

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES  
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



## Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : **géologie pétrolière**

### THÈME

**Contribution de la spectroscopie Gamma naturelle à la caractérisation des  
argiles cas de réservoir de gaz de schiste, champ Ain En Nakhal, Bassin  
d'Ahnet**

Présenté par

**DEKMOUCHE Riadh Imad Eddine**

*Soutenu publiquement le*

**Devant le jury :**

<b>Président :</b>	Mr. HACINI Messaoud	Professeur Univ. Ouargla
<b>Promoteur :</b>	Mr. AMEUR ZAIMECHE ouafi	M. A. B Univ. Ouargla
<b>Examineur :</b>	Mr. BELKSIER Mohammed Salah	M. C. B Univ. Ouargla

**Année Universitaire : 2017/2018**

## *Dédicace*

*C'est avec toute mon affection que je dédie ce modeste travail :*

*A celui qui m'a donné vie et qui m'as apporté sans cesse son amour,  
mon père.*

*A ma très chère mère qui m'a apporté sans cesse amour,  
soutien et encouragement ; et qu'elle trouve ici l'expression de mes  
vives reconnaissances.*

*Mes chères frères Abdeldjalil, Soheib, Zin El Abidine, Oussama,  
Mohammed et mes chères sœurs Nesrine et Fatima.*

*A ma grande mère.*

*A mes oncles Abdelkader, Bader Eddine et  
Messaoud .*

*A mes tantes Hayat, Messaouda et la petite Meriem*

*A toutes la famille Dekmouche.*

*A tous mes chères amis:  
Ammar, Oussama et Chams eddine*

*Et à tous mes autres amis.*

*Dekmouche Riadh Imed Eddine*

## **REMERCIEMENTS**

*Nous remercions dans un premier temps, notre Créateur ALLAH qui nous a donné la puissance, la patience, la volonté et l'énergie pour terminer ce travail.*

*Je tiens à remercier mon encadreur de mémoire, Mr. AMEUR ZAIMECHE Ouafi. Je le remercie de m'avoir proposé ce sujet, de m'avoir encadré et de m'avoir consacré une grande partie de son précieux temps pour la réalisation de ce travail. Merci pour vos orientations rigoureuses et vos conseils constructifs.*

*Un grand merci aux membres de jury qui ont accepté d'examiner ce travail : Mr. HACINI Messaoud qui m'a fait l'honneur de présider le jury de soutenance. Mr. BELKSIER Mohammed Salah d'avoir accepté d'examiner ce travail.*

*Je ne peux oublier mon cousin Mr. DEKMOUCHE Ali , pour son aide depuis le commencement du mémoire, pour le soutien, et les orientations enrichissantes surtout dans la partie pratique de logiciel.*

*Je tiens à remercier Mr. DEKMOUCHE Abdelkader, mon oncle qui m'a encouragé et m'a soutenu je ne peux jamais le remercier assez.*

*Je ne peux pas oublier Mr SADKA Hamza, pour le soutien depuis le commencement du stage pratique, pour son aide, surtout pour son exubérance.*

*Je tiens également à remercier, tous les enseignants qui ont participé à ma formation avant graduation, en particulier tous les enseignants de département des Science de la terre et de l'univers de l'Université d'Ouargla.*

*Une «montagne» de merci pour Mr. AIDER l'adjoint de chef département d'évaluation à SONATRACH-Exploration HM D, et toute l'équipe de REAL-TIME notamment Mr. Halim, Mr. Idir et Mr Fateh.*

*Je remercie vivement le Doyen de Faculté des Hydrocarbures, les énergies renouvelables et les Sciences de la terre et l'univers Mr. DOBBI Abdelmadjid pour son encouragement et son foi en moi chaque fois que l'occasion se présente.*

*Nous remercions tous ce qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.*

# SOMMAIRE

Liste des figures	I
Liste des tableaux	II
Abréviation	III
Introduction générale	2

