améliorer la productivité du puits et de rendre la production de gaz économiquement rentable, alors les deux principaux avantages de forage horizontale sont :

- Augmentation de la production par l'agrandissement de la surface de drainage (augmentation de la longueur de pénétration dans le réservoir) ;
- La possibilité d'effectuer plusieurs forages à partir une seul plateforme (Fig7)

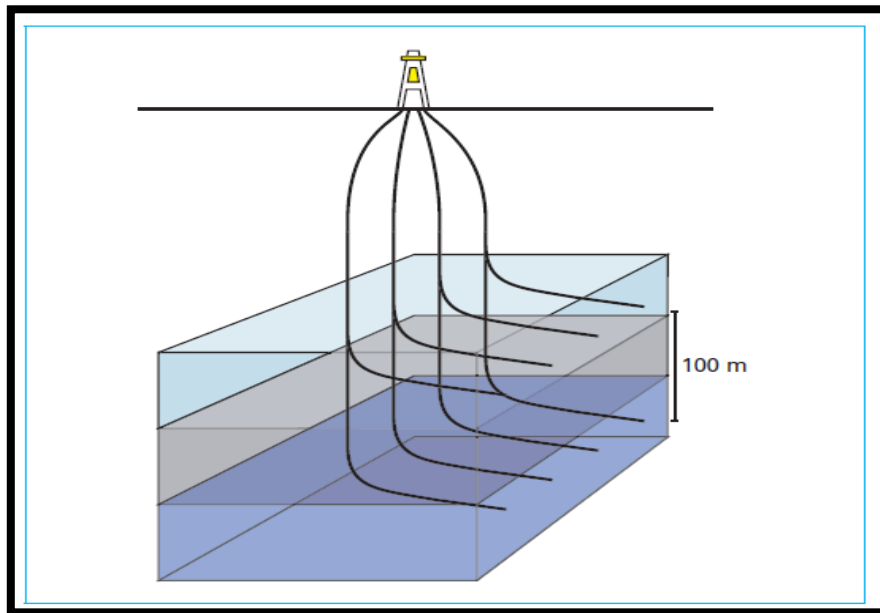


Fig. 7 . Illustration d'un puits multiple à partir une seul plateforme. In
(Zouaouid , Bensaci, 2015)

I. 8 . 2 . La fracturation hydraulique

La technique de fracturation hydraulique a été mise au point dans les années 1940 pour « stimuler » des réservoirs de mauvaise qualité. Cette technique consiste à injecter sous de très fortes pressions (plusieurs centaines de bars pour des objectifs situés entre 2000 et 3000 mètres de profondeur) un fluide de fracturation composé d'eau, d'agent de soutènement (sable) visant à éviter que les fissures ne se referment et d'additifs chimiques. La fracturation hydraulique est également utilisée dans les forages destinés à la production d'énergie géothermique.

On ajoute des additifs dans l'eau afin d'améliorer l'efficacité de la fracturation :

- ✓ Du sable de granulométrie adaptée “proppant”, qui va s'insinuer dans les micro-fractures et empêcher qu'elles se referment ;
- ✓ Des biocides destinés à réduire la prolifération bactérienne dans le fluide et dans le puits ;
- ✓ Des lubrifiants qui favoriseront la pénétration du sable dans les micro-fractures ouvertes par la pression de l'eau ;
- ✓ Des détergents qui augmentent la désorption du gaz et donc la productivité des puits. (Zouaouid , Bensaci, 2015)

II.1 . Le cadre géographique et géologique du bassin de l'Ahnet

Le bassin de l'Ahnet est situé dans la partie Sud-Ouest du Sahara Algérien. Il fait partie de la province occidentale de la Plate-forme Saharienne. Limité par les méridiens 1° 00 et 3° 00 et les parallèles 24° 00 et 27° 00, il s'étend sur près de 50.000 km². In (WEC, 2007).

Sur le plan géologique, ce bassin est limité :

- Au nord par le plateau de Tademaït et l'ensellement de Djoua, qui le sépare du bassin de Timimoun.
- Au Sud il admet le bouclier Touareg, comme limite méridionale.
- A l'Ouest par l'ensellement d'Azzel-Matti, le séparant du bassin de Reggane et la cuvette de Sbaa.
- A l'Est par le môle d'Arak-Idjerane, qui le sépare du bassin de Mouydir.

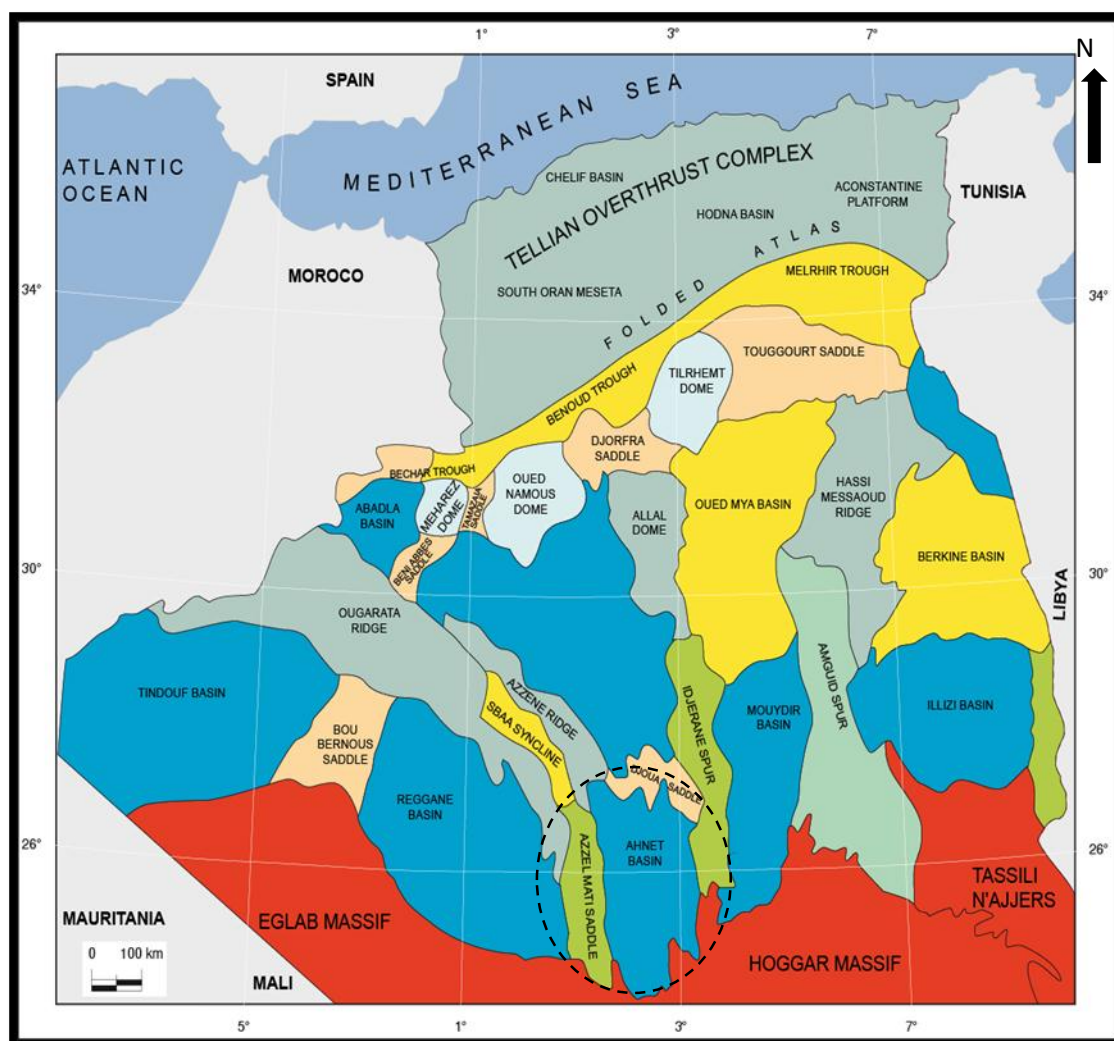


Fig. 8 . Situation géologique du bassin Ahnet.in (WEC, 2007)

II . 2 . Le cadre tectonique

Le bassin de l'Ahnet se distingue des autres bassins de la plateforme saharienne par sa complexité tectonique et son degré de structuration intense. Le bassin de l'Ahnet se présente sous forme d'une dépression avec un axe d'allongement Nord- Sud.

Par sa position, le bassin de l'Ahnet se trouve à l'approche de la zone de suture entre le Craton Ouest Africain stable depuis l'Orogenèse Eburnéene et le bouclier Targui cratonisé au cours du cycle Panafricain, leur collision a certainement créée une tectonique cassante au niveau du substratum panafricain, Ces évènements ont donnés naissance à trois domaines structuraux (WEC, 2007) bien distincts qui sont :

II . 2 . 1 . Ahnet oriental

C'est une zone structurellement haute, limitée :

- A l'Est par le môle d'Idjerane M' Zab.
- A l'Ouest par l'accident sub méridien de Fogarrét Ezzoua, Foug Belrem.
- Au Sud passant par Zini et Gour Bouchreiss.

II . 2 . 2 . Ahnet central

Elle est située entre l'Ahnet occidentale et l'Ahnet oriental. Elle constitue la zone la plus profonde du bassin révélant des aspects structuraux légèrement différents des zones précédentes. Elle montre de nombreuses structures anticlinales de grandes dimensions telles que Bahar El Hammar, Garet El Guefoul, Oued Djaret, Tirechoumine (Achour, 2008).

II . 2 . 3 . Ahnet occidental

Elle représente un môle séparant le bassin de l'Ahnet de celui de Reggane. Cette zone est structurellement haute et étroite, elle est limitée à l'ouest par un accident venant du Nord d'Akabli et passant approximativement par l'Adrar Morat au Sud. (Achour, 2008)

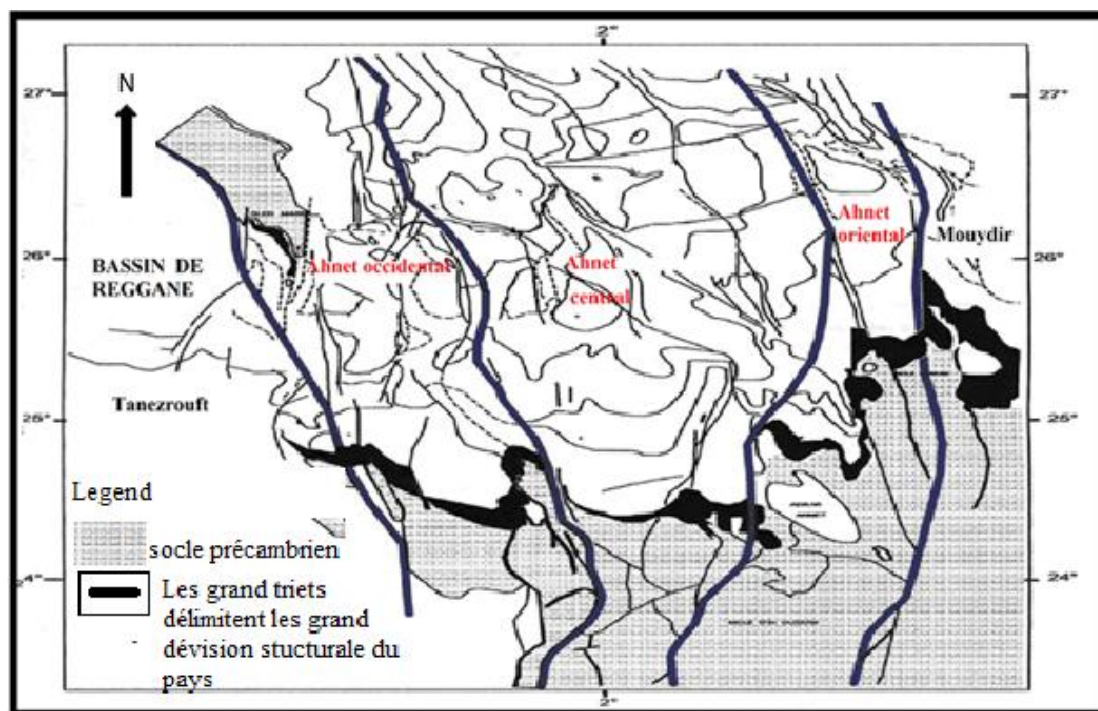


Fig. 9 . Eléments structuraux des bassins de l'Ahnet in (Zouaouid , Bensaci, 2015)

II . 3 . La stratigraphie du bassin d'Ahnet

II . 3 . 1 . Le substratum

Les dépôts paléozoïques de l'Ahnet repose en discordance sur le substratum .ce dernier est d'âge Précambrien il pourrait être de même nature que celui des Egglabs (W.E.C , 1995). Il comprend deux unités différentes ; le socle et la partie sommitale infracambrienne.

II . 3 . 1 . 1 . Le socle

Il est de nature volcano-métamorphique, formé de micaschistes et d'amphibolites recoupés par des intrusions magmatiques (Boujema, 1987)il semble être de même nature et de même âge que le pharusien occidental affleurant au Hoggar occidental.

II . 3 . 1 . 2 . La série intermédiaire ou la série pourrée de l'Ahnet

Cette série a été décrite à l'affleurement sur des dizaines de kilomètres dans la région de Bled el Mass, elle correspond à une formation arkosique conglomératique à faciès fluviatile ou alternent des niveaux argileux et silteux à intercalation de Tillites marquant des épisodes de glaciations.

II . 3 . 2 . La couverture paléozoïque

Au niveau du bassin de l'Ahnet, les terrains paléozoïques sont assez complets présentant des séries allant du cambrien inférieur au carbonifère (Beuf, 1971). Cette

Couverture est séparée du socle par la discordance infra- tassilienne ; et des dépôts mésozoïques par la discordance hercynienne. Cette couverture paléozoïque est subdivisée en deux ensembles morphologiques bien distincts :

- La ceinture tassilienne ou pays tassilien ; qui est constituée par le Cambro-ordovicien, le silurien, et le dévonien inférieur.
- Avant pays tassilien ou plateau pré-tassilien.

II. 3. 2. 1. Le Cambrien (Unité II)

Séparé du précambrien par la discordance infra- tassilienne. Cette unité est formée de bas vers le haut par :

- Des grés grossiers à conglomératiques à stratification oblique indiquant le milieu de dépôt fluviatile avec une influence marine vers le sommet.
- Au-dessus de ces derniers dépôts, on rencontre des grés de plus en plus fin, bien lités avec la présence de tigilites, et l'apparition de faune marine.

II. 3. 2. 2. L'Ordovicien

Se compose des formations suivantes de la base vers le sommet :

A. L'Ordovicien inférieur : il comprend les unités **III₁**, **III₂** **III₃** :

Unité III₁ : allant de quelques dizaines de mètres à l'Est du bassin, à plus de 200m vers le Nord-Ouest enregistrant une transgression. Cette unité comprend :

- **Les Grés de Miribel** : le top de la formation est un Complexe argilo gréseux, (Dépôts tidaux et deltaïques).
- **Les argiles d'El Gassi** : argiles noires et micacées se traduisant d'une transgression majeure (plate-forme ouverte et rampe) ;
- **Les grés d'El Atchane** : formées essentiellement par des grés moyens à grossiers gris clair à blanchâtre, (marin peu profond à deltaïque).

Unité III₂ : cette unité correspond à :

- **Les quartzites de Hamra** : ce sont des dépôts marins peu profonds, qui reposent en discordance sur les grés d'El Atchane, elles sont formées essentiellement de grés quartzitiques et de quartzites, l'épaisseur de ce niveau est estimée de 50 à 250 m, (Plate-forme sous influence de la tempête).

Unité III₃ : elle s'est formée suite à un autre soulèvement, suivi d'une transgression marine Nord et Nord-Ouest. Cette unité repose en discordance sur la formation des Ajjers.

- **Les grès et les argiles de d'Ouargla** : cette formation repose en discordance sur les quartzites de Hamra. Elle est représentée par des alternances de grès blancs à gris clair, avec des argiles légèrement carbonatées.
- **Les argiles de Tiferouine** : c'est une formation d'argile noire indurée silteuse et micacée, présence de pyrite.
- **Les argiles d'Azzel** : Formées généralement d'argiles gris foncé à gris noir, indurées, silteuses, micacées parfois carbonatées (plate-forme ouverte et rampe).

B. L'Ordovicien moyen : il comprend l'unité IV :

Unité IV : ces formations sont installées suite à un soulèvement et sur cette surface s'est installée une vaste calotte glaciaire faisant ressortir quatre (04) cycles de glaciation avec une importante surface de discordance attribuée à cette unité qui comprend les formations suivantes :

- **Les grès d'Oued Saret** : sont représentés par des grès gris clair à gris foncé, compacts, à ciment silico-argileux à fines passées d'argiles noires parfois légèrement dolomitiques (fluviale à tidal).
- **Les grès d'El Goléa** : Ce niveau est formé essentiellement par des quartzites avec des passées d'argile et de silts.

C. L'Ordovicien supérieur : il comprend de bas vers le haut :

- **Les argiles micro -conglomératiques ou les argiles d'El Goléa** : ce sont des argiles noires, indurées, micacées pyriteuses avec des grains de quartz épais, (front deltaïque, influence glaciaire) avec des passages de grès fins.
- **Les grès de Ramade (Dalle de M'ekratta)** : ils forment la partie sommitale de l'Ordovicien, et présentent un faciès gréseux et quartzitique ; Ces dépôts ont subi une sédimentation rapide dans des conditions lacustres et fluvio –deltaïques, juste après les différentes périodes de glaciations.

II . 3 . 2 . 3 . Le Silurien

Les dépôts siluriens reposent en discordance stratigraphique sur les grès de Ramade. Suite à la fonte des glaces ordoviciennes, la transgression silurienne dépose des argiles noires à graptolites riches en matière organique dans les paléo vallées glaciaires avant de venir recouvrir l'ensemble des paléo reliefs. Il est composé essentiellement par des argiles qui sont subdivisées en trois membres :

- **Membre inférieur (Llandovérien moyen au Wenlockien supérieur)**
C'est des argiles gris noir silteuses, micacées et pyriteuses avec quelques bancs calcaires et gréseux.
- **Membre moyen (Ludlovien au Pridolien supérieur)**
Sédimentation argileuse avec quelques passées calcaires et gréseuses.
- **Membre supérieur (fin du Pridolien supérieur – base du Lochkovien)**
Sédimentation argileuse avec augmentation des niveaux gréseux annonçant les dépôts argilo-gréseux de la zone de passage d'âge Dévonien.

II . 3 . 2 . 4 . Le Dévonien

Il est subdivisé en trois sous-systèmes :

- **Dévonien inférieur**
Comparativement aux deux sous-systèmes, il présente une plus grande extension géographique.
- **Le Dévonien moyen**
Le Dévonien moyen connaît un retour à des conditions marines avec des dépôts d'argiles puis de calcaires du Givétien. Il est représenté par les étages suivants : Eifelien et Givétien.
- **Le Dévonien supérieur**
Il correspond aux formations des argiles de Marhouma ou de Temertasset, son épaisseur atteignant 1400m. Il est subdivisé en trois formations : Frasnien, Famennien et Strunien.

II . 3 . 2 . 5 . Le Carbonifère

Il est très épais dans le bassin de Timimoun (plus de 1500m dans la partie centrale) qui faisait partie à cette époque du grand bassin carbonifère de Bechar – Timimoun – Ahnet.

II . 3 . 3 . Le Mésozoïque

Les séries mésozoïques sont peu répondues dans le bassin de l'Ahnet, ils sont représentés par des dépôts continentaux intercalaires ou de roches tertiaires plus jeunes, qui reposent en discordance sur les dépôts paléozoïques.

II . 3 . 3 . 1 . Le Crétacé

- **Le Crétacé inférieur**
Il est représenté par des argiles versicolores, avec des passées de calcaire dolomitique micro cristallin.

- **Le Crétacé supérieur**

Il est représenté par des formations gypsifère à gypse saccharoïde argileux, et des bancs de dolomie, ainsi que des anhydrites massives avec des argiles plastiques rouges légèrement carbonatées. (Achour, 2008)

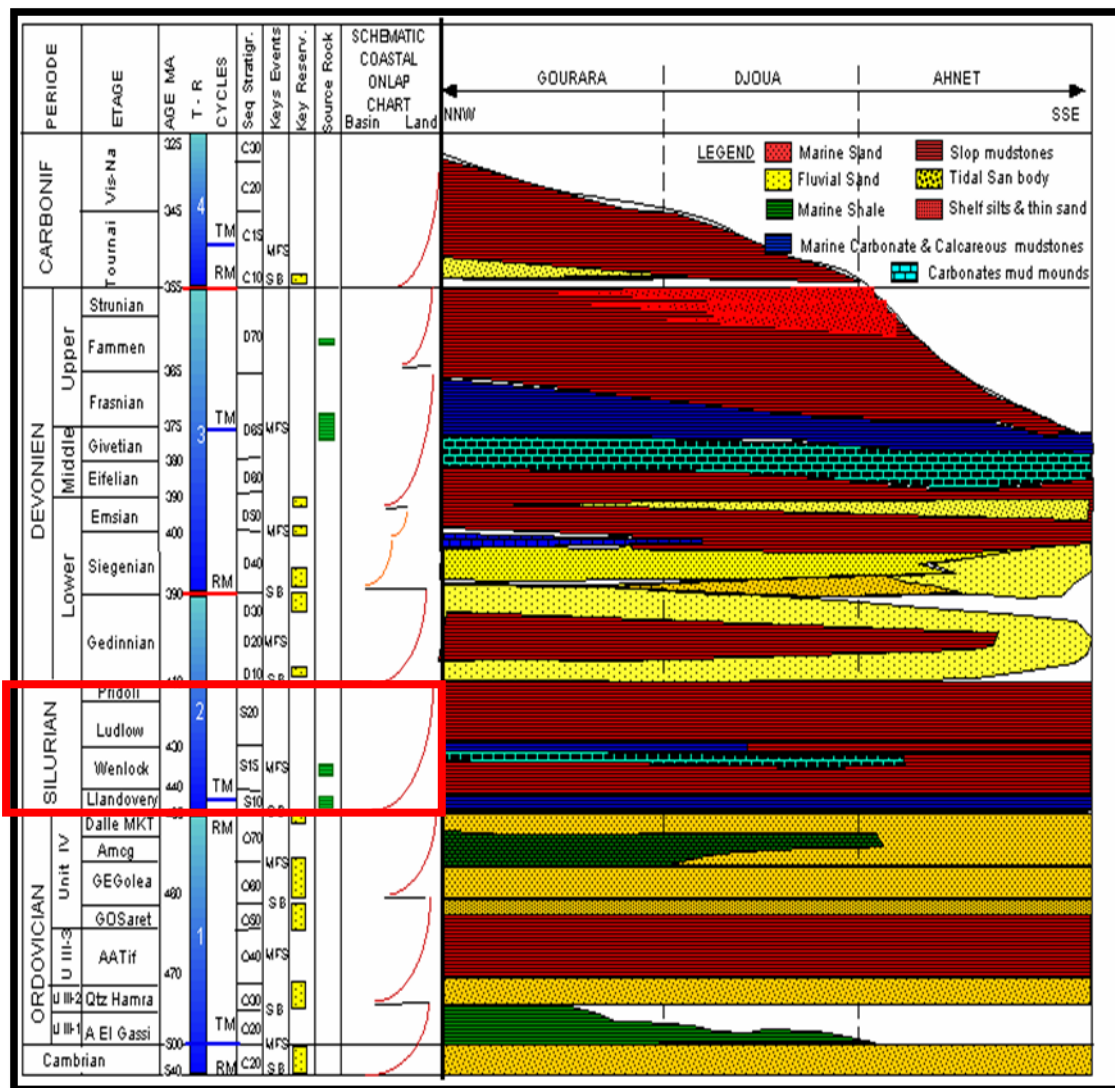


Fig. 10 . Colonne stratigraphique du bassin d'Ahnet.in (WEC, 2007)

II . 4 . Evolution paléostructurale du bassin de l'Ahnet

La reconstitution du cadre géodynamique global ainsi que l'évolution des environnements de dépôts et leurs relations avec la succession des contextes paléogéographiques commandés par la paléoclimatologie, la paléo hydrogéologie, la structuration des bassins et la dynamique des milieux dans un cadre général, vue planétaire,

II . 4 . 1 . La phase Panafricaine

La tectonique précambrienne et particulièrement la phase panafricaine sont à l'origine d'un grand réseau de fracturation caractérisé par des accidents sub-méridiens verticaux, soulignés par des mylonites. Ces accidents sont interprétés comme des décrochements à rejet horizontal pouvant atteindre 100km. Ces accidents sont au moins d'âge panafricain tardif et peut-être plus anciens.