---

## Chapitre I : Synthèse Bibliographique sur les gisements non conventionnels

---

Introduction	3
1. Qu'est-ce qu'un réservoir non conventionnel ?	3
2. Classification des réservoirs non conventionnels	4
2.1. Classification des hydrocarbures non conventionnels liquides	4
2.2. Classification des hydrocarbures non conventionnels gazeux	5
a. Gaz de schiste (shale gas)	6
b. Gaz de réservoirs compacts (tight gas)	6
c. Gaz de charbon (CBM)	6
d. Hydrates de méthane	7
2.3. La différence entre les trois types des gaz non conventionnels	7
2.4. Les hydrocarbures de roche-mère	8
3. Les critères déterminant le non conventionalité d'un réservoir	10
a. Réservoirs de faible perméabilité	10
b. Double porosité ou réservoirs non consolidés	10
c. Faible mobilité des fluides	10
d. L'affinité des hydrocarbures avec la roche « la mouillabilité »	10
4. Les Critères de potentialité des réservoirs non-conventionnels	10
5. C'est quoi le 'Shale'?	10
a. Définition de Jackson (1997)	11
b. Définition de Cardot (2007)	11
c. La composition minéralogique du shale	11
d. La couleur	11
6. Origine et formation des gaz de réservoir non-conventionnel (mécanismes)	12
7. Les gisements mondiaux de <i>shale gas</i>	12
8. Le potentiel de <i>shale gas</i> en Algérie	15

8.1. Le Silurien inférieur	16
8.2. Le Frasnien inférieur	17
9. Mode d'extraction	18
10. Impacts environnementaux	18
Conclusion	19

---

## Chapitre II : Géologie Régionale et Locale de la zone d'étude

---

I. Géologie régionale de bassin d'Ahnet	20
Introduction	20
1. Situation géographique	20
2. Cadre géologique	20
3. Historique des recherches géologiques et géophysiques dans le bassin de l'Ahnet	21
4. Stratigraphie	23
4.1. Le substratum	23
a. Le socle	23
b. La série intermédiaire d'Ahnet	23
c. La couverture paléozoïque	23
Le Cambro-ordovicien	24
Le Cambrien (Unité II)	24
L'Ordovicien	24
➤ l'Ordovicien inférieur	24
➤ l'Ordovicien moyen	25
➤ l'Ordovicien supérieur	25
Le Silurien	26
➤ Membre inférieur	26
➤ Membre moyen	26
➤ Membre supérieur	26
Le Dévonien	26
a. Dévonien inférieur	26
b. Dévonien moyen	27
c. Dévonien supérieur	27
Le Carbonifère	28
Le Mésozoïque	28
Le Crétacé	28

a. Le Crétacé inférieur	28
b. Le Crétacé supérieur	29
5. Tectonique	30
a. Ahnet oriental	30
b. Ahnet central	30
c. Ahnet occidental	30
Aspect pétrolier	31
*Les roches mères	31
a. Les roches mères du Carbonifère	32
b. Les roches mères du Dévonien supérieur	32
c. Les roches mères du Dévonien Moyen	32
d. Les roches mères du Silurien	32
e. Les roches mères du l'Ordovicien	33
*Les roches réservoirs	33
a. Réservoirs du l'Ordovicien	33
b. Réservoirs du Gédinnien	33
c. Réservoirs du Siegénien	33
d. Réservoir de l'Emsien	33
e. Réservoir du Tournaisien	34
*Les roches couvertures	34
*Les Pièges	34
7. Le volume expulsé et taux de remplissage	34
II. Géologie locale de champ Ain En Nakhal	35
Introduction	35
1. Localisation	35
2. La lithostratigraphie	35
Conclusion	37

---

### **Chapitre III : Généralités sur les Argiles**

---

Introduction	38
1. Origine des argiles	38
1.1. Héritage et altération	38
1.2. Néofonnations en milieux confinés	38
2. Transformations des minéraux argileux	39