II . 4 . 2 . La phase Cambro-Ordovicienne

La phase orogénique panafricaine, prenant fin au cours du Cambrien, est suivie d'une période d'érosion importante qui nivelle les structures et les reliefs, forment une vaste pédiplaine caractérisée par un léger plongement vers le nord comme en témoigne l'homogénéité parfaite des directions de transport observées dans les dépôts sus-jacents. Les séries Cambro-Ordoviciennes montrent, localement, qu'une instabilité tectonique a accompagné leur dépôt.

II . 4 . 3 . La phase Taconique (Caradoc)

La distension Cambro-Ordovicienne, où l'on décèle déjà les grandes lignes des futurs bassins de la Plate-forme Saharienne, est suivie d'une transgression d'âge Arénigien-Llanvirnien.

II . 4 . 4 . La phase Silurienne

A la phase glaciaire succède la fonte de la calotte, et l'eustatisme engendre une transgression généralisée. Celle-ci atteint le Sahara méridional où se déposent les argiles noires à Graptolites, riches en matière organique.

II . 4 . 5 . La phase Calédonienne

Le Silurien est caractérisé par des argiles noires se chargeant progressivement de matériel détritique provenant du Sud Est. Un certain nombre de discordances locales sont le signe avant-coureur de la phase tectonique fin Silurien et Dévonien précoce.

II . 4 . 6 . La phase Dévonienne

Le Dévonien inférieur est le siège de différents phénomènes tectono-sédimentaires. D'une part, on observe des variations d'épaisseur et de faciès le long des axes structuraux subméridiens, d'autre part dans les parties méridionales et orientales du Hoggar, du volcanisme est connu sous forme de coulées basiques intercalées et parfois remaniées dans la formation d'Efeimazerta (Mouvements du Dévonien moyen et supérieur).

La discordance frasnienne est en fait la superposition de deux discordances. La première d'entre elles est située juste au-dessus de l'Emsien, la seconde située au mur du pic radioactif intra-Dévonien supérieur.

II . 4 . 7 . La phase poste Faménnienne

La micropaléontologie met en évidence une lacune du Famennien. En effet, les bassins ouest et nord sahariens montrent, dans un dispositif en arête de poisson, un onlap général du Carbonifère sur différents termes dévoniens.

II . 4 . 8 . Les mouvements Hercyniens

Ils sont divisés en mouvements précoces (Viséen) et majeurs (Paléozoïque terminal). L'analyse microstructurale indique une direction de serrage N40°, compatible avec les structures Nord-Ouest-Sud Est.

II . 4 . 9 . La phase Triasique

Cette phase est caractérisée par des effondrements marqués par épaissement et des variations de faciès et d'épaisseurs du Sud – Ouest vers le Nord – Est qui sont décrites.

Les variations d'épaisseurs sont observées le long des failles Nord - Est - Sud – Ouest qui sont accompagnées par un volcanisme rattaché à la distension intervenue au cours de l'hettagien.

II . 4 . 10 . La phase Jurassique

Au cours de cette phase, un effondrement de la bordure Nord – Ouest du bassin provoque une variation d'épaisseur avec un maximum de dépôts au niveau de l'axe du sillon atlasique, situé au Nord - Ouest du bassin triasique avec des séries carbonatées à faciès oolithique correspondant à un environnement de haute énergie.

II . 4 . 11 . La phase Crétacé

Le Crétacé inférieur (Néocomien – Barrémien), a rencontré une réactivation des failles Nord – Sud, en inverse par compression Est – Ouest qui est intervenue au cours de la phase autrichienne. Ceci a entraîné des grandes variations d'épaisseurs au Sud de la plate-forme saharienne suivi par une érosion qui concerne tout le Crétacé inférieur par endroits le long des failles Nord – Sud (BEICP, 1972)

II . 5 . Intérêt pétrolier

Les accumulations d'huile et de gaz rencontrées récemment dans les réservoirs Cambro- Ordovicien de la région d'étude et plus particulièrement les unités **IV** et **III** de l'Ordovicien, qui sont alimentées par les argiles du Silurien qui constituent la roche mère principale, indiquent que cette région renferme un important potentiel pétrolier qui reste à définir.

II . 5 . 1 . Roche mère et maturation

Les roches mères potentielles génératrices de gaz dans le bassin de l'Ahnet sont essentiellement les argiles radioactives de la base du Silurien et du Frasnien, avec un potentiel en gaz assez important. L'épaisseur des argiles radioactives du Silurien varie de quelques mètres. Actuellement on reconnaît au moins deux (02) phases de génération de gaz : une première à partir du Dévonien supérieur avant la structuration hercynienne, et qui est la plus importante, la seconde synchrone à la structuration hercynienne et relativement moins importante que la précédente (Achour, 2008).

II . 5 . 2 . Roche couvertures

L'épaisse série argileuse du Silurien constitue une excellente roche couverture pour les réservoirs de l'Unité IV. Quant à l'unité III-2, ce sont les argiles ordoviciennes de l'Unité III qui forment leur couverture. La présence des failles à fort rejet est de nature à favoriser une dismigration et réduit par conséquent le taux de remplissage des structures. Pour les réservoirs du Dévonien inférieur, la couverture est assurée par les argiles du Frasnien et de l'Emsien (Achour, 2008)

Le bassin d’Ahnet est un bassin de direction nord-sud qui contient (plus de 941,4 mètre) de sédiments du Paléozoïque y compris les schistes du Silurien et du Dévonien organiques riches. Les structures dans le bassin prennent la forme des grands anticlinaux et dômes formés à la suite de la compression tectonique, comme indiqué sur le nord à la section sud, figure (EIA, 2013).

III . 1 . Généralités

Les études d’évaluation du potentiel en gaz et les quantités de gaz générées par les principaux niveaux roches mères du Silurien et du Frasnien réalisées sur la plateforme saharienne, place le bassin de l’Ahnet-Gourara en bonne position en terme de prospectivité pour le play non conventionnel shale gas. Ces objectifs (shale gas) sont situés à des profondeurs ne dépassant pas les 3000m (Silurien et Frasnien), la richesse en carbone organique total (COT) est favorable et varient entre 2 et 7% avec des épaisseurs utiles qui oscillent entre 60 et 100 mètres. L’état de maturité de ces niveaux roches mères est en phase à gaz sec. Le forage AHT-2 est situé dans la région d’In Salah, sur le périmètre Tidikelt (Belmokhtar,Boukhallat,Azni,Kaced,Hadj Arab)

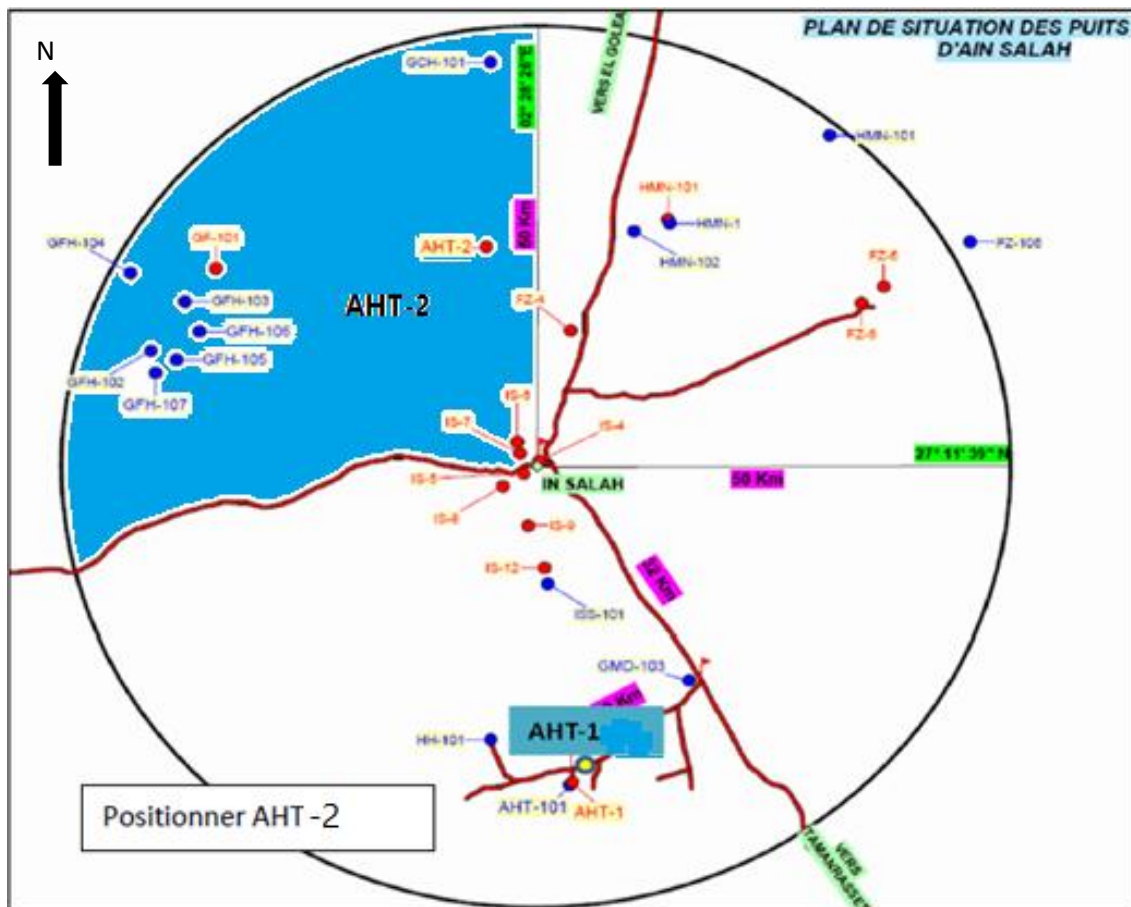


Fig. 11 .Localisation du projet (Belmokhtar,Boukhallat,Azni,Kaced,Hadj Arab).

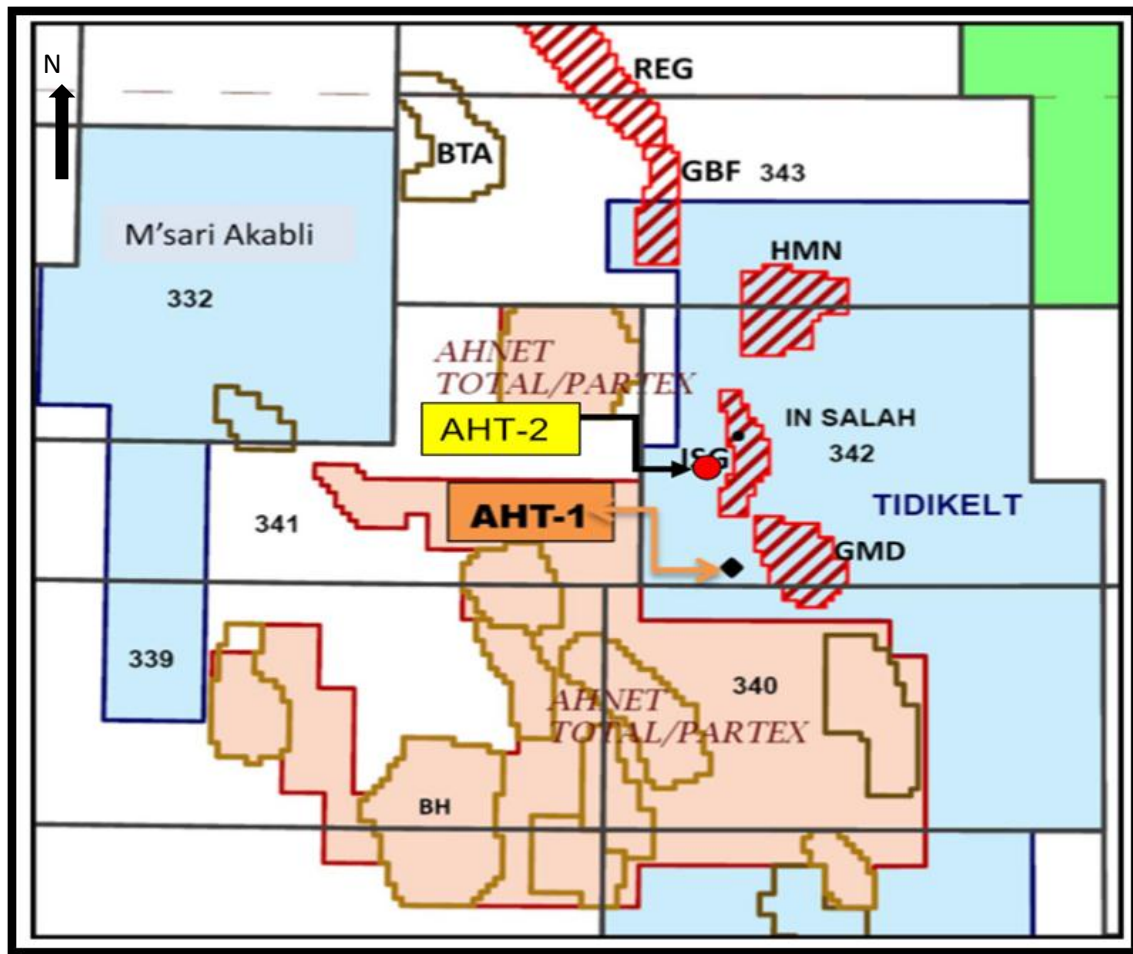
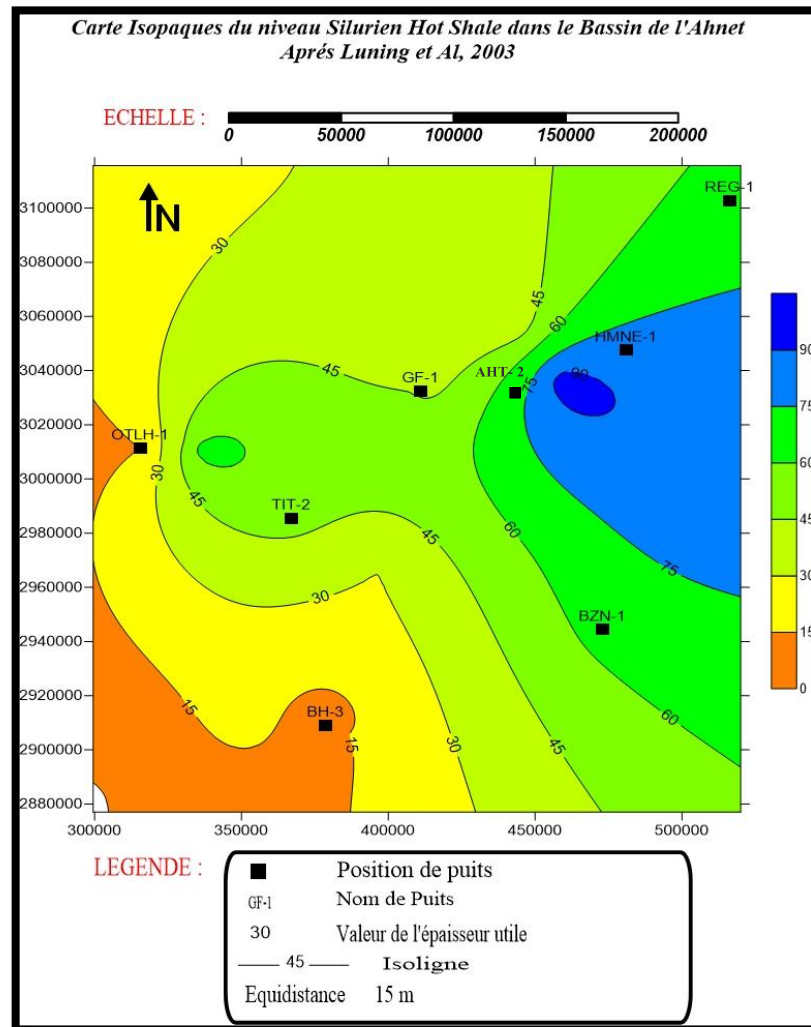


Fig. 12 . Situation du périmètre Tidikelt et du forage Ahnet - 2 (AHT - 2)

(Belmokhtar, 2012) .

III . 2 . Analyse du prospect

III . 2 . 1 . Identification des niveaux Roches Mères du Silurien



**Fig. 13. Carte Isoaque du niveau silurien Hot Shale dans bassin de l'Ahnet
Après luning el Al, 2003 in (Zouaouid , Bensaci, 2015)**

Les maximums d'épaisseurs du niveau Silurien d'après la carte isopaques se trouve au périmètre du puits HMNE-1 avec des valeurs plus de 90 m, et les minimums d'épaisseurs au sud-ouest de la région avec des valeurs moins de 15 m.

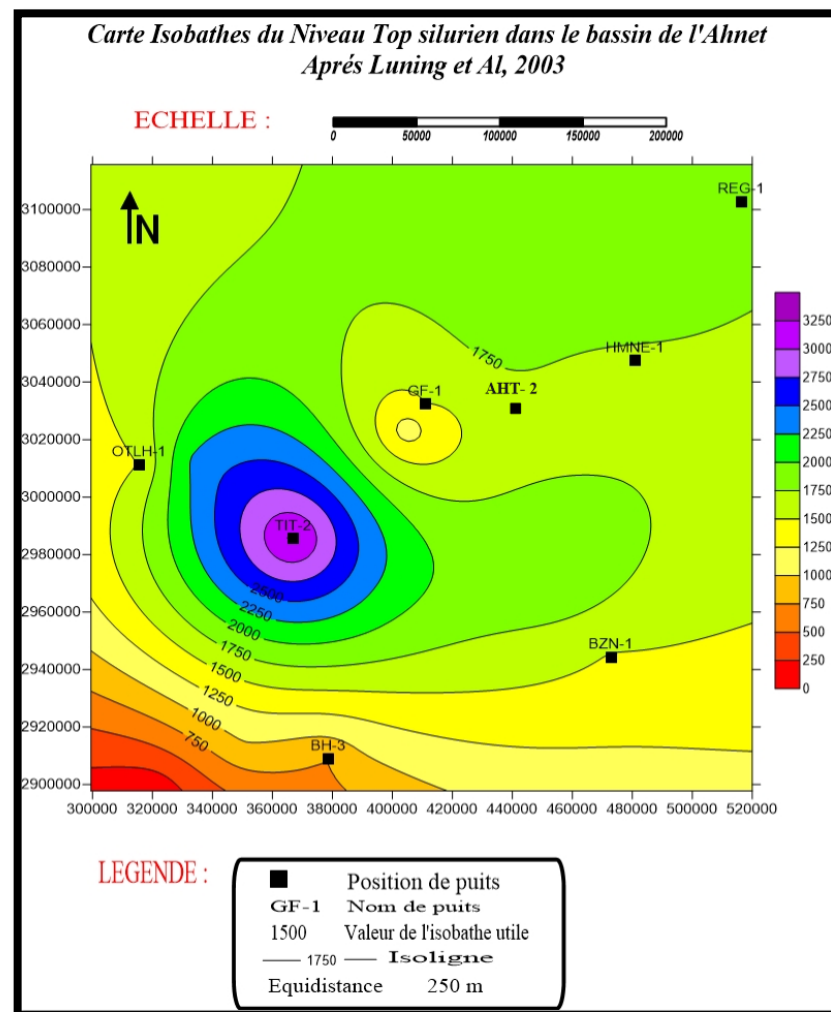


Fig. 14. carte Isobathes du niveau Top silurien dans le bassin de l'Ahnet Après luning el Al, 2003 in (Zouaouid , Bensaci, 2015)

A partir de la carte isobathe du niveau Silurien La variation de la profondeur du Silurien hot shale est :

Les valeurs maximales au périmètre du puits TIT-2 dépassent 3250 m, et les valeurs minimales au sud de la région liée à l’affleurement des formations.

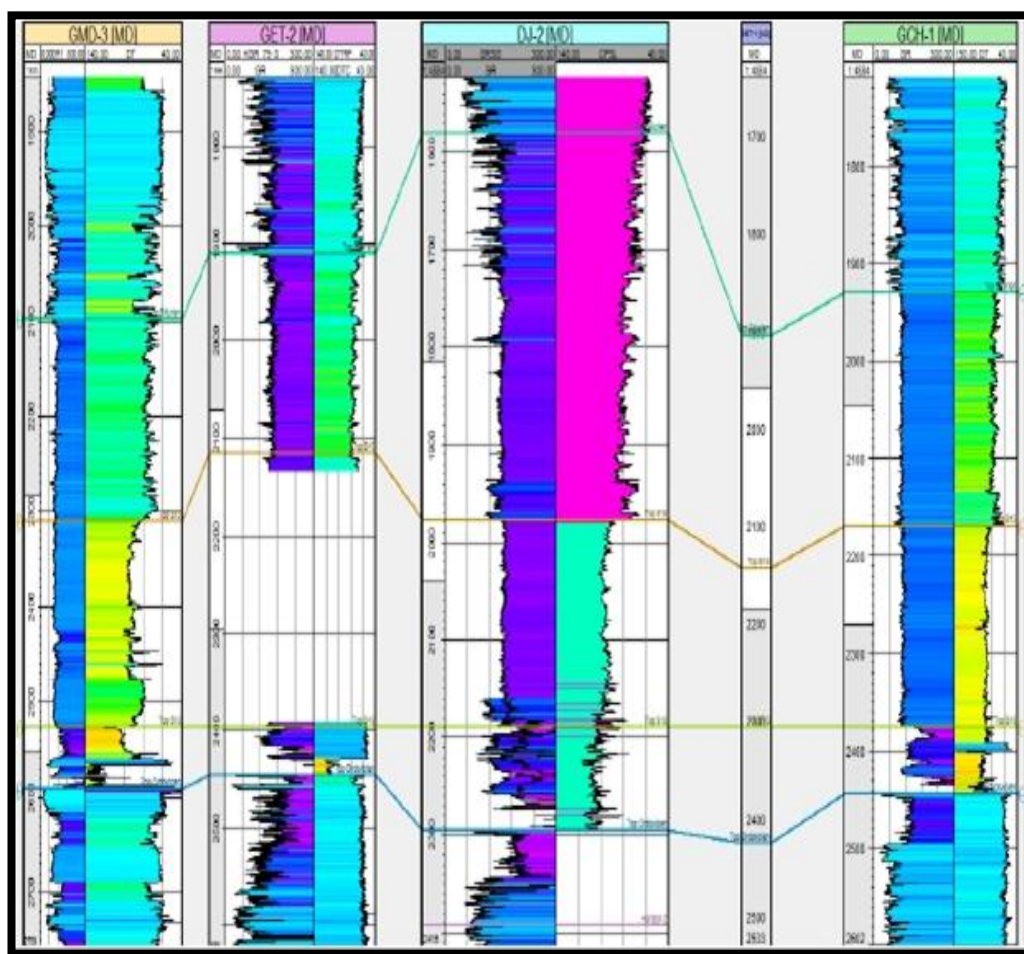


Fig. 15 . Corrélations du Silurien entre les puits GET-2- DJ-2-GCH-1
(Belmokhtar, 2012).

Les corrélations diagraphiques réalisées dans cette région montrent que les niveaux roches mères du Silurien sont situés à la base du silurien et sembleraient être plus épais entre les puits DJ-2 et GET-1. Les épaisseurs de ces niveaux « Hot Shales » montrent des variations dans leurs distributions le long de l'axe GET-2 à GCH-1 passant de 49 m à GET-2 à plus de 115 m à GET-1 et 69m à GCH-1. Cette variation d'épaisseur est due à la topographie héritée des paléo vallées glaciaires fini Ordovicien.

III . 2 . 2 . Richesse et maturation du Silurien

La richesse en COT du Silurien est supérieure de 2% dans la région de Djoua. La compilation donne des valeurs situées entre 4 et 6%.

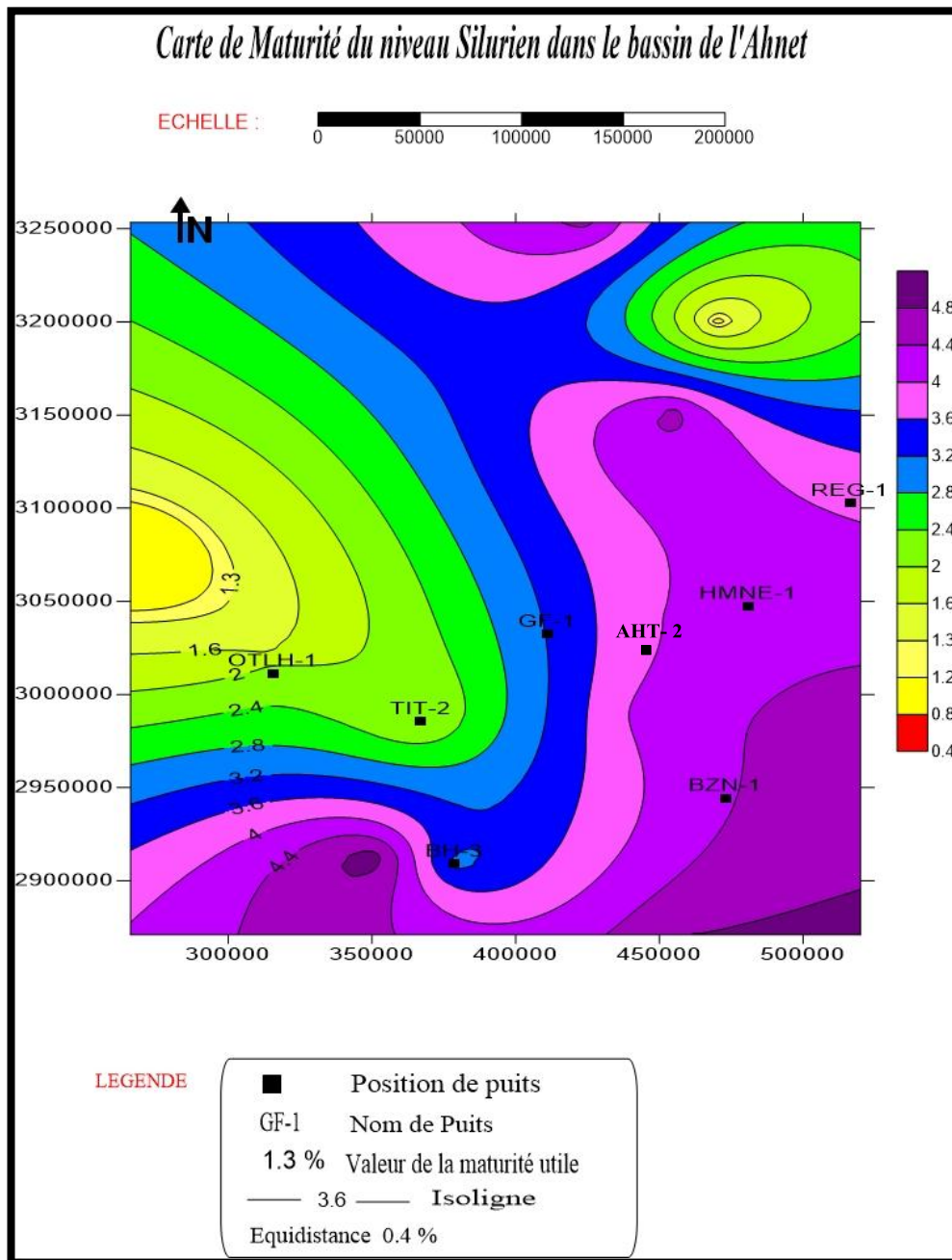
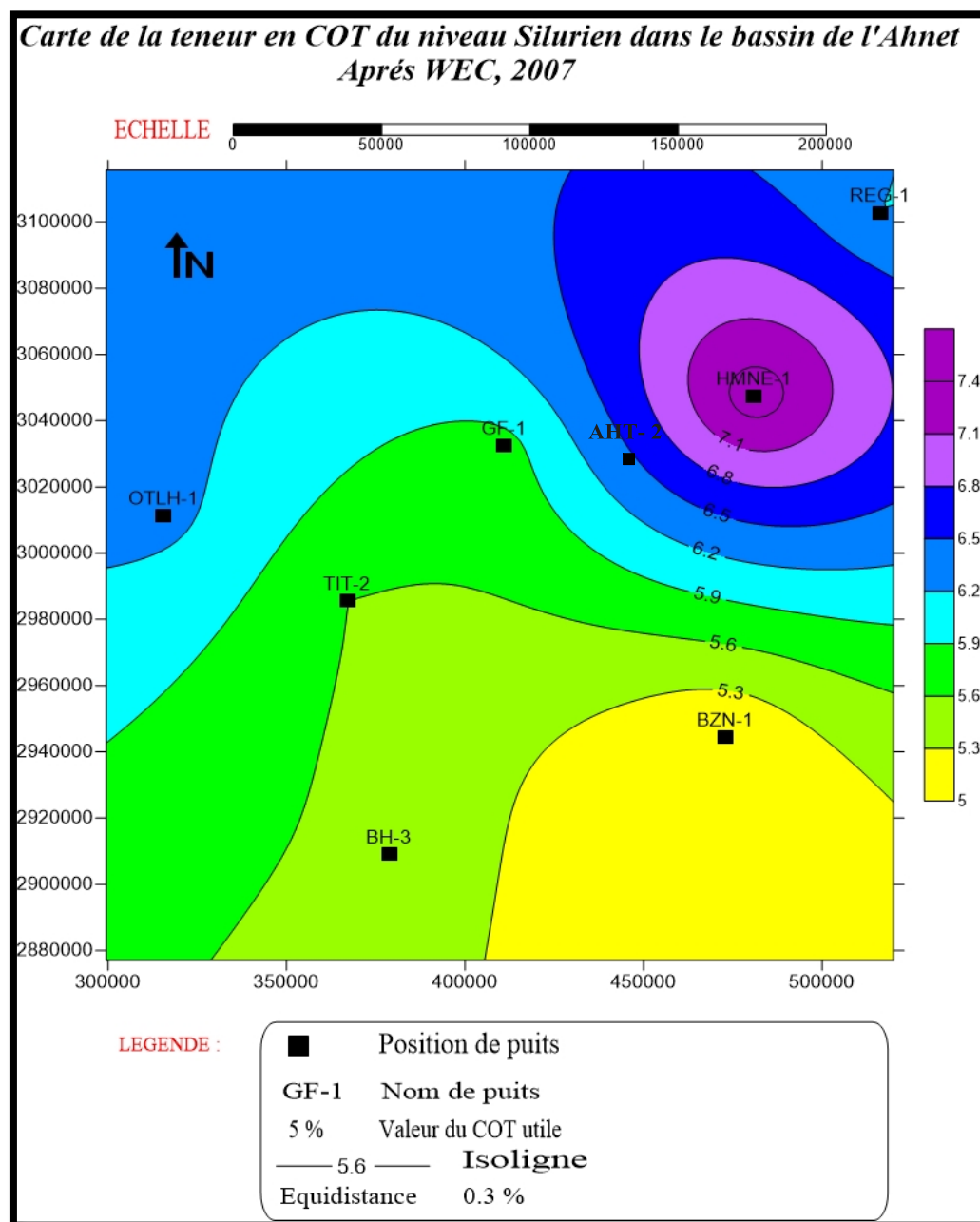


Fig. 16. Carte de Maturité du niveau silurien dans le bassin de l'Ahnet.in
(Zouaouid , Bensaci, 2015)

D'après la carte de maturité du niveau Silurien, il est noté :

Nous constatons l'augmentation du degré de maturité vers le Sud-Est et vers le centre nord avec des valeurs de PRV supérieur à 4.8, de même que la que la totalité des puits se trouve dans la zone à gaz.



**Fig. 17. carte de la teneur en COT du niveau silurien dans le bassin de l'Ahnet
Après WEC ,2007 in (WEC, 2007)**

D'après la carte de la teneur de COT, on remarque l'augmentation des valeurs de COT vers le Nord-Est avec une valeur maximale dans le puits HMNE-1 dépasse 7.4 %, il est noté d'une façon générale que la roche mère du Silurien a une grande richesse en matière organique confirmé par la carte.

III .3 . Interprétation sismique

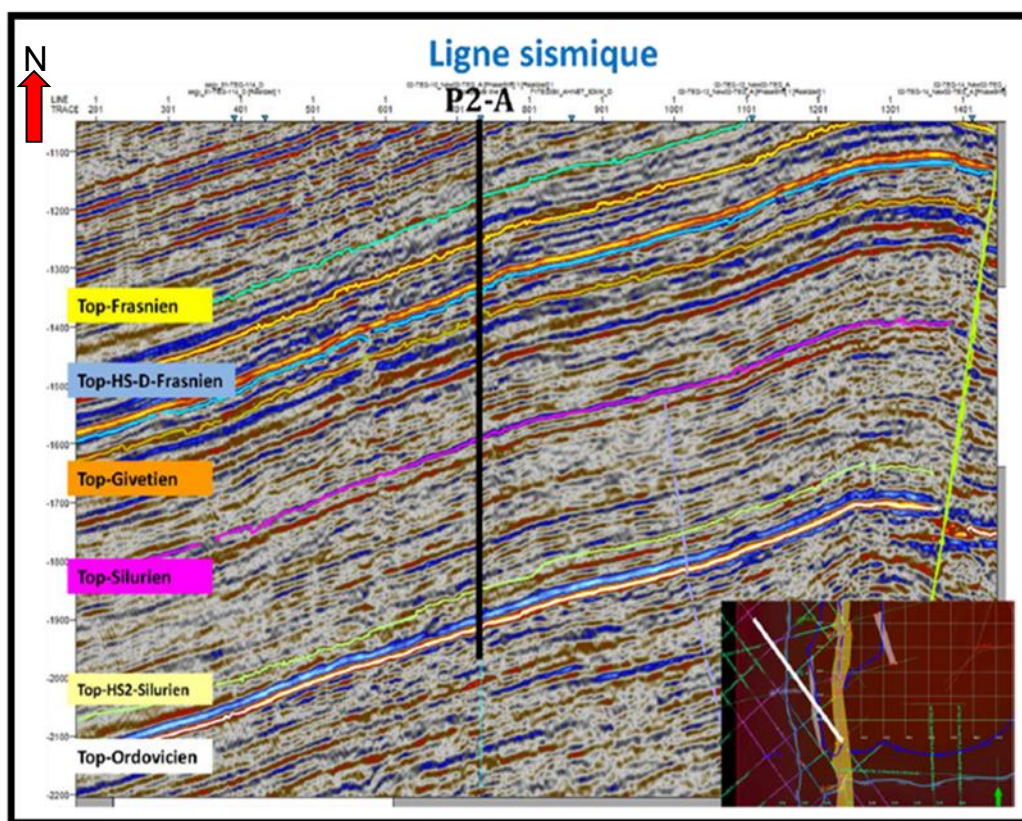


Fig. 18. Zones d'intérêts HS Silurien et HS Frasnien

Conclusion

A partir de l'étude partielle des paramètres de potentialité sur niveaux roches mères du silurien dans le bassin de l'Ahnet, et à partir de l'étude de synthèse, nous retenons que cette région possède des zones de très bonnes potentialités et regroupent tous ces paramètres ce qui a été remarqué dès l'étude initiale conduisant à l'étude de synthèse sur des cartes précisant ces zones malgré la base de données limitée.

La superficie importante de ces zones peut qualifier cette potentialité vers une potentialité économiquement rentable et peut être bien appréciée par des études plus approfondies.

L'étude de l'évolution diagénétique permet de maintenir la composition chimique et les conditions physiques des sédiments en équilibre avec le champ de contraintes extérieurs. Le produit final possédera une texture et une composition qui dépendront tous autant de la provenance des matériaux que de leur évolution post-dépôt.

Dans le but de faire une étude diagénétique de notre réservoir nous avons étudiés les niveaux de fractures en prenant en considération les types du colmatage dans les fractures colmatés.

Pour confectionner des lames minces, nous avons pris des échantillons dans les niveaux carbonatés et silteux, seulement et à cause de leurs morphologies nous n'avons pas pu réaliser ces lames minces. Nous avons fait les analyses de la diffraction des rayons x sur (26) points pour faire une étude des minéraux argileux et non argileux.

IV . 1 . La fracturation

Un réservoir fracturé est constitué de dépôts initialement continus, qui, sous l'effet du tassement, de la diagenèse et de la déformation se fracture.

La fracturation est évidemment un paramètre très important dans l'évaluation d'un réservoir pétrolier. Elle peut avoir plusieurs effets sur les performances de production, tant en récupération primaire qu'en récupération secondaire ou tertiaire. (Abidi, Mazari., 2014)

IV . 1 . 1 . Théorie sur la fracturation

IV . 1 . 1 . 1 . Définition

La fracturation désigne toute cassure de roche, avec ou sans déplacement relatif des parties. Une fracture dans une roche représente deux lèvres et une ouverture qui se mesure perpendiculairement aux lèvres. Ces fractures peuvent être associées à un évènement tectonique local, ou régional. (Abidi, Mazari., 2014)

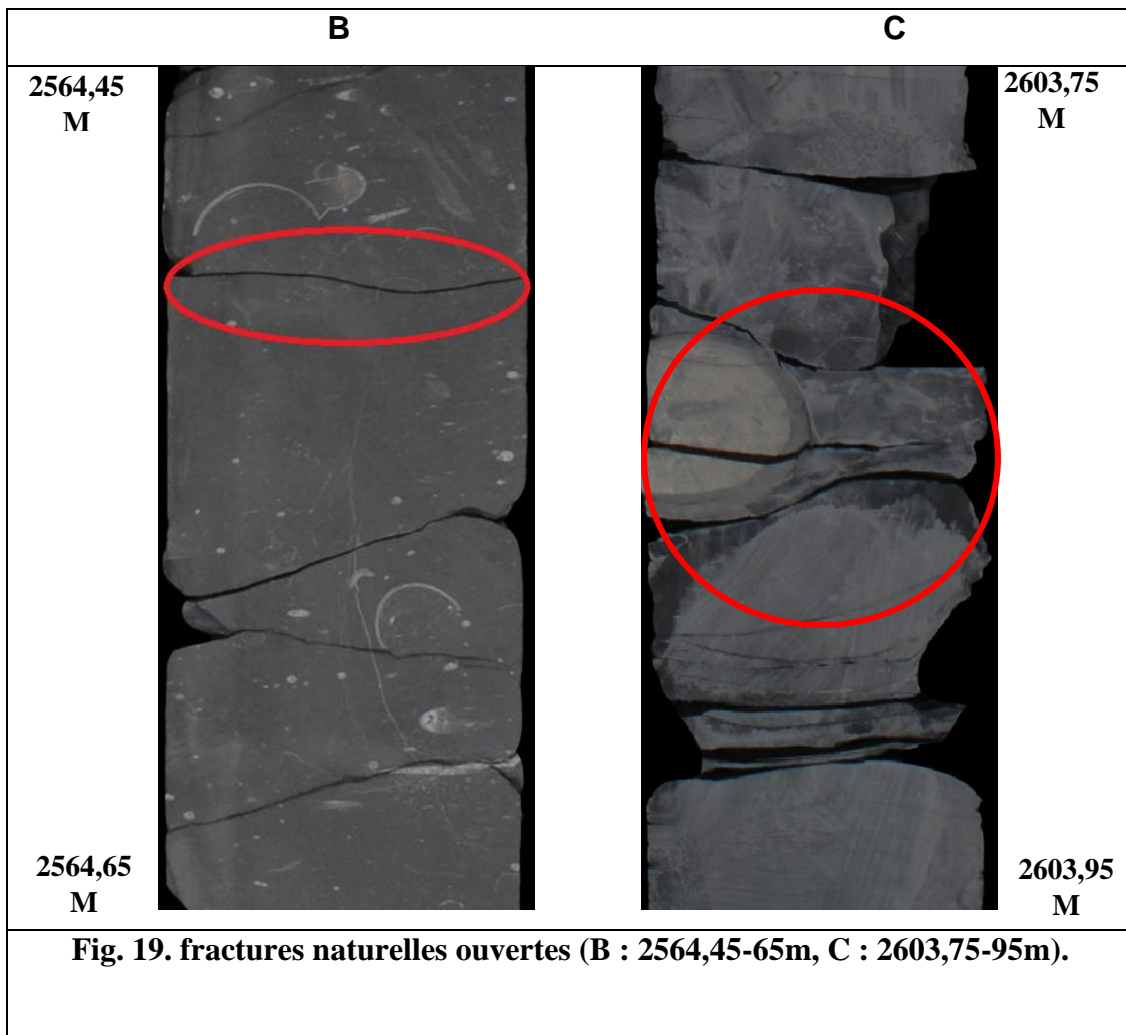
IV . 1 . 1 . 2 . Les types de fractures

IV . 1 . 1 . 2 . 1 . Les fractures naturelles

Elles existent réellement dans la formation, on distingue deux types :

- **Fractures naturelles ouvertes**

Elles représentent plus de 50% de vide entre les deux lèvres de la fracture, elles peuvent jouer un rôle bénéfique en participant au drainage des fluides dans le réservoir.

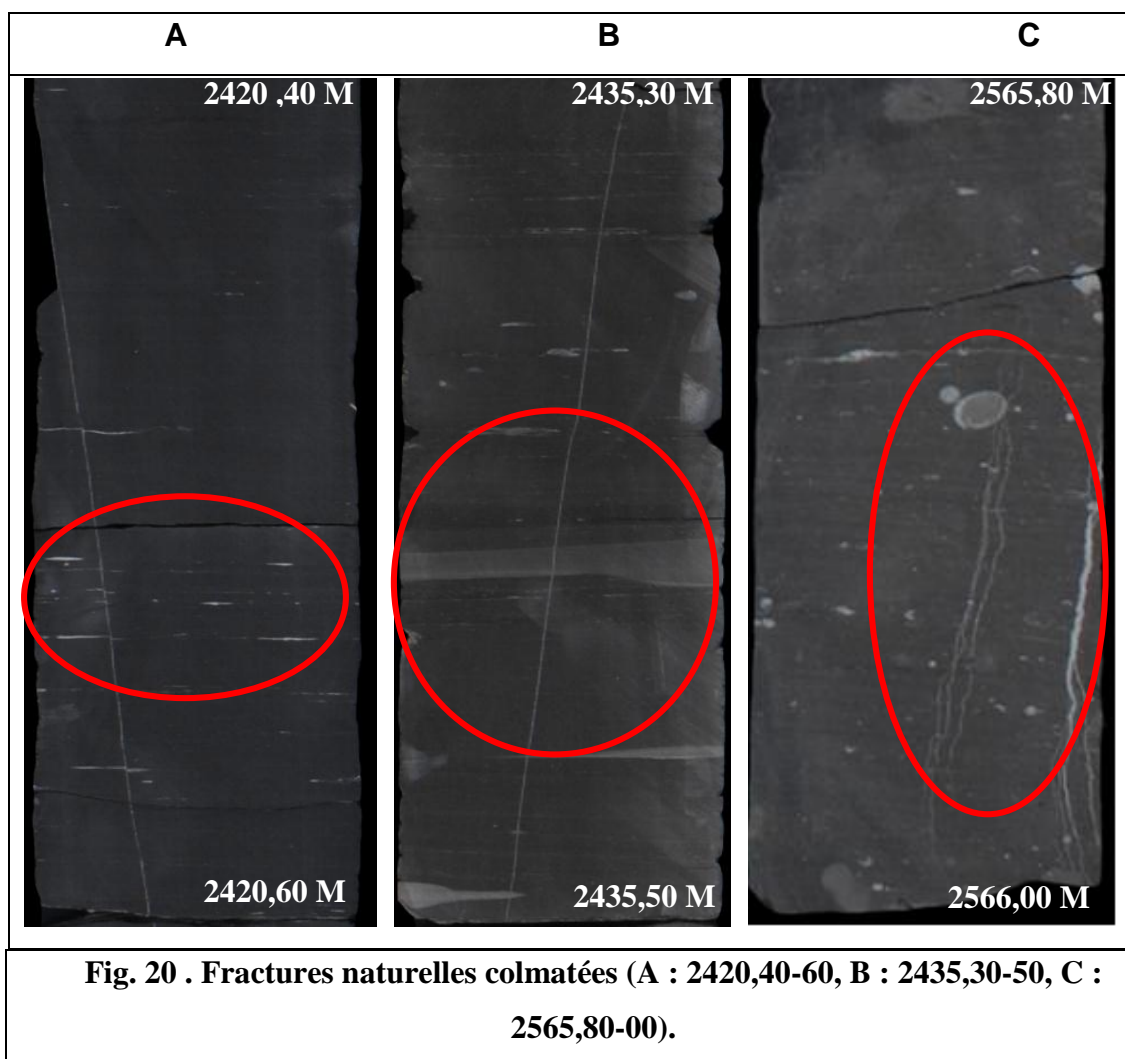


- **Fractures naturelles colmatées**

Sont des fractures qui peuvent constituer des barrières de perméabilité bloquant ainsi le passage des fluides dans le réservoir. (Abidi, Mazari., 2014)

Dans notre cas d'étude le colmatage s'est fait par de la calcite dans une direction subvertical, à partir de 2420m jusqu'à 2570m.