3. Nature des minéraux argileux	39
4. Structure minéralogique des agriles	41
a. <i>Le feuillet</i>	41
b. <i>La particule primaire</i>	41
c. <i>L'agrégat</i>	41
5. Organisation des espaces poreux	42
i) L'espace interfoliaire	42
ii) L'espace interparticulaire	42
iii) L'espace interagrégat	43
6. Classification des minéraux argileux	43
6.1. Minéraux de type TO	45
6.2. Minéraux de type TOT	45
6.3. Minéraux de type TOTO	46
6.4. Minéraux interstratifiés	47
7. Quelques Fameux Groupes des argiles	48
7.1. Kaolinite	48
Propriétés physico-chimiques	49
7.2. Halloysite	49
7.3. Montmorillonite	50
a. Propriétés physico-chimiques	52
b. Propriétés de gonflement	52
b.1. Le gonflement cristallin	53
b.2. Le gonflement osmotique	54
7.4. Illite	54
Propriétés physico-chimiques	55
7.5. Les Chlorites	55
Conclusion	56

---

## Chapitre IV : Matériels et Méthodes

---

Introduction	57
I. Méthodes d'études des argiles	57
I.1. Diffraction des rayons X	57
I.2. Microscope électronique à transmission (MET)	59
I.3. Microscope électronique à balayage (MEB)	59

I.4. Spectroscopie du rayonnement gamma naturel (SGR)	61
II. Logiciel utilisé (Schlumberger Techlog, 2015.3)	65
III. Diagraphies supplémentaires utilisées	67
III.1. La résistivité électrique	67
III.2. La diagraphie de densité (gamma-gamma)	67
III.3. La diagraphie neutron	67
III.4. La diagraphie sonique	68
Conclusion	68

---

## Chapitre V : Résultats et Discussion

---

Introduction	69
I. Détermination des types des argiles	69
I.1. Cross plot Th/K	69
I.2. Cross plot de Pe face au K	71
I.3. Cross plot de Pe face au Th/K	72
II. Interprétation qualitative de composite du Frasnien	73
II.1. Interprétation qualitative des logs de Caliper, GR et les ratios de Th, Ur et K	73
II.2. Interprétation qualitative des logs de porosité, densité et résistivité	78
III. Graphique de l'attribut sismique Vp/Vs	79
III.1. Aperçu sur les ondes sismiques P et S	79
III.2. interprétation du graphique Vp/Vs	80
Conclusion	81