La calcite représente la forme stable du carbonate de calcium à la fois de la surface de la terre et à au cours de l'enfouissement, contrairement à l'aragonite qui ne redevient stable qu'à de forte pression.



- **Fractures partiellement ouvertes**

Ce sont des fractures qui sont colmatées partiellement et ils subsistent un vide.

IV . 1 . 1 . 2 . 2 . Les fractures induites

Ce sont des fractures provoquées involontairement par des différents outils de forage, soit par des vibrations des instruments, soit par l'extraction de la carotte au cours de sa récupération.

IV . 1 . 1 . 2 . 3 . Les fractures provoquées

Elles sont provoquées volontairement dans un réservoir à faible perméabilité, ou bien au sein des formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible. Ces fractures servent à augmenter la productivité du réservoir par la création d'une liaison formation-puits qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice.

IV . 1 . 2 . Origine et rôle de la fracturation dans les réservoirs

L'origine de la fracture dans le réservoir est en étroite relation avec les états des contraintes subies par les couches, leurs conditions de dépôts et les propriétés mécaniques de ces roches.

La formation des diaclases à grande profondeur a longtemps été mise en évidence, et le dilemme a été posé par COSBY. D'après BODDGCY, (1965) les diaclases sont des phénomènes de surface, et toutes les fractures en subsurface sont des fractures de cisaillement.

Cette notion a été renforcée par des expériences qui se localisent sur la compression produisant des fractures de cisaillement et des diaclases, ces derniers qui se forment à une pression de confinement voisine de zéro.

SECOR, en 1965 a présenté une analyse de propagation de joint en élevant l'effet de la pression de pore en profondeur lorsque le rapport entre la pression de fluide et le poids lithostatique est voisin de 1. Cette solution a permis l'utilisation de la fracturation hydraulique prouvant que ces fractures (diaclases) peuvent exister en profondeur.

Les mécanismes de formation des fractures ouvertes en profondeur restent encore mal connus.

GRENTENER, en 1994 définit trois types de fractures ouvertes dans les réservoirs :

- Dans le cas d'un relâchement dans trois directions, les fractures ouvertes sont orientées de façon aléatoire et multi directionnelles ;(TERZAGHI, 1960).
- Dans le cas d'un relâchement dans deux directions, par exemple dans un dôme, on peut observer deux familles de fractures, l'une radiale et l'autre qui lui est perpendiculaire.
- Dans le cas d'un relâchement dans une seule direction, le plissement ou la déformation cassante sont des processus qui sont accompagnés d'une diminution de contrainte dans une direction (FEREIDMANT et SOWERS, 1970), ce type de relâchement de contrainte peut se produire dans tous les bassins sédimentaires qui sont en extension.

Le dernier cas est le plus probable, les puits sont verticaux ainsi que les fractures aussi qui peuvent être recoupé par le forage, tandis que le forage horizontal est le plus efficace pour recouper tout le réseau fracturé.

La notion de compartimentage des réservoirs qui est due à la fracturation expliquerait mieux dans certains cas les débits aléatoires de certains puits dans un même réservoir. Il a été souvent reporté que des puits voisins dans des positions similaires structurales montrent clairement des débits différents pour des raisons non apparentes.

Les fractures ouvertes localisées sont un facteur majeur aussi bien pour l'hétérogénéité que pour l'anisotropie des réservoirs. La réussite de la technique de forage horizontal est principalement due à ce facteur et plusieurs auteurs en décrivaient les avantages de puits horizontaux mentionnent d'abord l'intersection possible des fractures ouvertes.

Dans certains cas, il est donc souhaitable de forer en cherchant à intersectés le maximum de fractures ouvertes. Dans la plupart des cas, c'est la présence de ces fractures qui rendent le champ commercial, donc il est nécessaire de les localiser afin d'optimiser le programme de forage en vue d'une meilleure exploitation des hydrocarbures. (Abidi, Mazari., 2014)

IV . 2 . Analyses des lames minces

Notre étude est faite sur quatre échantillons de lames minces, alors que nous avons prélevé (42) échantillons, nous n'avons réussi à confectionner que (04) lames minces et cela à cause de la morphologie des roches argileuses.

a) Première lame mince carotte-5, côte : 2443,18 m

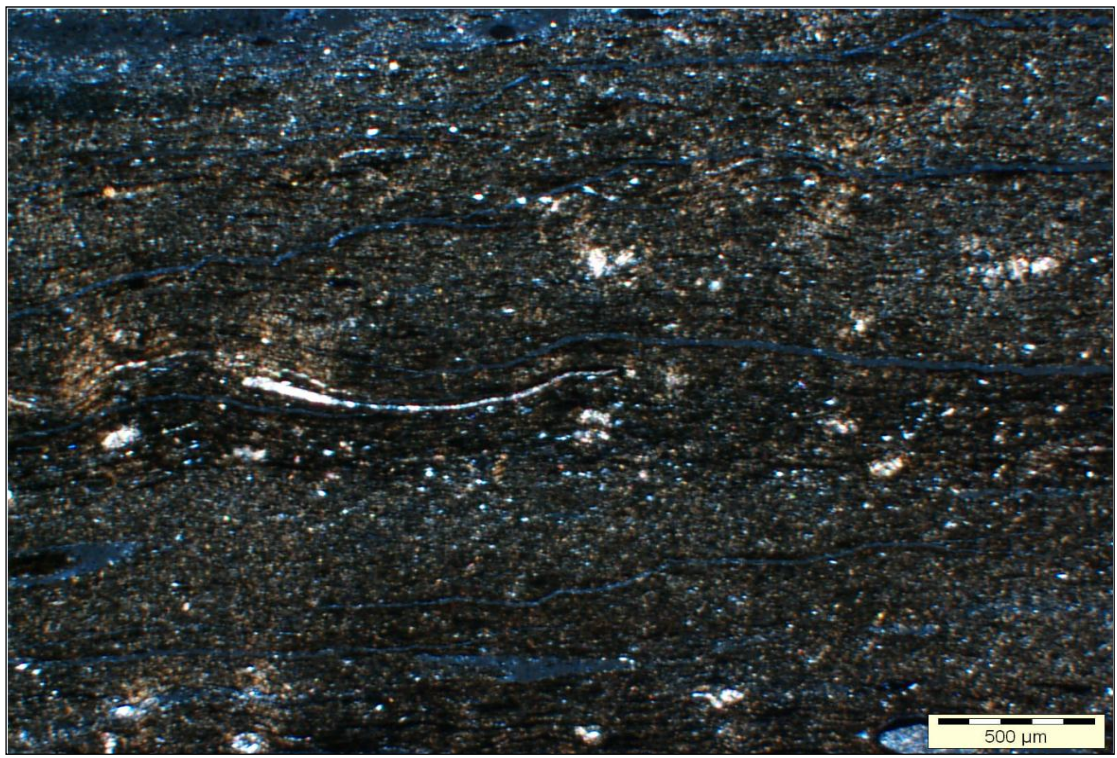


Fig. 21. photographie de lame mince à la profondeur 2443,18m. (Marrzek, 2015) .

-La description : grain millimétrique a ciment argileux.

b) Deuxième lame mince carotte -7, côte : 2492,69 m

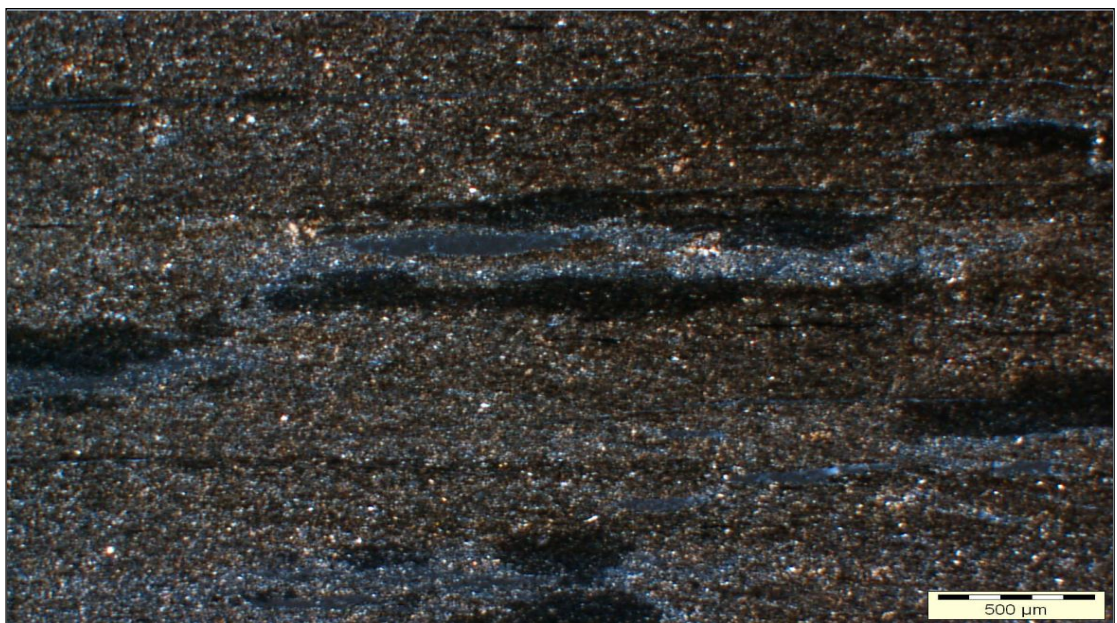


Fig. 22. photographie de lame mince à la profondeur 2492,69 m.in (Marrzek, 2015)

-La description : Argile feuilletée (schiste).

c) Troisième lame mince carotte -8, côte : 2509,13 m

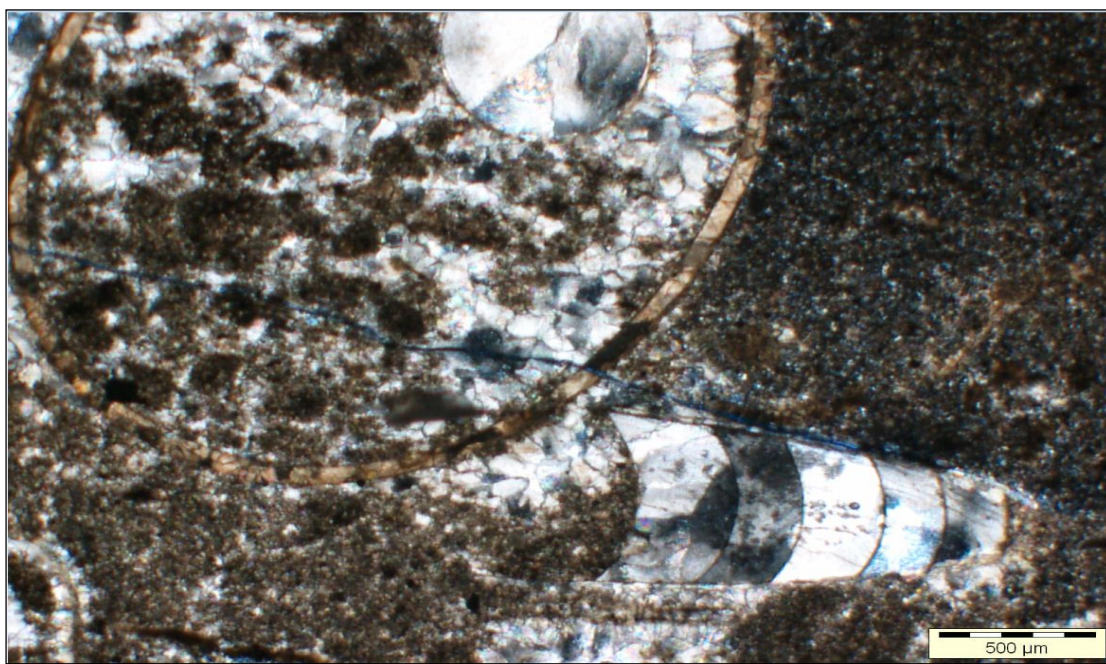


Fig. 23 . Photographie de lame mince à la profondeur 2509,13m. (Marrzek, 2015)

-La description : Argile millimétrique ou centimétrique a ciment Argileux.

Les bioclastes sont composés de trilobites – Orthocères recristallisés-ciment microsparitique de couleur sombre en plus d’inclusion de pyrite.

d) Quatrième lame mince carotte -9, côte : 2550,97 m

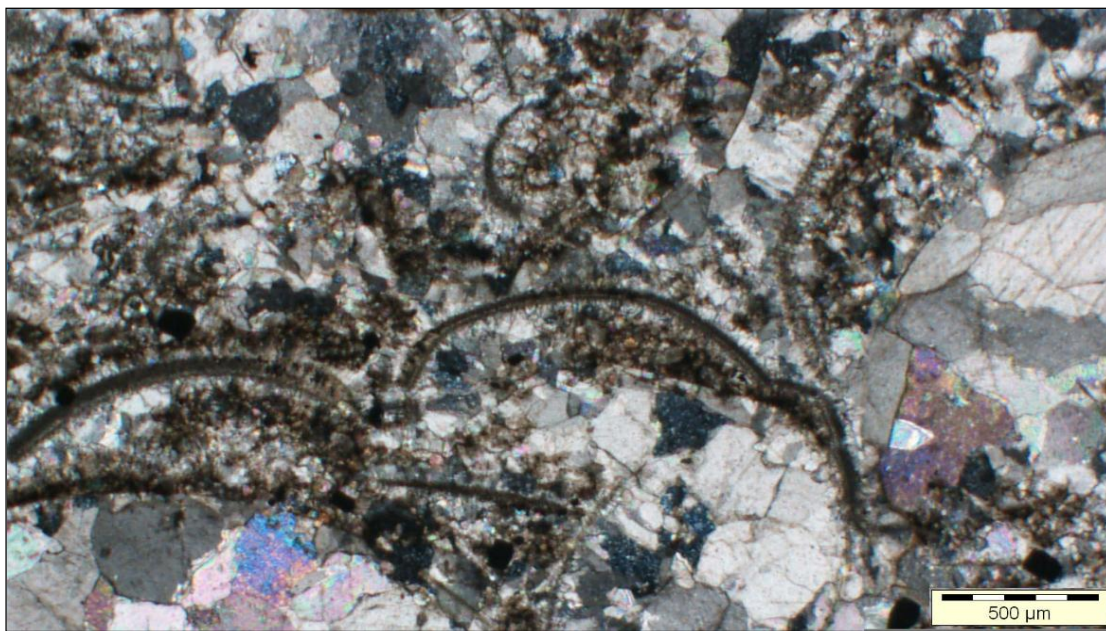


Fig. 24 . photographie de lame mince à la profondeur 2550,97m.in (Marrzek, 2015)

-La description : alternance d'argile millimétrique ou centimétrique à ciment Argileux.

Les bioclastes sont formés de tapis algaire – Orthocères recristallisés en calcite. Présence d'inclusion de pyrite.

IV . 2 . 1 . Résultat et discussion

L'analyse concernant les quatre lames minces extraites aux côtes 2442,18 m et 2492,69m nous ont renseignés sur la nature de la roche qui est l'argile, pour les cotes 2509,13m, 2550,97m se sont des carbonates. Donc, les deux premiers échantillons sont des argiles, les seconds sont des carbonates.

IV . 3 . La diffraction des rayons X

La diffraction des rayons X est une méthode adaptée à l'identification de la composition minéralogique des assemblages argileux. Elle consiste à appliquer un rayonnement d'une longueur d'onde du domaine des rayons X (entre 0.1 et 10 nm) sur un échantillon orienté ou non orienté. L'analyse des phases cristallines est rendue possible grâce aux périodicités de l'arrangement atomique des cristaux. Ces périodicités sont dues à un empilement de plans identiques dans un cristal et sont décrites par des longueurs correspondant aux distances entre les plans d'empilement.

Les cotes	somme Minéraux argileux %	somme Minéraux non argileux %
2422,84	34	66
2428,14	40	60
2444,94	38	62
2452,94	41	59
2467,44	43	57
2489,14	39	61
2492,14	36	64
2497,94	36	64
2504,74	33	67
2510,44	41	59
2522,14	37	63
2539,44	34	66
2549,36	35	65
2550,27	18	82
2557,28	18	82
2559,11	24	76
2560,04	27	73
2568,14	33	67
2574,54	29	71
2580,64	27	73
2592,44	35	65
2603,61	33	67
2609,74	31	69
2614	28	72
2619,6	33	67
2622,20	25	75
2624,64	26	74
2625,4	20	80

Tableau 2 . La somme des minéraux argileux et non argileux.

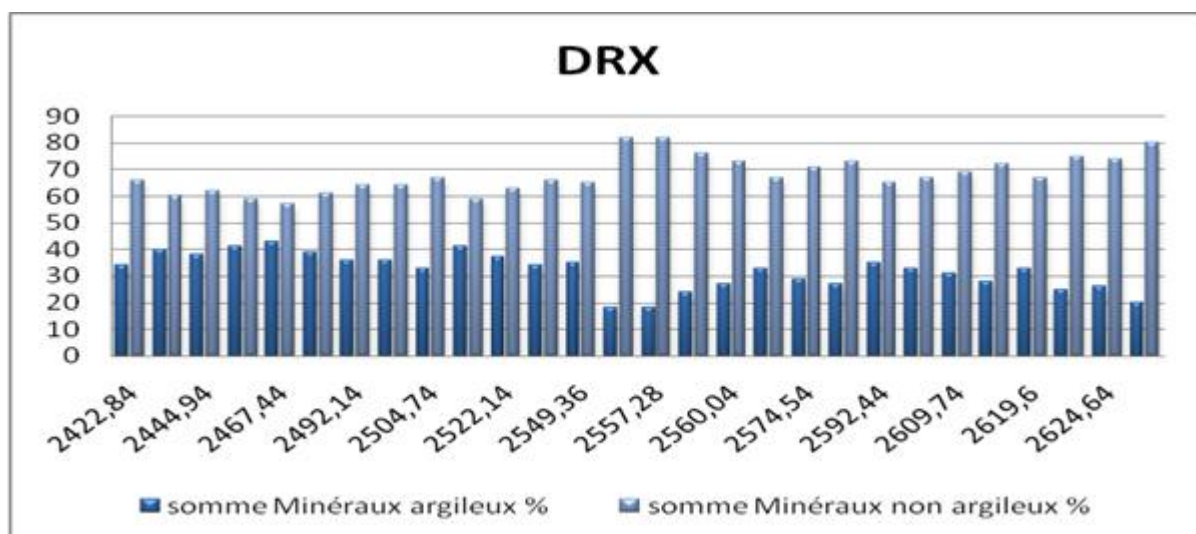


Fig. 25 . Histogramme des minéraux argileux et non argileux.

IV . 3 . 1 . Résultat et discussion

IV . 3 . 1 . 1 . Interprétation de l'histogramme des minéraux argileux et non argileux

D'après l'histogramme (Fig.25) on remarque que la majorité des minéraux détectés dans les intervalles : 2422,84m à 2549,36 m et 2568,14 à 2614 m sont argileux.

La majorité des minéraux détectés dans les intervalles : 2549,36 à 2568,14m et 2614 à 2625,4m sont non argileux.

Les cotes	kaolinite	Illite	Chlorite
2422,84	20	40	25
2428,14	20	40	25
2444,94	20	45	25
2452,94	20	45	20
2467,44	20	50	20
2489,14	20	40	25
2492,14	15	50	20
2497,94	20	40	25
2504,74	20	45	20
2510,44	25	45	20
2522,14	20	40	25
2539,44	20	45	25
2549,36	30	35	30
2550,27	10	50	20
2557,28	15	45	20
2559,11	15	55	20
2560,04	15	40	25
2568,14	15	50	15
2574,54	20	45	15
2580,64	20	35	20
2592,44	20	40	20
2603,61	20	25	30
2609,74	15	30	35
2614	15	30	35
2619,6	15	40	20
2622,20	10	50	15
2624,64	5	55	10
2625,4	0	60	10

Tableau 3. La somme des minéraux argileux (kaolinite, illite, chlorite).

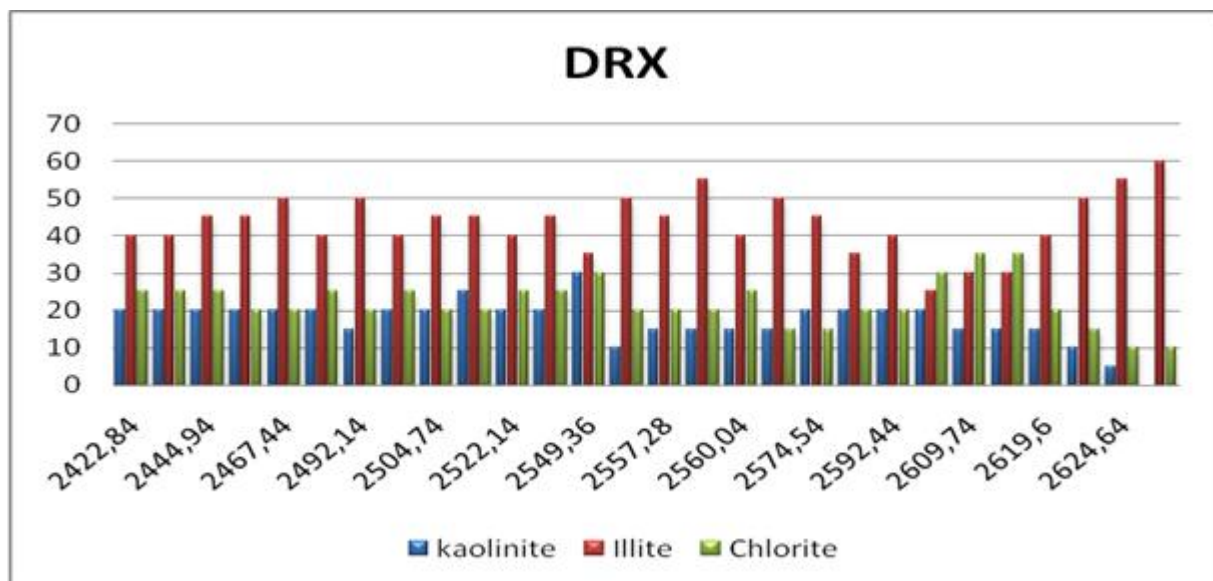


Fig. 26. Histogramme des minéraux argileux (kaolinite, illite, chlorite).