---

CONCLUSION GÉNÉRALE	83
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES	IV
ANNEXES	V
RESUME	VI



## LISTE DES FIGURES

<b>Fig.01:</b> Les types différents d'hydrocarbures dans la nature (Beghol-M, 2015).	4
<b>Fig.02:</b> Les différents types d'hydrocarbures liquides non conventionnels (IFPEN 2013).	5
<b>Fig.03:</b> Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnels (IFPEN 2013).	5
<b>Fig.04:</b> La passerelle entre les trois types de gaz non conventionnels (Passey et al, 2010).	8
<b>Fig.05:</b> Les hydrocarbures de roche mère (IFPEN 2013).	9
<b>Fig.06:</b> Shale noir (argileux feuilleté), contenant de la matière organique (Souad Haoued Mouissa, 2011).	11
<b>Fig.07:</b> Carte de distribution des bassins de shale oil et shale gas à travers le monde (EIA, 2013).	13
<b>Fig.08:</b> Classement des plus grands pays détenteurs de shale gas (ARI, 2013).	14
<b>Fig.09:</b> Les ressources techniquement recouvrable en gaz de shale (EIA, 2011).	14
<b>Fig.10:</b> Les bassins de shale gaz et shale oil en Algérie (Kaced, M 2013).	15
<b>Fig.11:</b> Forages conventionnels et non conventionnels (Favreau, 2013).	18
<b>Fig.12:</b> Situation géographique du bassin Ahnet (Sonatrach-Exploration).	20
<b>Fig.13:</b> Colonne lithostratigraphique du bassin de l'Ahnet (WEC 2007).	28
<b>Fig.14:</b> Carte structurale et éléments tectoniques du bassin de l'Ahnet (WEC Algérie 2007).	30
<b>Fig.15:</b> Localisation du puits AEN-1bis sur une photo satellite (Sonatrach-Exploration).	35
<b>Fig.16:</b> Fichet technique du puits Ain En Nakhal-1bis (Sonatrach-Exploration).	37
<b>Fig.17:</b> Types de phyllosilicates formés au cours de l'altération (Choufa Nassima, 2013).	41
<b>Fig.18:</b> Structure multi-échelle d'une smectite - exemple de la montmorillonite (Erenpreiss, M, 2015).	42
<b>Fig.19:</b> Types Représentation schématique de l'empilement des feuillets unitaire dans une argile - cas d'une smectite (G.W.Brindly, 1995).	43
<b>Fig.20:</b> Les différents types d'espaces poreux (Toure_Pons, 1989).	44
<b>Fig.21:</b> Représentation des empilements de tétraèdres siliceux et d'octaèdres alumineux d'un minéral de type TO (M. Rautureau, 1995).	46
<b>Fig.22:</b> Représentation schématique des empilements de tétraèdres siliceux et d'octaèdres alumineux d'un minéral de type TOT (M. Rautureau, 1995).	47
<b>Fig.23:</b> Représentation des empilements de tétraèdres siliceux et d'octaèdres alumineux d'un minéral de type TOTO (M. Rautureau, 1995).	48
<b>Fig.24:</b> Structure des minéraux interstratifiés (G.Brown, 1990).	49
<b>Fig.25:</b> Cristaux de kaolinite vus au microscope électronique à balayage (Google image).	50

<b>Fig.26:</b> Cristaux d'Halloysite vus au microscope électronique à balayage (Google image).	51
<b>Fig.27:</b> Représentation schématique de la structure (a) d'une argile TO de type kaolinite et (b) d'une argile T-O-T de type montmorillonite (Allard T. Muller J-P 1993).	52
<b>Fig.28:</b> Cristaux de Montmorillonite vus au microscope électronique à balayage (Google image).	53
<b>Fig.29:</b> Schématisation de l'hydratation des argiles au niveau de l'espace interfoliaire de 1 à 3 couches d'eau (Yvon J. Cases J-M 1994).	54
<b>Fig.30:</b> Cristaux d'illite vus au microscope électronique à balayage (Google image).	56
<b>Fig.31:</b> Cristaux de chlorite vus au microscope électronique à balayage (Google image).	57
<b>Fig.32:</b> Rayonnement X suivant la loi de Bragg (Rollet P, 1975).	59
<b>Fig.33:</b> Diffractogramme X d'une argile exemplaire, avec K = Kaolinite, I = Illite, Q = Quartz, C= Calcite, V= Vermiculite (Andji J.Y.Y).	59
<b>Fig.34:</b> Observation au microscope électronique à transmission d'une argile exemplaire (Konan K. L, 2010).	60
<b>Fig.35:</b> Observations au microscope électronique à balayage d'une argile exemplaire (Konan K. L, 2010).	61
<b>Fig.36:</b> Les logs de Spectrométrie du rayonnement gamma naturel (Sonatrach, Exploration 2014).	63
<b>Fig.37:</b> A. L'outil NGT pour la mesure de la radioactivité gamma naturelle. B. Détail du détecteur (Alain RABAUTE, 1998).	64
<b>Fig.38:</b> Charte exemplaire de Th/K de Schlumberger CP-19 montrant la composition des minéraux argileuse (D. Srikant and P. Shanmugam, 2017).	65
<b>Fig.39:</b> Charte exemplaire de Th/K et le Pe de Schlumberger CP-18B montrant la composition des minéraux argileuse (Google image).	66
<b>Fig.40:</b> Interface du logiciel Techlog 2015.3	67
<b>Fig.41:</b> Charte de Th/K de Schlumberger CP-19 montrant la composition argileuse du Frasnien au niveau de puits (AEN-1bis).	70
<b>Fig.42:</b> Charte CP-18A de Schlumberger pour l'identification des minéraux argileux du Frasnien au niveau de puits (AEN-1bis) en croisant Pe et K.	71
<b>Fig.43:</b> Charte CP-18B de Schlumberger pour l'identification des minéraux argileux du Frasnien au niveau de puits (AEN-1bis) en croisant le Pe et le ratio Th-K.	72
<b>Fig.44:</b> Composite du Frasnien au niveau de puits AEN-1bis (Zone 01 à Zone 02).	74
<b>Fig.45:</b> Composite du Frasnien au niveau de puits AEN-1bis (Zone 03 à Zone 06).	75
<b>Fig.46:</b> La propagation des ondes sismiques P et S (Google image).	80
<b>Fig.47:</b> Graphique de l'attribut sismique Vp/Vs.	81
<b>Fig.B1:</b> Les types des kérogènes en fonction des rapports H/C et O/C.	