IV . 3 . 1 . 2 . Interprétation de l'histogramme des minéraux argileux (kaolinite, illite, chlorite)

D'après l'histogramme (Fig.26) on remarque que la majorité des minéraux de illites détectés se trouvent dans les profondeurs suivantes : 2467,44 m ; 2492,14 m ; 2550,27 m ; 2559,11 m et de 2624 à 2625,4 m atteignant les 50% à 60%.

La majorité des minéraux des kaolinites et chlorites détectés se sont trouvés dans la profondeur : 2449,36 et dans l'intervalle allant de 2609,74 à 2614 m atteignant parfois 35% pour le chlorite.

Les cotes	Quartz	Calcite	Dolomite	Pyrite
2422,84	46	1	3	13
2428,14	39	0	2	14
2444,94	36	0	6	16
2452,94	35	0	3	15
2467,44	35	0	0	14
2489,14	39	0	0	17
2492,14	43	0	0	15
2497,94	38	0	0	20
2504,74	39	0	2	19
2510,44	22	0	6	25
2522,14	25	0	2	29
2539,44	24	5	5	26
2549,36	20	10	2	32
2550,27	15	7	49	11
2557,28	19	44	3	16
2559,11	39	11	3	22
2560,04	22	15	21	14
2568,14	38	1	7	20
2574,54	48	4	6	13
2580,64	50	6	7	8
2592,44	18	18	7	20
2603,61	43	3	5	15
2609,74	51	0	4	14
2614	50	1	4	15
2619,6	32	3	8	22
2622,20	24	3	6	39
2624,64	47	4	7	16
2625,4	56	2	7	14

Tableau 4. La somme des minéraux non argileux (quartz, calcite, dolomite, pyrite).

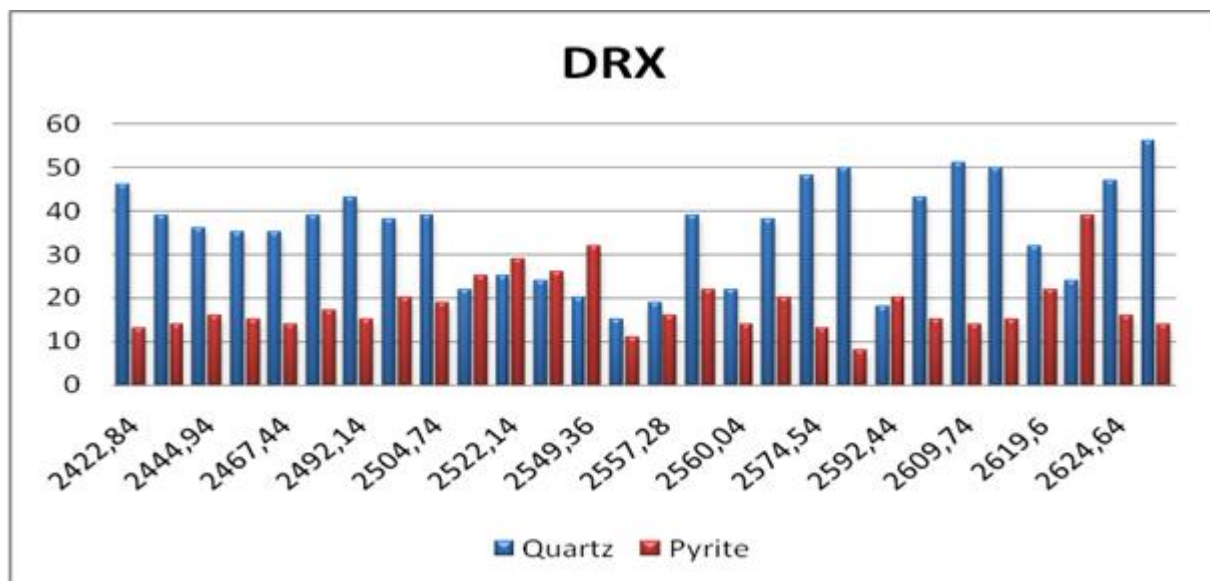


Fig. 27 . Histogramme des minéraux non argileux (quartz, pyrite).

IV . 3 . 1 . 3 . Interprétation de l’histogramme des minéraux non argileux (quartz, pyrite)

D’après l’histogramme (Fig.27) on remarque que la majorité des minéraux de quartz détectés se trouvent dans les profondeurs suivantes : 2574,54 m, 2580,64 m et dans les intervalles suivants : 2614 m à 2609,74 m et 2624,64 à 2625,4 m atteignant jusqu’à 50%. On remarque que la majorité des minéraux de pyrite détectés se trouvent dans les intervalles suivants : 2497,94 m à 2549,36 m et 2619,6 à 2624,64 m atteignant jusqu’à 39%.

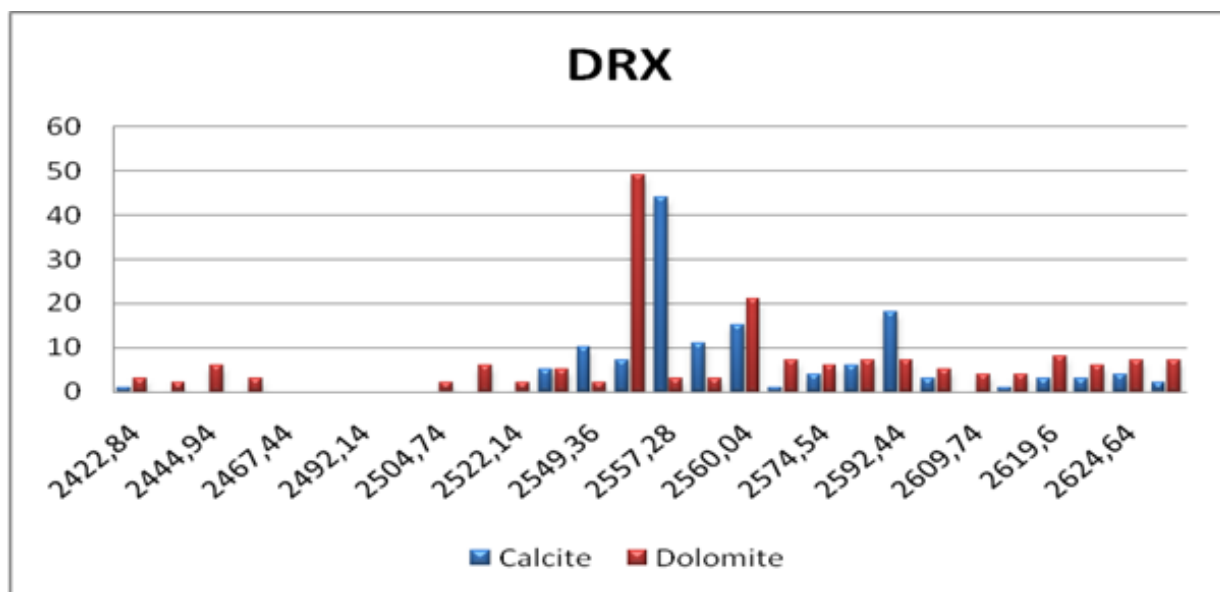


Fig. 28 . Histogramme des minéraux non argileux (calcite, dolomite).

IV . 3 . 1 . 4 . Interprétation de l'histogramme des minéraux non argileux (calcite, dolomite)

D'après l'histogramme (Fig.28) on remarque que la majorité des minéraux de calcite détectés se trouvent à la profondeur 2557,28 m atteignant jusqu'à 44% et la majorité des minéraux de dolomite détectés ont une profondeur de 2550,27 m atteignant jusqu'à 49%.

On remarque que dans les autres profondeurs le taux de calcite et de dolomite est presque négligeable : inférieur à 10% pour chaque élément.

IV . 3 . 1 . 5 . Interprétation

IV . 3 . 1 . 5 . 1 . Concernant les minéraux argileux

- Dans la côte 2549 m le taux de minéraux argileux est de 30 à 35%.
- 2550 à 2560 m croissances des minéraux d'illite 50% et stabilités des minéraux chlorites et kaolinite (20% et15%).
- 2614-2626 m croissances des minéraux d'illites et décroissance des minéraux de kaolinites et chlorites.

IV . 3 . 1 . 5 . 2 . Concernant les minéraux non argileux

Le taux de pyrite a atteint le maximum à la profondeur 2622,22 m et dans les autres profondeurs le taux est modéré le taux des minéraux de quartz élevé (supérieur à 30%), sauf dans l'intervalle 2504,74 à 2560,04 m, il est à la limite de 20%.

Le taux des minéraux de calcites et de dolomites sont très faible sauf pour l'intervalle 2550,27 à 2557,28 m.

Conclusion

D'après l'étude des fracturations, les lames minces prélevées sur huit (08) carotte et l'analyses de la composition minéralogique des assemblages argileux (DRX) de notre carotte d'âge silurien on a conclu que :

Les fractures au niveau du puits AHT- 2 sont : certaines ouvertes et d'autre colmatés, elles jouent un rôle très importantes dans le réservoir.

Du point de vue qualités réservoirs, les niveaux correspondants aux carottes 05 à 12, et probablement les carottes 10,11, et 12, représentent des niveaux (roches mère) potentiels de génération des hydrocarbures.

Quel que soit le milieu considéré, la diagenèse s'exprime par l'action combinée des processus physiques et chimique qui contribuent à la modification de la texture et de la composition minéralogique du sédiment pour atteindre un état de stabilité plus grand.

Cette action se traduit par une transformation des minéraux métastable en minéraux stable et par arrangement physique des grains qu'inhibent les contraintes.

L'importance de la roche mère du silurien et les composant qui la constitue exige toujours des recherches pour améliorer les méthodes et les outils avec lesquels on exploite le maximum d'hydrocarbures, pour cela on étudie la fracturation du réservoir en se servant des diagraphies (résistivité, gamma ray, densité et la porosité). Les quatre paramètres nous donnerons des indications précieuses sur la variation lithologiques et leur contenant.

V . 1 . Fracturation du réservoir

Ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant, non pas a cause d'un problème de colmatage, mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible (quelques dizaines de milli-darcys pour les gisements d'huile, encore moins pour les gisements du gaz).

La fracturation du réservoir ne convient qu'aux formations suffisamment consolidées (grés calcaire) par opposition aux formations plastiques (argiles, sables très peu consolidés).

V . 1 . 1 . Compréhension du milieu géologique

- La roche mère

Les caractéristiques des roches-mères montrent des variations à toutes les échelles, depuis l'échelle microscopique à l'échelle macroscopique celle du bassin. Dans les roches mères, il faut connaître toutes les choses les concernant comme par exemple la porosité (elle est en moyenne de 3 à 10%), la profondeur et l'épaisseur.

- Hétérogénéité de la minéralogie

Des méthodes sont en cours de développement pour extrapoler, via certaines caractéristiques du signal sismique, les mesures faites en puits sur la pétrophysique et l'anisotropie des roches. En parallèle, les modèles numériques de simulation de la sédimentation peuvent être utilisés pour prédire la minéralogie.

- Etat des Failles

Les failles sont très souvent modélisées comme des objets distincts. Cependant, une faille est très souvent constituée de plusieurs zones hétérogènes avec des comportements hydromécaniques différents. Le développement des modèles théoriques et numériques capables de prendre en compte l'effet de la complexité géologique des zones de failles sur leur comportement hydromécanique, constitue une

Piste de recherche. Ces modèles doivent être capables de simuler l'évolution de la réponse de la faille quand elle est affectée par des surpressions engendrées par des opérations de fracturation du réservoir. La confrontation de ces modèles avec des tests in-situ sera indispensable pour vérifier leur validité et leurs domaines d'application.

V . 2 . Les diagraphies

Pour pallier ces inconvénients est apparue, en 1927, la technique des enregistrements dans les forages. On parle de diagraphies ou logging.

On appelle diagraphie tout enregistrement continu, des variations d'une caractéristique physique donnée par la roche traversée par un forage, en fonction de la profondeur, il existe plusieurs types de diagraphies : Gamma-ray, sonique, polarisation spontanée PS, résistivité et Neutron) qui ont été utilisées dans notre interprétation. (Serra, 1979)

V . 2 . 1 . Diagraphie rayonnement gamma "GR"

C'est l'enregistrement de la radioactivité naturelle (rayon Gamma) des formations traversées par le forage en fonction de la profondeur, cette radioactivité est généralement liée à la présence d'argile. Cette diagraphie est mesurée à l'aide d'un compteur à scintillation descendu au bout d'un câble, les rayons gamma naturelle émis par les formations traversés par le forage sont définies par le symbole **GR** et son unité est l'**API**. Le rayonnement gamma naturel est lié à la présence des trois éléments radioactifs : le Potassium, le Thorium et l'Uranium dans les roches sédimentaires.

Application :

- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- Courbe de référence pour le calage des diagraphies en profondeur.
- Estimation du pourcentage d'argile des réservoirs.
- Les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- Evaluation des minéraux radioactifs.

V . 2 . 2 . Diagraphies de porosité

La porosité est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides, donc La porosité d'une roche est sa porosité de présenter des vides, des pores et des fissures. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche.

La porosité totale Φ_t est égale au rapport du volume total des pores sur le volume total de la roche

$$\Phi_t = V_v / V_t (\%)$$

Φ_t : Porosité totale en (%)

V_v : Volume des vides en Cm³

V_t : Volume total en Cm³

La porosité est influencée par la taille des grains, leur arrangement, leurs formes, le ciment et la compaction.

Porosité efficace (Φ_e) : Elle exclut les pores non-connectés et l'eau liée aux argiles. Sa formule est la suivante

$$\Phi_e = \Phi_t \times (1 - V_{sh})$$

A noter : V_{sh} (volume des argiles).

Application :

- Combiné avec d'autres outils, il permet d'identifier la lithologie.
- L'évaluation de la porosité des roches de réservoirs.
- Evaluation de la densité des hydrocarbures.

V . 2 . 3 . Diagraphies de densité

Elles sont toutes basées sur le principe de l'intersection entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis au bombardement radioactif. La source radioactive émet des rayonnements gamma qui heurtent les atomes de la formation. Trois types d'interactions se produisent suivant l'énergie des protons incidents.

La masse volumique est définie comme le quotient de la masse et du volume d'un matériel :

Généralement le symbole pour la masse volumique est d , mais le terme densité est remplacé par la masse volumique. Il est nécessaire de distinguer entre les différentes densités relatives aux divers composants. (SAID BOUGHOU, 2013)

Application :

- Dans l'interprétation moderne, la porosité est indispensable pour la détermination de la densité.
- La comparaison du neutron, la densité et la résistivité permet une identification des fluides dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/ huile et huile /eau.

- Détecter la présence de gaz dans la zone envahie, car elle provoque une forte diminution de la densité, donc une porosité anormalement haute.
- Identification minéralogique des argiles

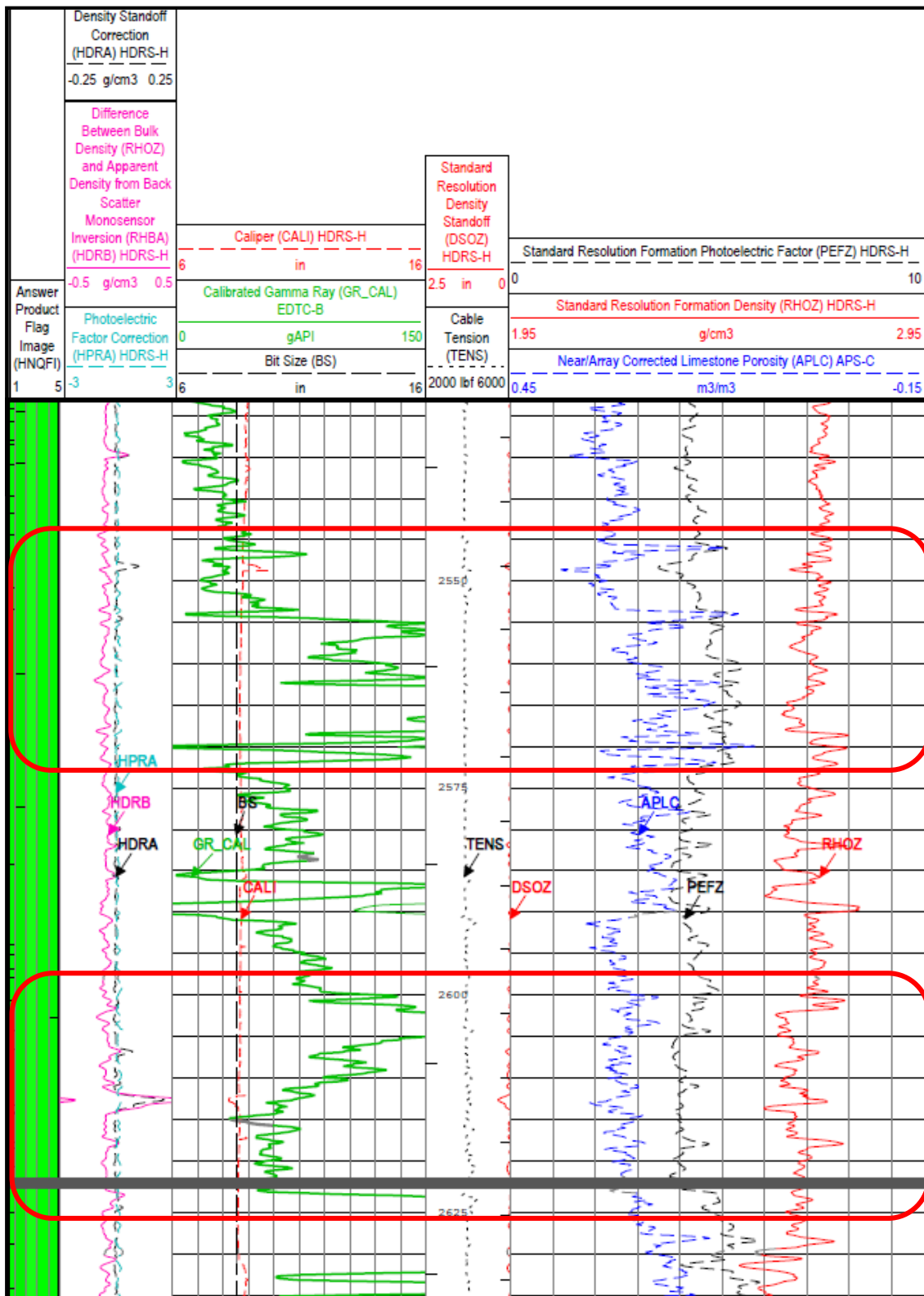


Fig. 29. Les logs de l'évolution verticale de gamma ray, porosité et densité du puits AHT- 2.

- **Interprétation de Log de gamma ray**

Le profil relatif à l'évolution verticale de la densité de formation du silurien (Fig.29) représente une alternance de grande et faible valeur d'élément radioactive, avec l'apparition des quatre pics qui correspondent à des valeurs importantes aux profondeurs (2555 m à 2572 m), 2587m, 2603 m et 2623m.

- **Interprétation de Log de la densité**

Le log relatif à l'évolution verticale de la densité de formation du silurien (Fig. 29) représente une alternance des valeurs importantes de densité, dans l'intervalle suivant 2602m à 2626 m nous remarquons que les valeurs de densité sont faibles, ce qui correspond à de gamme de schiste et de carbonate.

- **Interprétation de Log de la porosité**

Le log relatif à l'évolution verticale de la porosité de formation du silurien (Fig.29) représente une alternance de grande et faible valeur de porosité, avec l'apparition de quatre pics qui correspondent à des valeurs importantes aux profondeurs : 2541 m, 2554 m, 2562,5 m et 2570 m. La valeur de porosité dans ce réservoir est faible.

V . 2 . 4 . Diagraphies de résistivité

- **Définition**

La résistivité ρ d'un milieu est la propriété physique qui détermine la capacité de ce milieu à laisser passer le courant électrique.

Les diagraphies de résistivité dépendent de la composition de la roche en élément solide et la nature des fluides contenus. Par ailleurs, dans un domaine envisagé, il existe de nombreuses techniques de mesure.

Les méthodes fondées sur la mesure du paramètre " résistivité " sont actuellement les plus répandues, plus développées et les plus diversifiées la résistivité est la résistance ohmique d'un cylindre de section et de longueur unitaire

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

Avec : R = résistance (ohms) et ρ = résistivité (ohms*m)

Les unités usuelles sont l'ohm pour les résistances et le mètre pour les longueurs. L'unité de résistivité sera donc l'ohm*m. L'ohm*cm employé parfois vaut 0,01 ohm.m. La conductibilité σ est l'inverse de la résistivité. (Dominique, Jean)

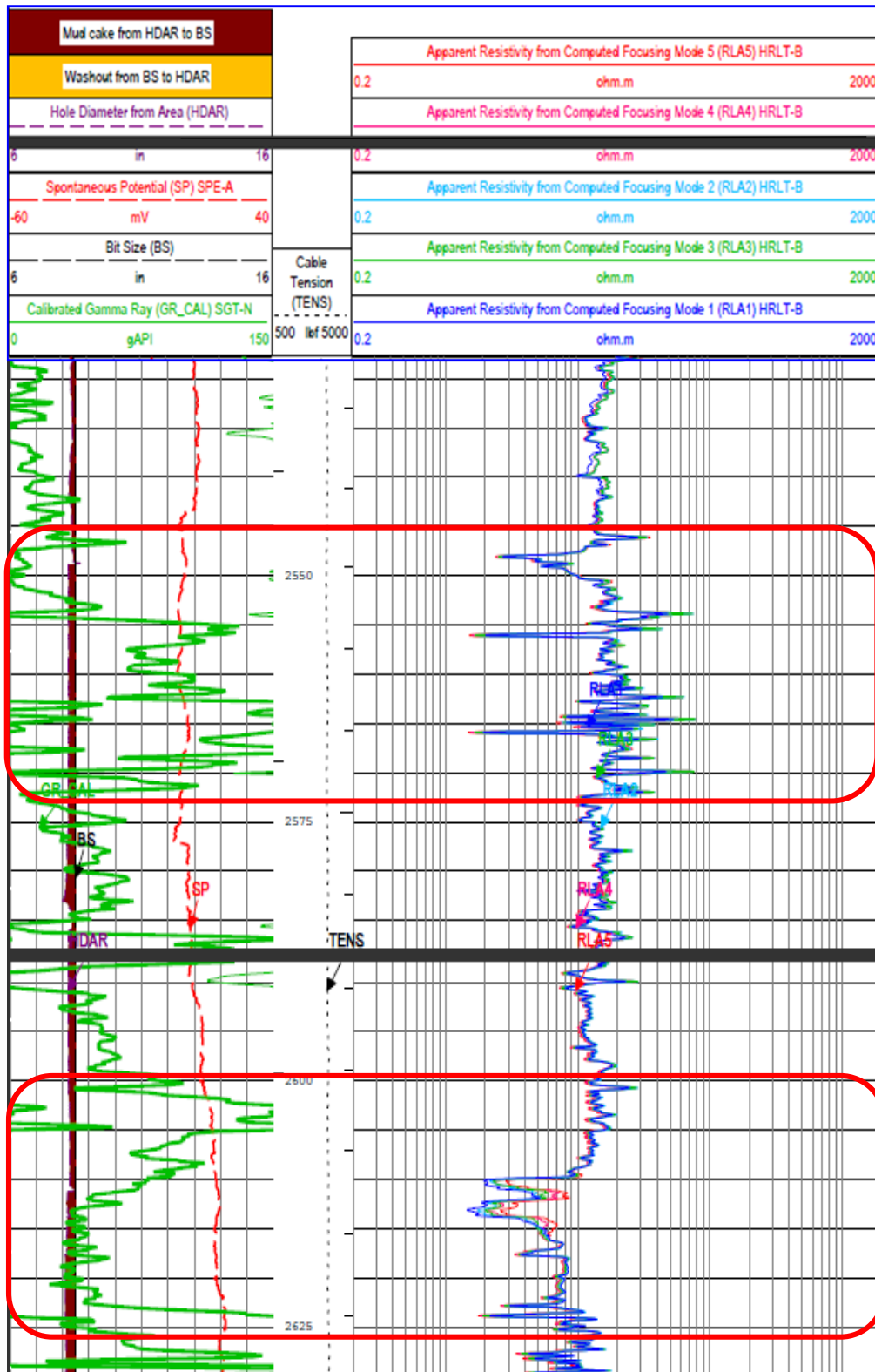


Fig. 30 . Les logs de l'évolution verticale de gamma ray et de résistivité du puits AHT- 2.