## **LISTE DES TABLEAUX**

<b>Tableau.1:</b> L'épaisseur des Hot shales dans quelques bassins en Algérie et leurs pourcentages COT correspondant (Sonatrach,Exploration 2009).	16
<b>Tableau.2:</b> occurrence des minéraux argileux dans le sol en fonction du climat (Choufa Nassima, 2013).	41
<b>Tableau.3 :</b> Classification des minéraux argileux selon la proportion et la composition des couches T et O (S.Cailler, S.Hénin, 1982).	45
<b>Tableau.4:</b> Propriétés physico-chimiques de kaolinite (Ledoux .R. and White J.L, 1965).	16
<b>Tableau.5:</b> Propriétés physico-chimiques de la montmorillonite (Ledoux .R. and White J.L, 1965).	16
<b>Tableau.6:</b> Propriétés physico-chimiques de l'illite (Ledoux .R. and White J.L, 1965).	56
<b>Tableau.7:</b> les six zones du Frasnien et leurs épaisseurs.	73
<b>Tableau.8:</b> les six zones du Frasnien et leurs contenus typiques d'argile.	76

## **ABRÉVIATIONS**

CBM	Coal bed methane.
CGR	Computed Gamma Ray.
DTCO	$\Delta t$ sonique computed.
EIA	Energy Information Administration.
PE	Facteur photoélectrique.
PPM	Pound per million.
RHOZ	Densité de la formation.
RLA	Résistivité Laterolog.
SGR	Spectral Gamma Ray.
SW	Saturation en eau.
TCF	Trillion cubic feet.
TOC	Carbone Organique Total.
Vs/Vp	Rapport de vitesse de compression à la vitesse de cisaillement.
AIE	Agence Internationale d'Energie.
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.
MO	Matière Organique.
COT	Carbone Organique Totale.
HC/T	Hydrocarbures sur Tonne.
NW	North West.
BG	Djebel Berga.
WEC	Well Evaluation Conference.
MA	Millions d'Années.
IH	Indice d'Hydrogène.

MD	Millier Darcy.
AEN	Ain En Nakhal.
EP	Épaisseur.
AIPEA	Association Internationale pour l'Etude des Argiles.
T-O	Tétraèdre et Octaèdre.
DRX	Diffraction aux Rayons-X.
MET	Microscopie à Transmission Électronique.
MEB	Microscopie Électronique à Balayage.
IR	Spectroscopie Infrarouge.
kev	Kilo électron volt.
Mev	Méga électron volt.
CPS	Coups par Secondes.
CP	Cross Plot.
NGS	Natural Gamma Spectrometry.
$\Delta t$	Transit Time.
TNPH	Thermal Neutron porosity.
API	American Petroleum Institute.