- **Interprétation de profil de la résistivité**

Le log relatif à l'évolution verticale de la résistivité de formation du silurien (Fig. 30) représente une alternance de moyennes valeurs de résistivité, avec l'apparition des trois pics qui correspondent aux profondeurs 2548 m, 2556 m, et 2566 m, représente des faibles valeurs de résistivité à partir 2610m, ce qui correspond à de gamme de schiste.

Conclusion

D'après les quatre logs du puits étudié on a trouvé quatre intervalles :

Dans les deux intervalles suivants (2420 m à 2545 m) et (2575 m à 2600 m) les valeurs des quatre paramètres (gamma ray, porosité, densité et résistivité) ne change pas. La stabilité des valeurs indiquées qu'il n'y pas de changement de matière de la formation.

Dans les deux autres intervalles (2545 m à 2575 m) et (2600 m à 2626 m) on a trouvé une variation de valeurs du gamma ray, de porosité, de densité et de la résistivité.

Ces variations indiquent des changements de matières de la formation, c'est donc un changement compositionnel.

Les périmètres GR, Φ , d et la résistivité ne changent pas parce qu'ils traduisent une monotonie dans le composite.

Du point de vue fracturation du réservoir elle est sans importance dans les deux niveaux, qui présentent des valeurs stables. Cependant les deux niveaux qui présentent des valeurs minimales de résistivité et de densité sont plus favorables à la fracturation hydraulique du fait de leur composition riche en silice et en carbonate.

D'après l'étude diagenèse de l'intervalle qui a été carotté, nous avons choisi deux échantillons pour faire une analyse au CT Scanner. Les deux échantillons sont pris aux côtes les plus intéressantes (riches en quartz, carbonate, et matière organique), et cela pour confirmer cette étude.

VI.1. L'équipement utilisé

Est un appareil d'imagerie médical qui sert à donner des images en haute résolution à travers les différentes coupes de l'objet a étudié en fonction de la distribution de densité de matière. Le mot CT est un mot anglais qui signifie à computerised Tomography.

La Tomographie axiale (CT-scan) donne une représentation de pseudo-3D des sédiments. Il permet également de révéler des informations et une analyse non destructive sur les structures sédimentaires internes peu visibles sur l'échantillon. Ces structures sédimentaires permettent de proposer des modes de mise en place des sédiments : laminations entrecroisées.

L'Apport dans les domaines pétroliers du CT Scanner s'articule sur les périmètres suivants

- estimation des porosités et des saturations.
- Détermination d'intégrité des échantillons en 3D.
- Reconstruction des réseaux poraux en 3D.
- Détermination de la minéralogie et la composition chimique par l'utilisation de Z_{eff} .

Le but de Ceci la détermination des compositions chimiques (Z effectif), réalisation des images en 3D et en mode VR (volume rendu) des différentes coupes : sagittal, coronal, axial et oblique, détecter la présence des fissures et microfissures ainsi que l'évaluation d'existences des minéraux lourds dans l'échantillon. (Marrzek, 2015).

VI.2. L'analyse d'échantillon N°1 du puits (A) 2558,45 m

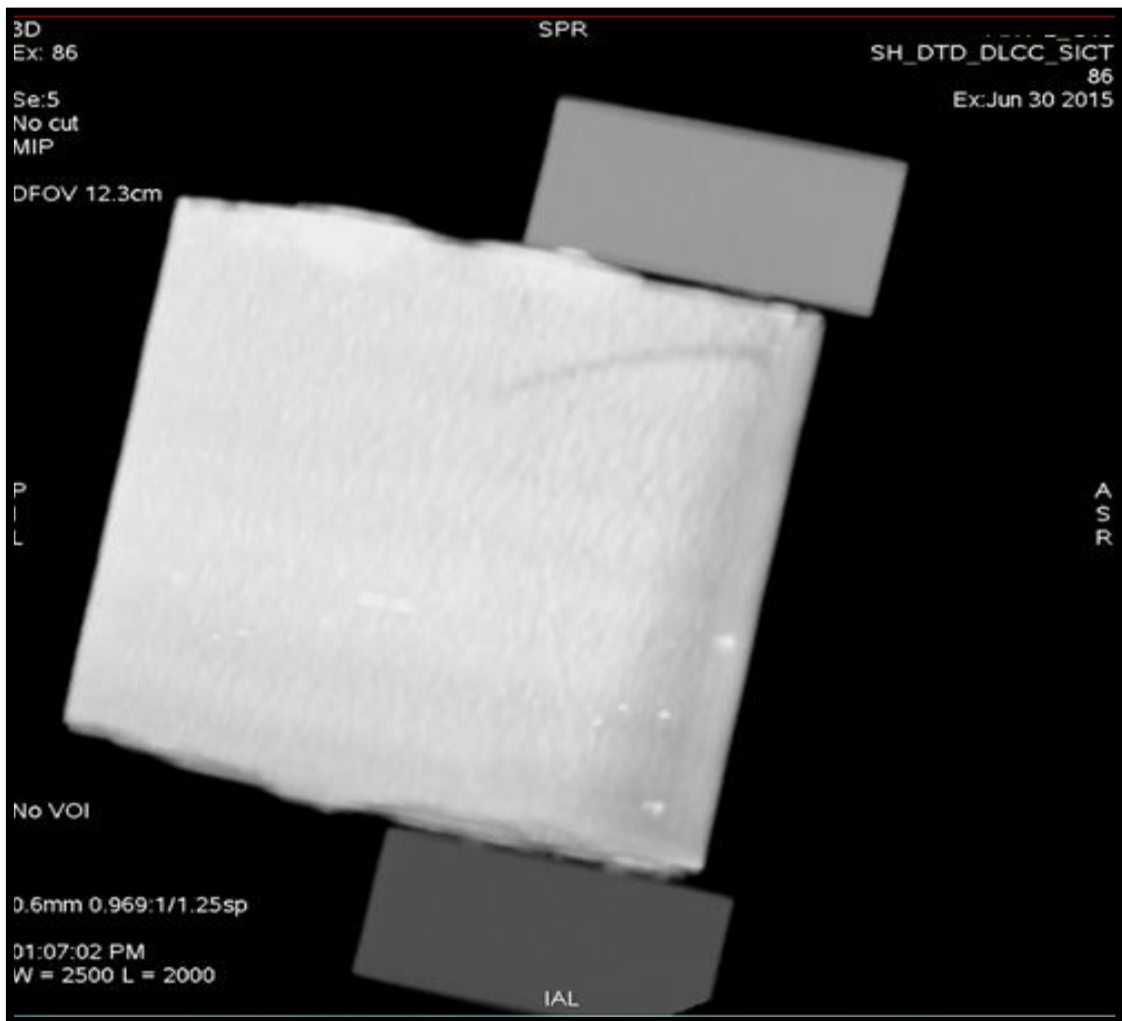


Fig. 31. L'image de l'échantillon N°1 en 3D.

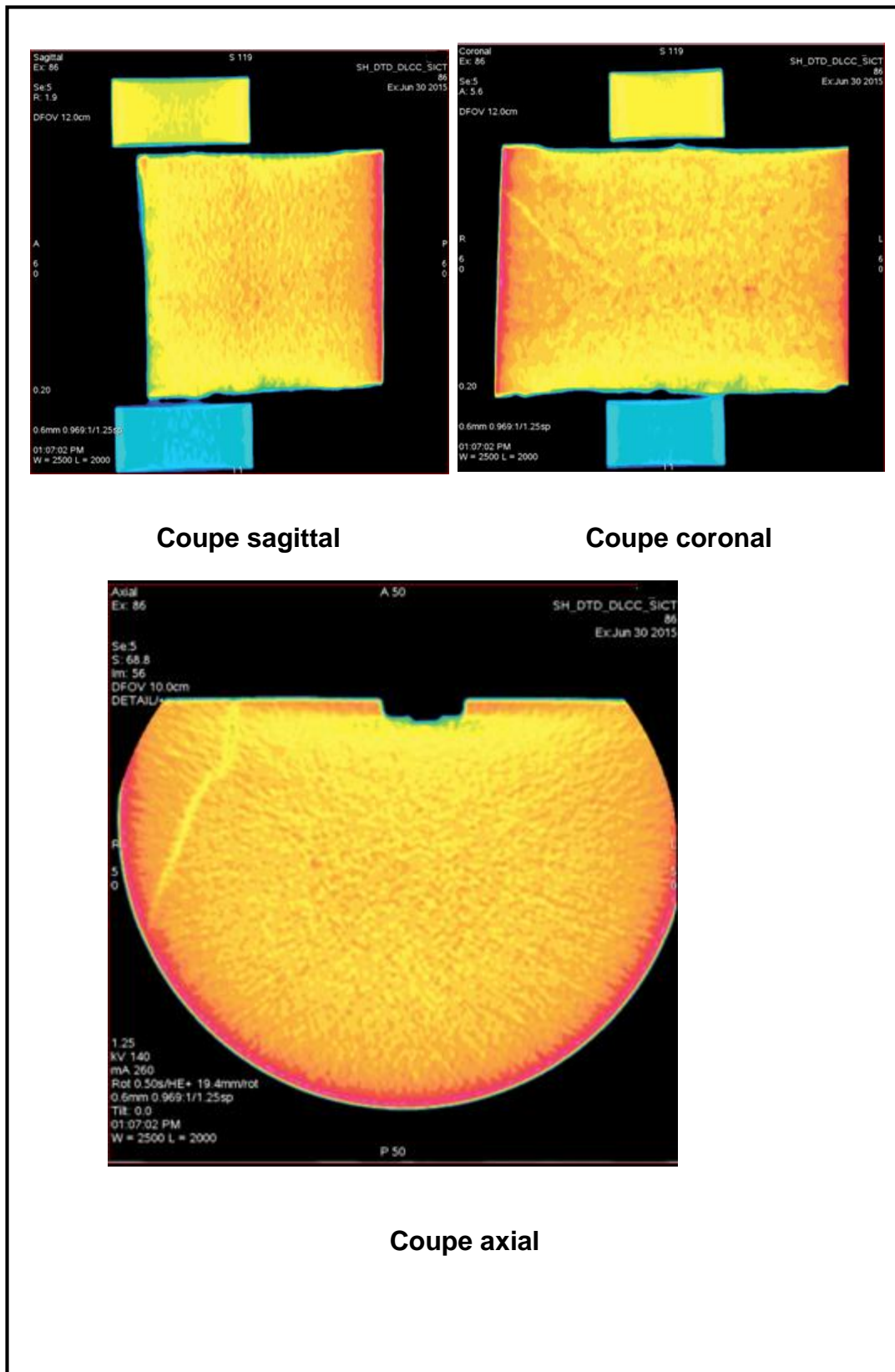


Fig. 32. Les images des trois coupes représentent l'échantillon N°01.

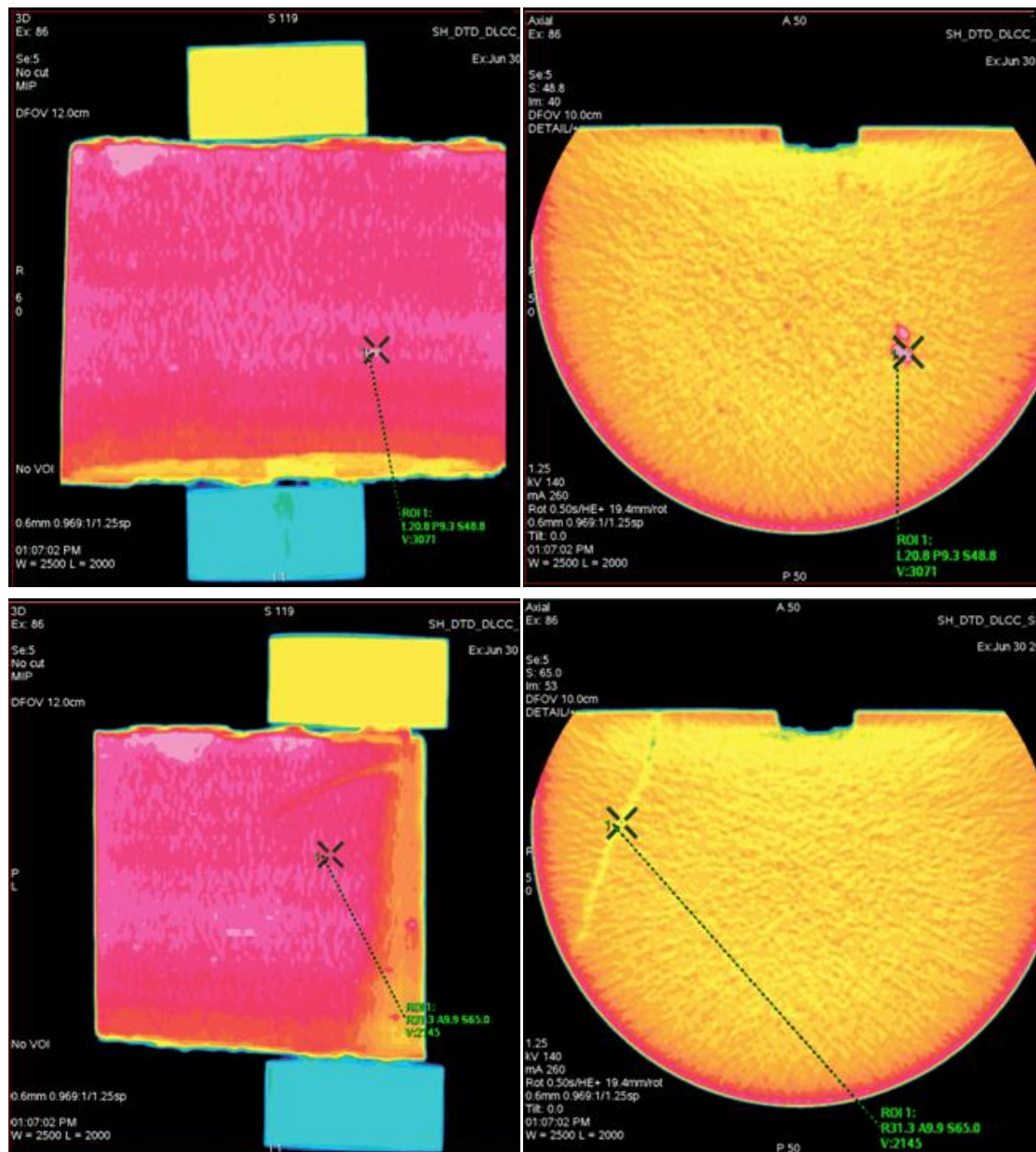


Fig. 33. L'image montre l'endroit de la région d'intérêt ROI 1.

Le curseur de position (ROI 1) montre une présence d'une fissure à couleur jaune.

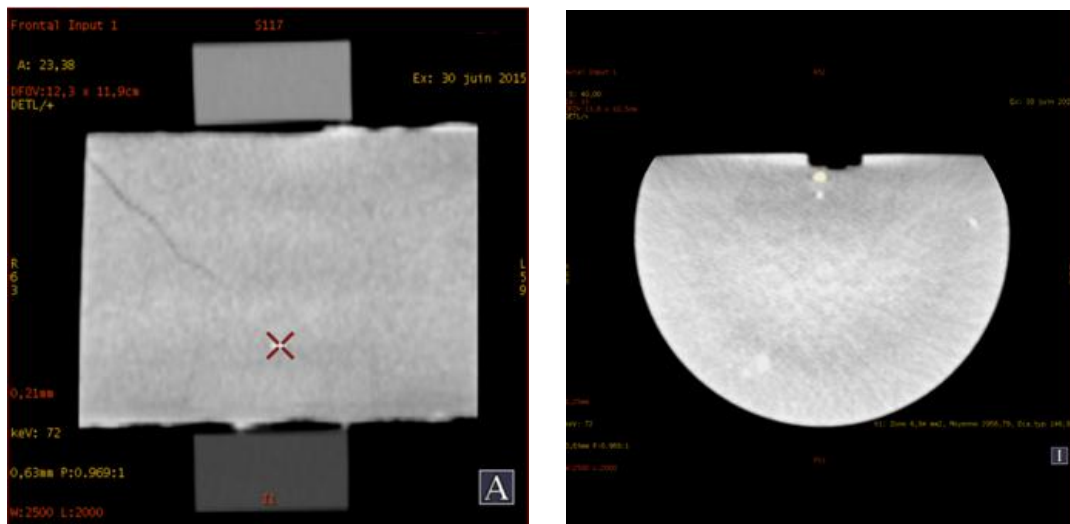


Fig. 34. Les images montrent l'endroit de la région d'intérêt (ROI2).

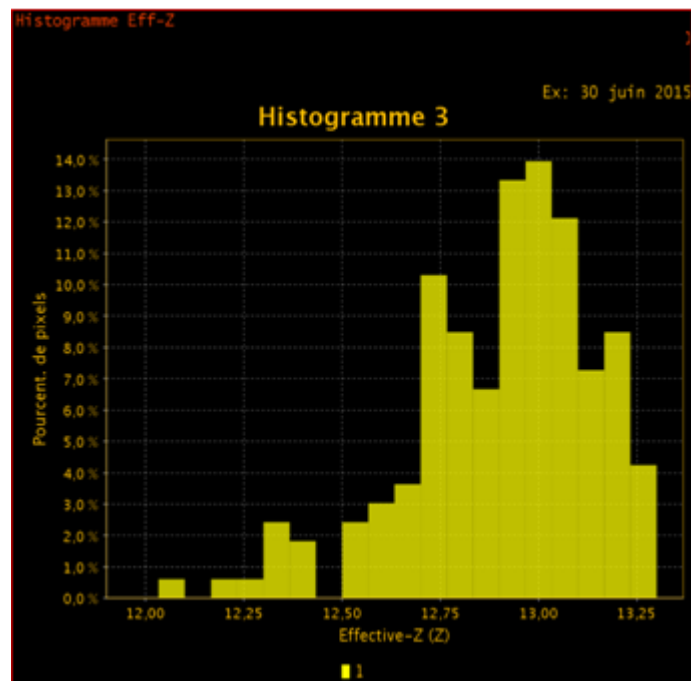


Fig. 35. L'image l'histogramme de mesure d'effectif Z (ROI2).

Ceci indique dans une Roi de superficie 6,94 mm² note une présence à environ 14 % de carbonate.

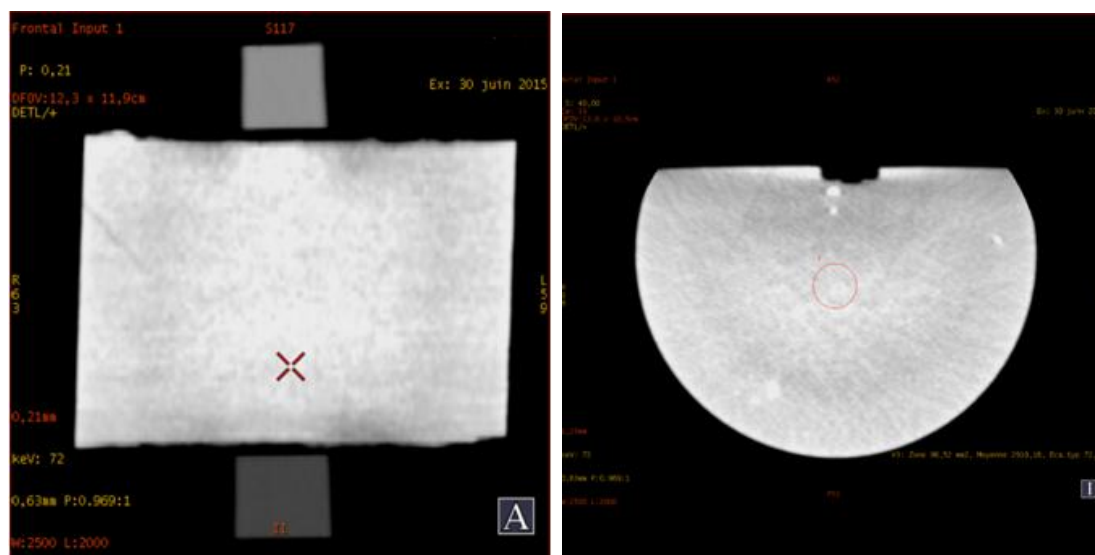


Fig. 36 . Les images montrent l'endroit de la région d'intérêt3 (ROI3).

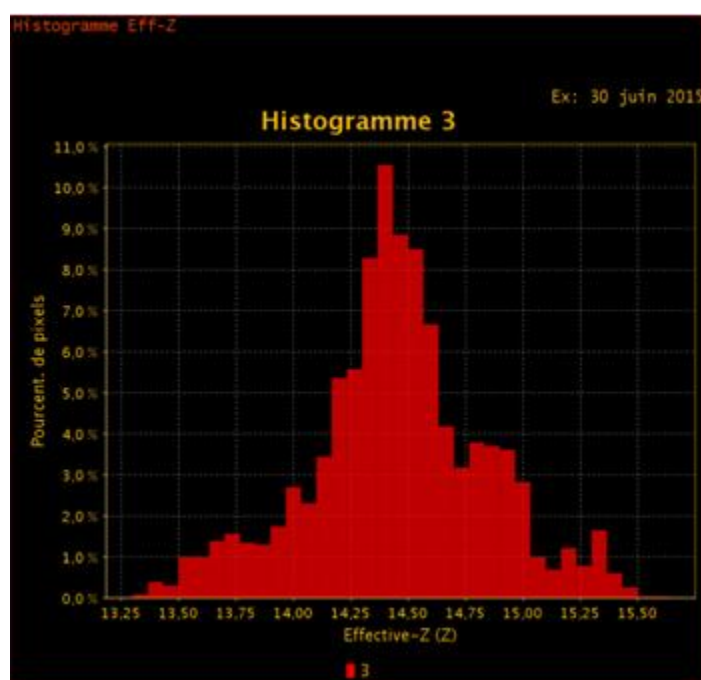


Fig. 37 . L'histogramme de mesure Z effectif (ROI3).

Ceci indique dans une Roi de superficie de $96,52 \text{ mm}^2$, on note une présence d'environ 10,50% de calcite.

VI.2.1. La Tomodensitométrie

Il s'agit d'une technique d'imagerie tridimensionnelle utilisée à l'origine dans le milieu médical. C'est une méthode non destructive qui permet d'évaluer rapidement une quantité importante d'échantillons. Son principe repose sur la mesure des coefficients d'absorption des matériaux par rayons X

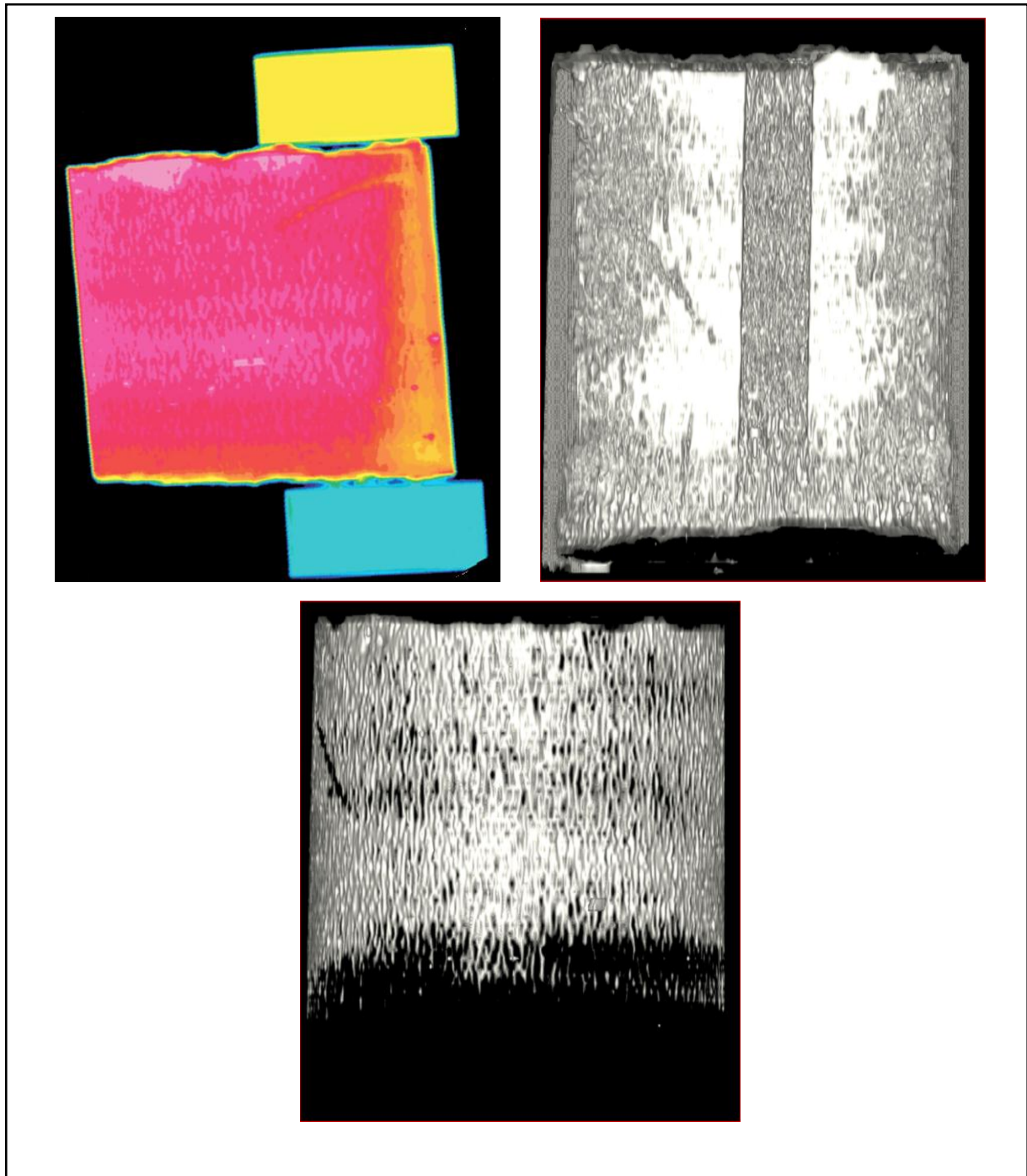


Fig. 38 . Les images d'échantillon N°1 avant et après caché les éléments lourds.

- D'après ces images on remarque les éléments denses se sont dispersés.

VI.3. L'analyse échantillon N°1 de puits 2625,45 m

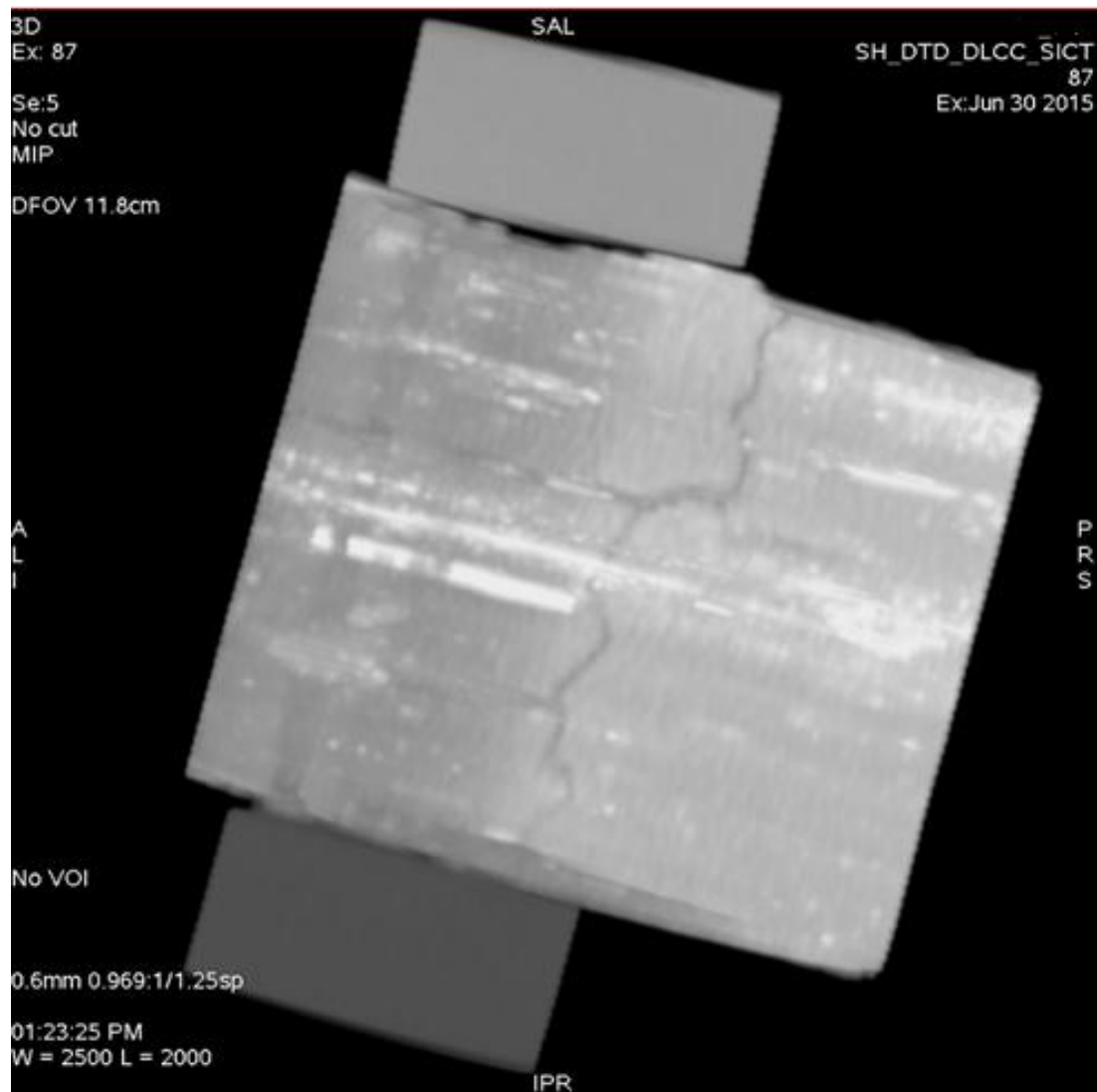
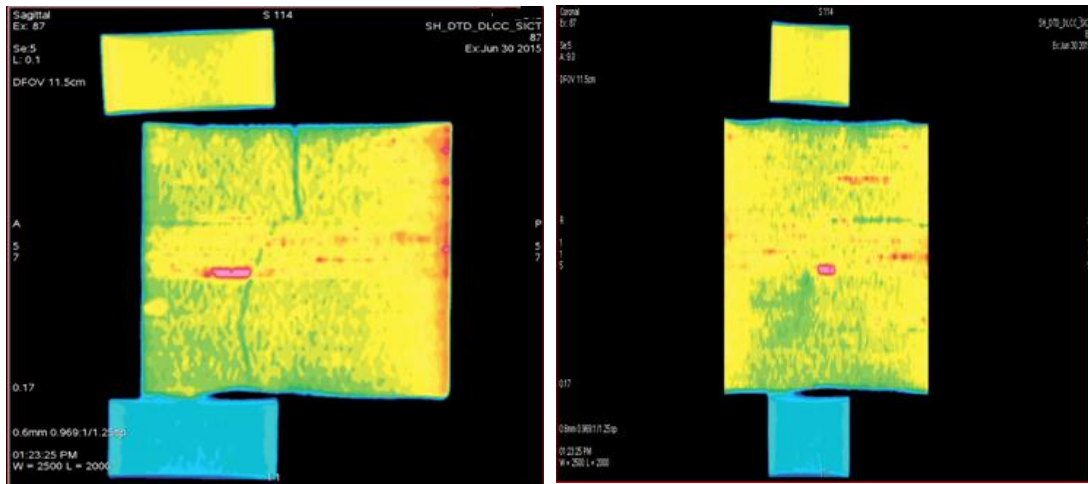
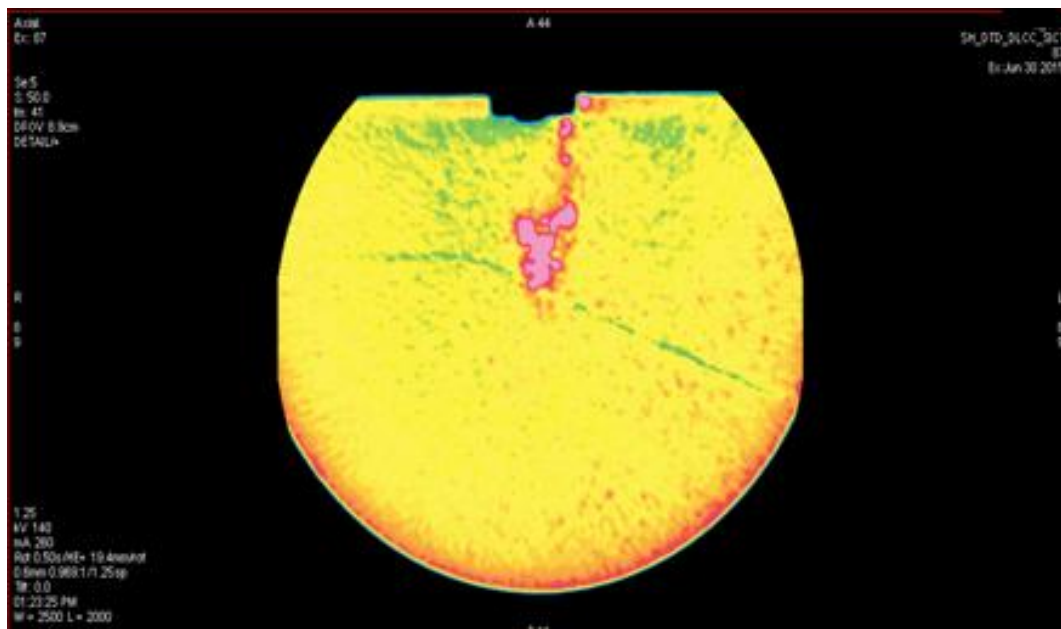


Fig. 39. L'image d'échantillon N° 2 en 3D.



Coupe sagittal

Coupe coronal



Coupe axial

Fig. 40 . Les images des trois coupes représente l'échantillon N°02.

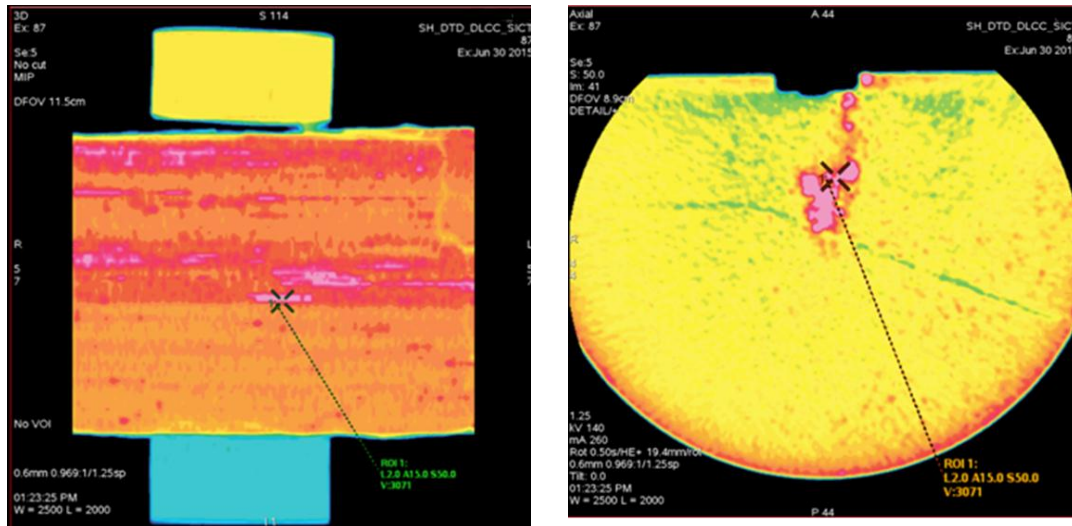


Fig. 41. Les images montrent l'endroit de la région d'intérêt (ROI 1).

Le curseur de position ROI 1 montre une présence de chalcopryrite et une fissure dénotée par la couleur verte.

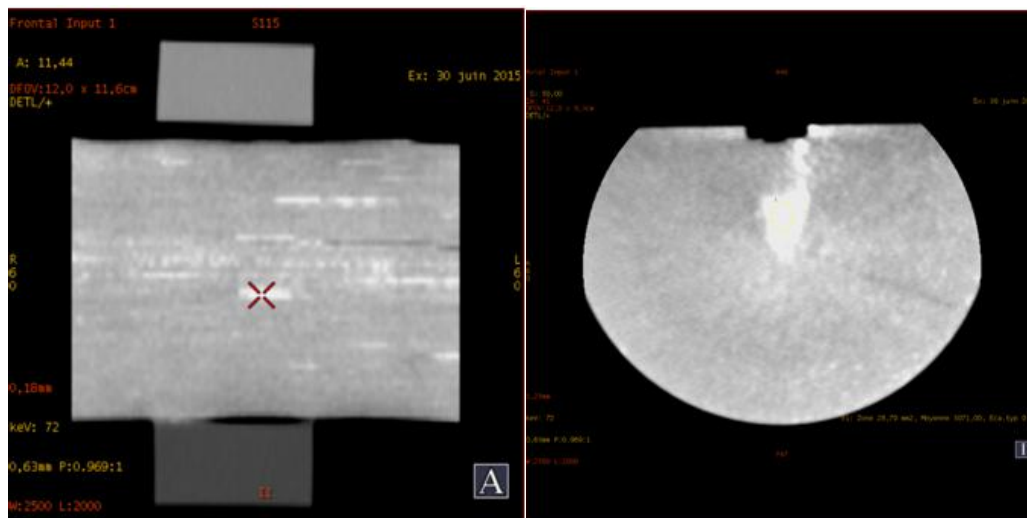


Fig. 42. Les images montrent l'endroit de la région d'intérêt(ROI2).

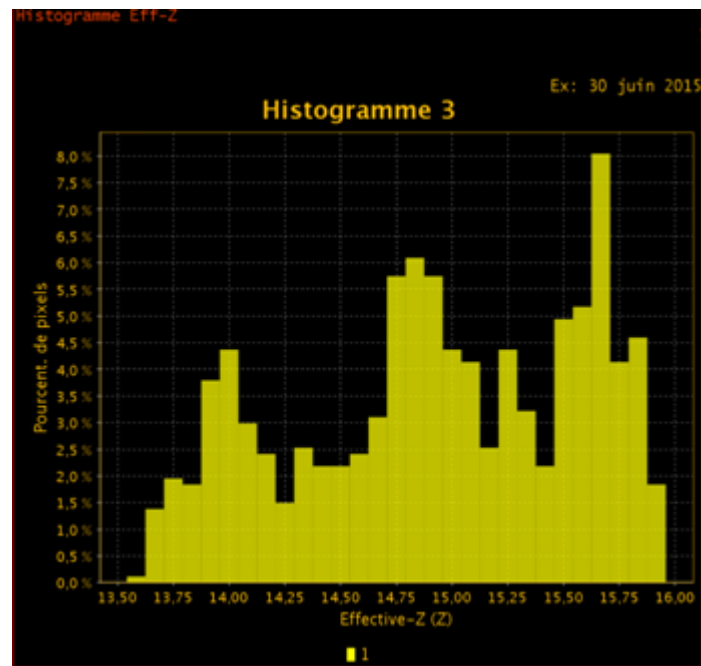


Fig.43. L'histogramme de mesure Z effectif(ROI2).

Ceci indique dans une Roi de superficie de $28,70\text{mm}^2$, on note présence de 8% de calcite et de 6% de dolomie.

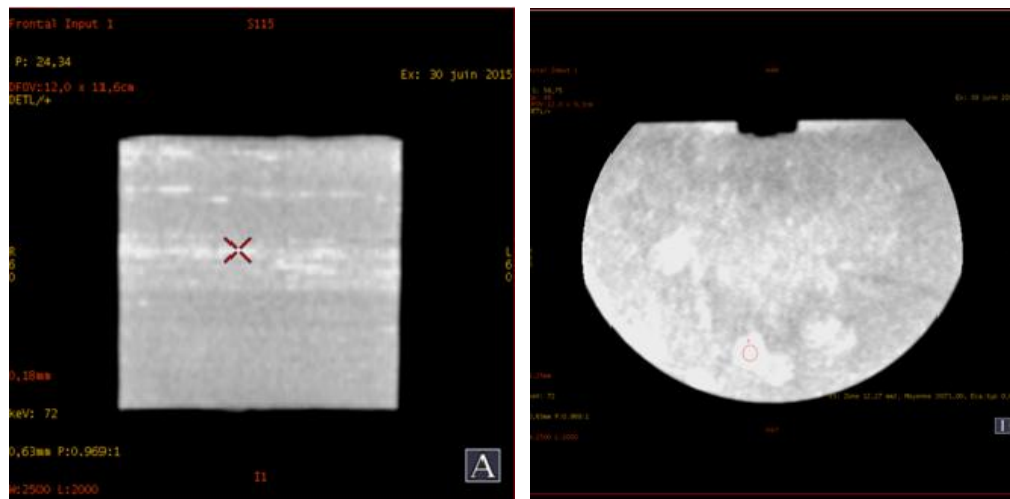


Fig.44. Les images montrent l'endroit de la région d'intérêt (ROI3).

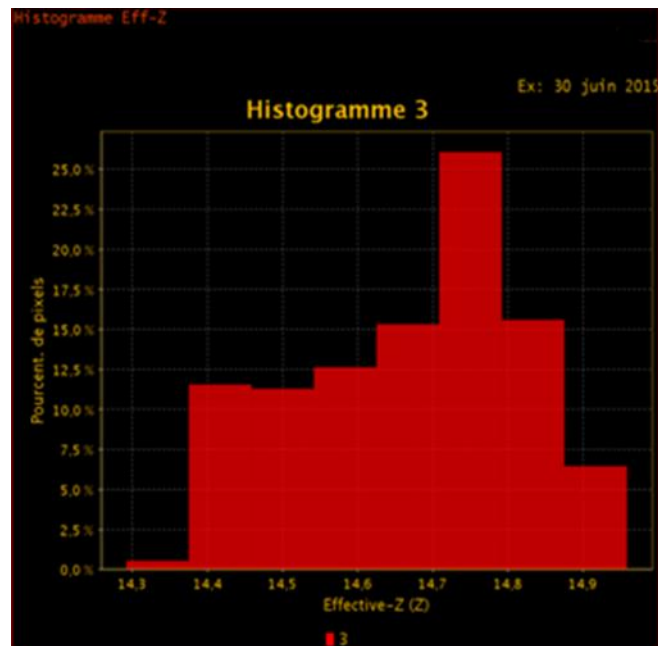


Fig. 45. L'histogramme de mesure Z d'effectif (ROI 3).

Ceci indique dans une Roi de superficie de $12,27\text{mm}^2$, Présence de ciment carbonaté.

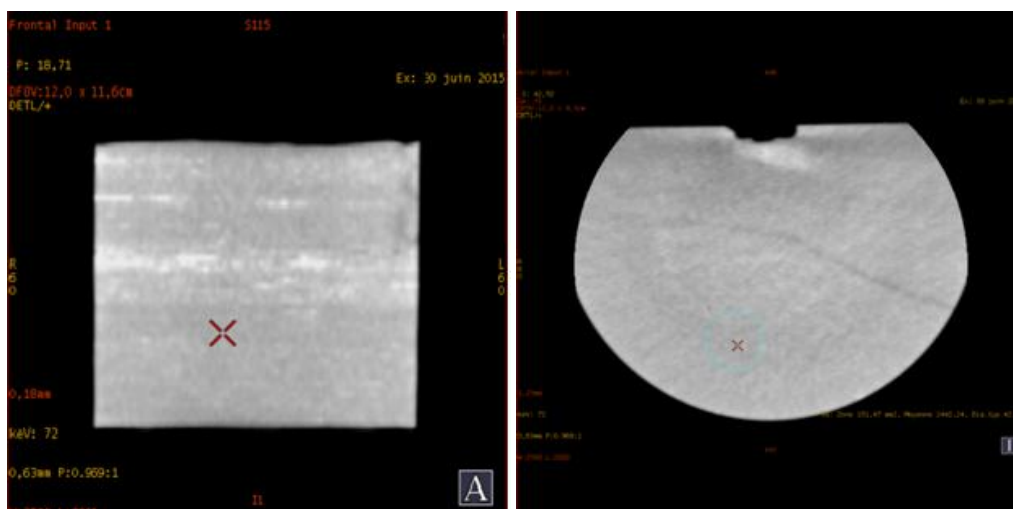


Fig. 46. Les images montrent l'endroit de la région d'intérêt (ROI 6).

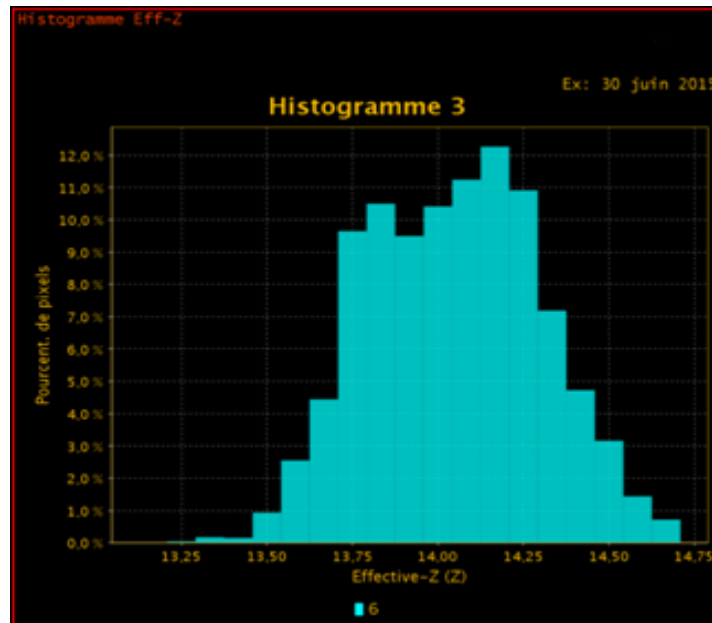


Fig. 47 . L'histogramme de mesure Z d'effectif (ROI6).

Ceci indique dans une Roi de superficie de 151,47mm², on note la présence d'environ 12,00 % de dolomite.

VI.3.1. La Tomodensitométrie

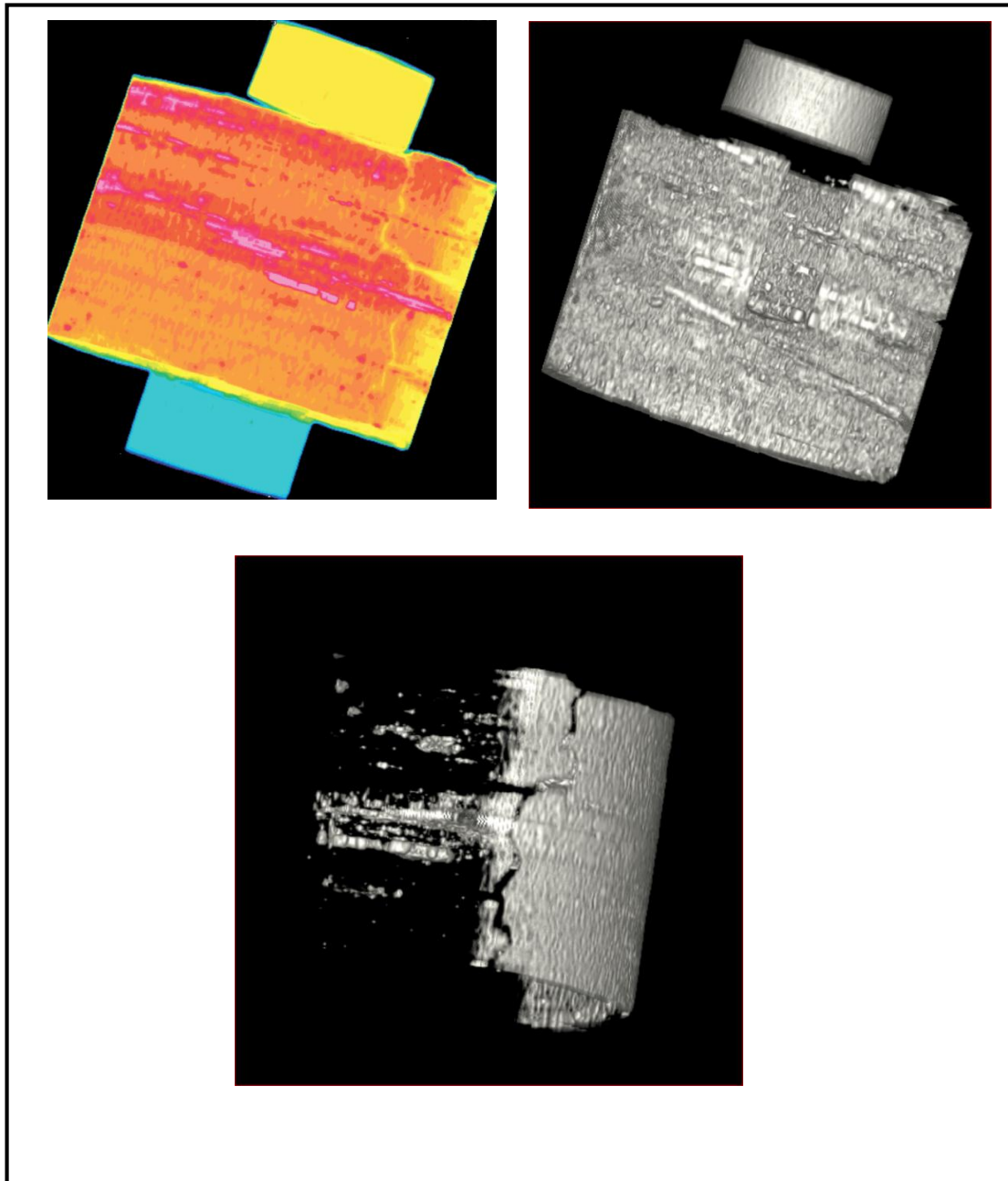


Fig.48. Les images d'échantillon N°2 avant et après caché les éléments lourds.

D'après cette image on remarque que les éléments denses se sont déposés comme détritiques forment de banc. Présence d'une fissure.

Conclusion

Les résultats obtenus en effectuant l'analyse des échantillons au CT Scanner sont les suivants :

La présence des éléments dense dans chaque échantillon, où le pourcentage de dolomie peut atteindre les 12 à 14% et de 10.5 à 25 % des minéraux argileux. Le Z_{eff} enregistré varie entre 12 à 14.4. Il a été constaté aussi la présence de fissures à couleur jaune dans les photos prises.

Ces observations confirment que les échantillons ont été pris, dans une zone favorable car il y a une importante présence des minéraux non argileux.

On remarque aussi que la concentration des éléments denses dans le VR exemple : (Fig. 48) s'est déposée en forme de banc de pyrite.

Il sera fortement conseillé en complément de cette étude de faire passer ces échantillons sous Micro CT pour estimer la porosité intra-granulaire. Cette analyse extrême permettra, non seulement une modélisation de l'architecture des grains, mais aussi une visualisation de la porosité en 3D. Le tout permettra de modéliser le réseau poreux-perméable au sein des échantillons.

Conclusion générale

La formation du silurien de bassin d'Ahnet comprend les argiles radioactives constituées d'argiles gris-noir à noires riches en matière organique et de niveau de maturité plus avancé par rapport au Frasnien, à la fin de cette étude en déterminer deux intervalles favorables (riches en matière organique, carbonates, silts) pour la fracturation hydraulique dans le bassin d'Ahnet.

A travers cette étude, nous avons essayé de contribuer à la compréhension de l'évaluation de réservoir de gaz du schiste. Un des sujets d'actualité dans le domaine pétrolier.

Cette étude s'appuie sur la description des carottes du puits, l'analyse des lames minces et la DRX, l'interprétation des données diagraphiques, et enfin voir les échantillons en 3D et procéder à la détermination de la variation de la densité en utilisant la nouvelle technique du CT Scanning. Les principales conclusions de cette étude sont les suivantes :

- La formation du silurien s'est déposée dans un milieu marin profond. Les derniers 80m sont riches en matière organique, carbonates, silts et pyrites.
- Nous avons enregistré des fracturations naturelles colmatées par des calcites dans l'intervalle suivant : 2420m à 2570m.
- Dans ce réservoir on a trouvé deux niveaux plus favorables au processus de fracturation hydraulique correspondant aux côtes (2545 m à 2575 m) et (2600 m à 2626 m).

De 2545m à 2575m : il se caractérise par une quantité importante de (quartz, calcite, dolomite et pyrite) qui varient entre 70% à 82 %, la densité 2,65 et la résistivité fluctue entre 10 et 30 ohm.m.

De 2600m à 2626m : il se caractérise par une quantité importante de quartz et de pyrite varient entre 67% et 80%, la densité variée entre 2,55 et 2,65 et la résistivité variée entre 2 et 11 ohm.m.

Bibliographie

- Abidi, Mazari., s. (2014). *Amélioration et maîtrise de la Production des puits Horizontaux Par Fracturation Hydraulique Avec Complétion de Multizone (Frac-Point)*.
- Achour, K. (2008). *Etude de la fracturation dans les réservoirs de l'ordovicien du gisement de gaz de Garet El Gueffoul - bassin d'Ahnet Algerie*. Thèse ingénieur Université M'hamed Bougara de Boumerdes.
- BEICP. (1972). *Etude de géologie et levée cartographique au 1/200.000 de l'Ahnet et Mouadire(Sahara central)* .
- Belksier, M. S. (s.d.). *cour diagraphie différées*.
- Belmokhtar, A. (2012). *Rapport d'implantation du forage AHT-1- H2..*
- Belmokhtar,Boukhallat,Azni,Kaced,Hadj Arab, A. (s.d.). *Rapport d'implantation de forage*.
- Beuf. (1971). *Les grès du Paléozoïque inférieur de Sahara, sédimentation et discontinuités, évolution structurale d'un bassin*. Paris.
- Boujema. (1987). *Evolution structurale du bassin pétrolier (Triasique) du Sahara Nord oriental ; Th Doc. ES-Sciences, Univ-ORSAY (Paris)*.
- Dominique, Jean, C. (s.d.). *Cours online de géophysique de l'Université de Lausanne – Principes de base*.
- Drid, Belhadj., M. (s.d.). *G éologie de Algerie document SH/ CRD*.
- EIA. (2013).
- Franck Marco. (2013). *hydrocarbures non conventionnels le cas des ETATS-UNIS*. Récupéré sur https://www2.ac-lyon.fr/enseigne/histoire/IMG/pdf/HYDROCARBURES_NON_CONVENTIONNELSarticle.pdf
- IFPEN. (2011). *Les gaz non conventionnels et l'eau*.
- IFPEN. (2012). Récupéré sur <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Les-sources-denergie/>
- KHIER, RABIA, BOUDER, N. (s.d.). *Gaz de schiste : défis et perspectives*.
- Marrzek, M. (2015).
- Nicolas BECK. (s.d.). Pétrole et hydrocarbures. Récupéré sur <http://www.ifrance.com/fossilis/adhesion.htm>
- Rahmouni, S. (2015). *Etude des impacts environnementaux de gaz de schiste*.
- SAID BOUGHOUL, M. (2013). *les Diagraphies Différées part 1: historique principe physiques et évolution des outils*.

Bibliographie

Serra, O. (1979). *Diagraphie différées, base de l'interprétation Tome 1.*

W.E.C, . (1995).

Smaine ZEROUG .Noureddine BOUNOUA. Rabih LOUNISSI WELL
EVALUATION CONFERENCE ALGERIA 2007. WEC. (2007).

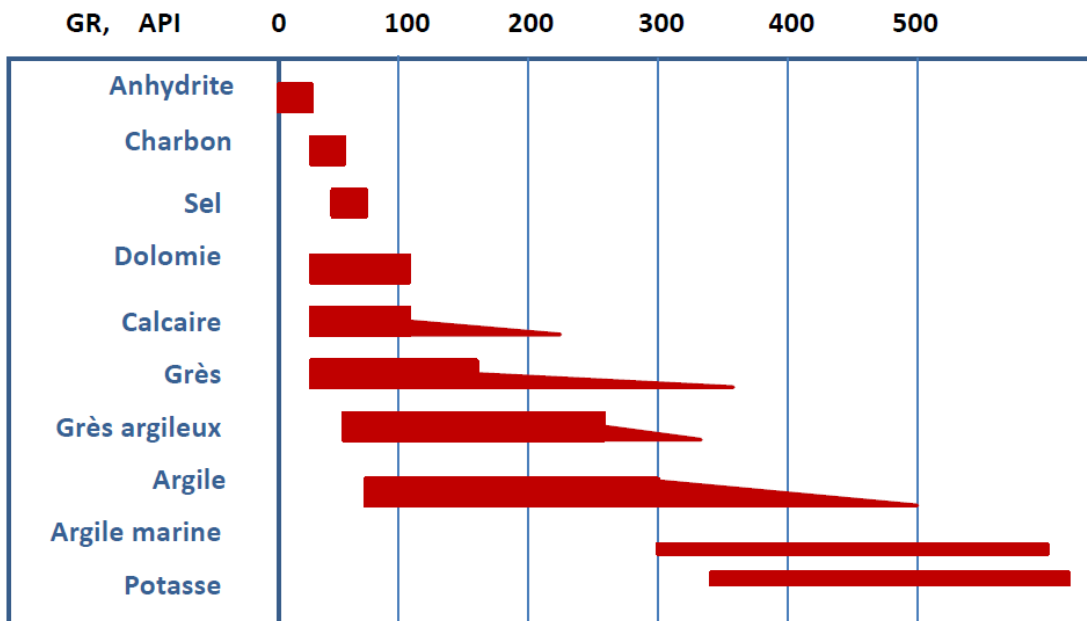
Zouaouid , Bensaci, A. (2015). *caractérisations d'un réservoir non conventionnelle (shale gaz) du bassin d'Ahnet.* Mémoire fin d'étude Master UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA -

Annexe

Minéraux purs	Formule chimique	Densité (g/cc)	Numéro atomique effectif
Eau	H ₂ O	1,000	7,5195
Graphite	C	2,300	6,0000
Calcite	CaCO ₃	2,710	15,7100
Dolomite	CaMg (CO ₃) ₂	2,870	13,7438
Air	Air	0,001	7,2240
Quartz	SiO ₂	2,650	11,7842
Aluminium pur	Al	2,700	13,0000
Fer	Fe	5,600	26,0000
Anhydrite	CaSO ₄	2,950	15,6847
Quartz fusionné	SiO ₂	2,200	11,7842
Pyrite	FeS ₂	5,020	21,9588
Sidérite	FeCO ₃	3,960	21,0932
Barite	BaSO ₄	4,500	47,2008
Na-Feldspath	NaAlSi ₃ O ₈	2,610	11,5534
K-Feldspath	KAlSi ₃ O ₈	2,530	13,3895
kaolinite	Al ₂ SiO ₂ (OH) ₄	2,600	11,1622
Illite	KAl ₃ Si ₃ O ₁₀ (OH) ₂	2,800	9,6058
Na-Montmorillonite	NaAl ₅ MgSi ₁₂ O ₃₀ (OH) ₆	2,650	11,4620
Ca-Montmorillonite	Ca _{0,5} Al ₅ MgSi ₁₂ O ₃₀ (OH) ₆	2,650	11,8277
Chlorite	Fe ₂ Mg ₂ Al ₂ Si ₂ Al ₁₂ O ₁₀ (OH) ₈	2,900	11,6449
Célestine	SrSO ₄	3,900	30,4686
Talc	Mg ₃ Si ₄ O ₁₀ (OH) ₂	2,750	8,4538
Rutile	TiO ₂	4,200	19,0006
Halite	NaCl	2,350	15,3295

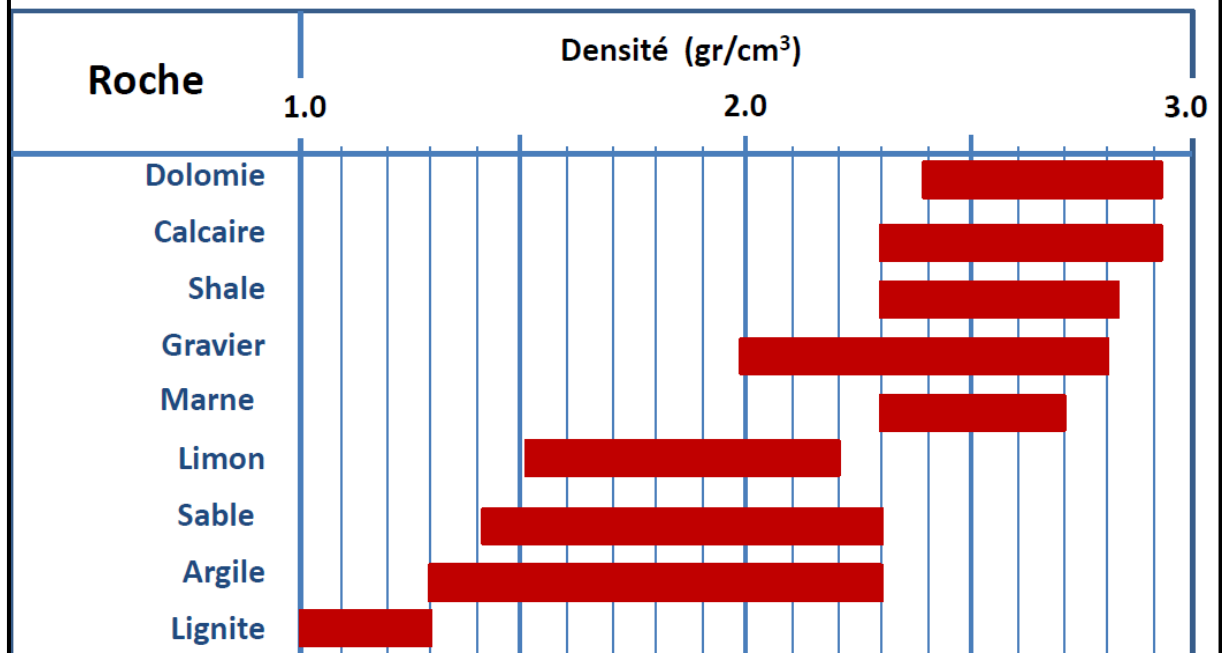
Tableau du Z effectif et la densité des minéraux.

Gammes de variation de la radioactivité naturelle des roches

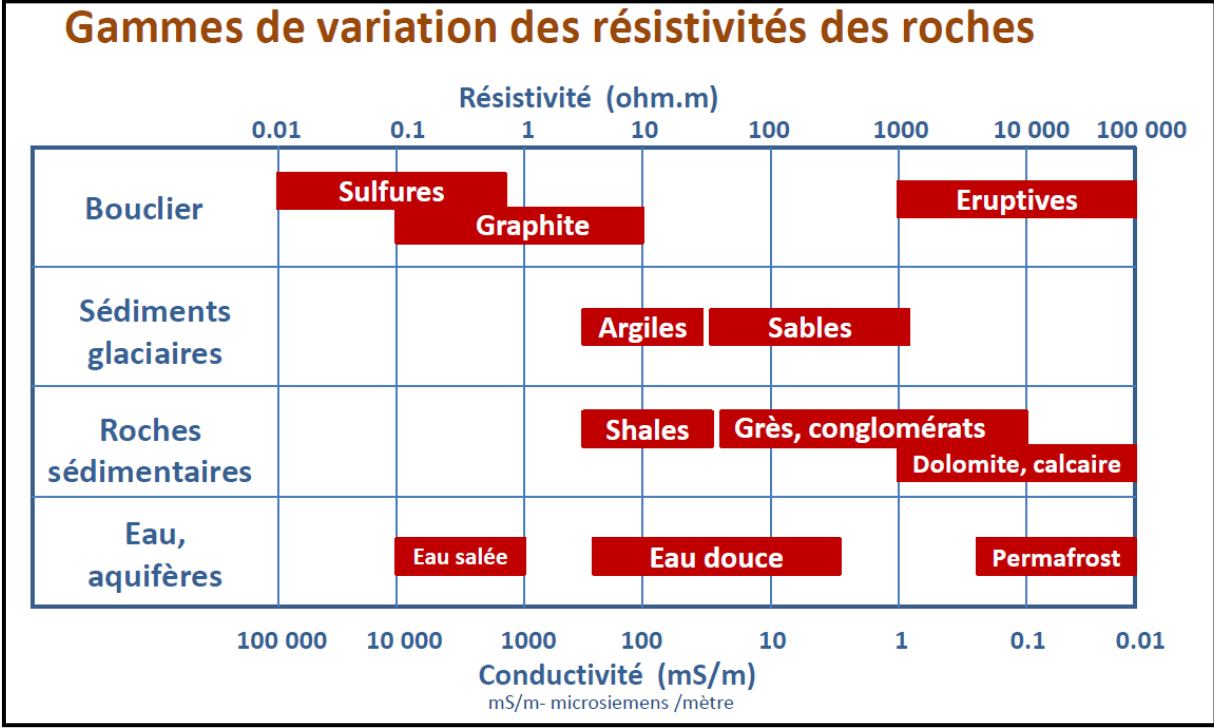


Gamme de variation de la radioactivité naturelle des roches.

Gammes de variation de la densité des roches



Gamme de variation de la densité des roches.



Gamme de variation des résistivités de roches.

Les Mots abrégés

API : American Petroleum Institute.

COT : Carbon Organique Totale.

CT : Cortège Transgressif.

CT: Computerised Tomography (Tomographie).

d : La densité globale.

DRX : La diffraction des rayons X.

GR : Gamma ray.

HST: Highstand System Tract.

LST : Lowstand Système Tract.

MFS : Maximum Flooding Surface.

ρ : Résistivité (ohms.m).

PBN: Le prisme de bas niveau.

PHN :Le prisme de haut niveau.

ROI : Region of interest (mm²).

SB : Séquence Boundary

SIM : Surface d'Inondation Maximum.

TST: Transgressive System Tract.

Vsh : volume des argiles(%).

Φ :Porosité total (%).

3D : Trois Dimensions.