---

# **INTRODUCTION GÉNÉRALE**

---

## **INTRODUCTION GÉNÉRALE**

La situation énergétique actuelle pose un vrai puzzle, dû d'une part, à l'augmentation énorme de la demande d'énergie notamment l'énergie fossile, et d'autre part, leur raréfaction dans le secteur de production. Cette situation nécessite à chercher d'exploiter des nouvelles sources d'énergie. Aujourd'hui la cible d'exploration a dirigé vers les hydrocarbures de roche mère, Qui demande l'utilisation à grande échelle de technologies de forage et de production, permettant d'exploiter et valoriser directement ces roches-mères. Ces dernières constituent la matrice de l'accumulation originelle de la matière organique.

Pour les pays occidentaux, l'exploitation des roches mères représente vraiment une réelle opportunité. En 2014, Le shale gas est représenté 39% du gaz produit en USA.

En Algérie, les perspectives économiques qu'offrent les formations argileuses du Frasnien et du Silurien, qui sont classées comme des roches mères de la première classe mondiale. C'est pourquoi en 2009, l'Algérie, par le billet de la Sonatrach, s'est engagée dans des études d'évaluation du potentiel du shale gas. Le programme avait pour but l'acquisition des connaissances géo-scientifiques nécessaires afin de mieux connaître les ressources en gaz de ces niveaux argileux. Toutes ces études ont permis de conclure que les bassins sédimentaires Algériens pourraient renfermer un grand volume de gaz naturel, techniquement récupérable dans les formations géologiques du Frasnien et du Silurien.

Dans cette perspective, ce mémoire de fin d'étude présenté en vue de l'obtention de diplôme de master en Géologie, option Géologie pétrolière, va aborder un sujet qui consiste à exploiter les données de la spectrométrie gamma naturelle, et de les coupler avec la description des diagraphies de porosité, sonique et résistivité.

L'objectif ciblé est la caractérisation des argiles, cas de réservoir gas se schiste, champ Ain En Nakhal, Bassin d'Ahnet. Notamment pour voir le changement vertical de ces argiles, qui donne une idée sur leur comportement mécanique, et le pouvoir de la fracturation hydraulique.

Afin d'arriver à cet objectif, il a été nécessaire d'effectuer les étapes suivantes :

**Chapitre I :** Ce chapitre est subdivisé en deux parties. On présente les classifications des hydrocarbures non conventionnels liquides et gazeux, ensuite on définit le Shale gas, plus un aperçu sur le potentiel de ce dernier, au monde et en Algérie.

**Chapitre II :** Ce chapitre est subdivisé en deux parties. On présente succinctement la géologie régionale du bassin d'Ahnet qui est de type intracratonique et ensuite nous aborderons la géologie locale du champ d'Ain Enakhal qui fait partie de ce dernier, et les caractéristiques du réservoir Frasnien Argileux qui fait l'objet de notre étude.

**Chapitre III :** Ce chapitre est subdivisé en trois parties. On définit les Argiles en donnant leurs origines et leurs différentes transformations. Ensuite on entame les classifications des minéraux argileux, en expliquant leurs microstructures et enfin on présente les fameux groupes des argiles, en montrant leurs propriétés physico-chimiques.

**Chapitre IV :** Matériel et Méthodes, ce chapitre est subdivisé en trois parties. On donne un aperçu général sur les différentes méthodes d'études des argiles, ensuite on présente le logiciel qu'on a utilisé pour la pratique, enfin on définit les diagraphies supplémentaires qu'on a basé sur, en accompagnant à la spectroscopie gamma naturelle.

**Chapitre V :** Résultats et Discussion, ce chapitre est subdivisé en trois parties. On interprète les chartes de Schlumberger, en déterminant le type d'argile. Ensuite on interprète le log composite de Frasnien argileux et enfin on confirme le résultat de composite, par l'interprétation du graphique de l'attribut sismique.

Ce travail s'achève par une conclusion générale, en présentant les principaux résultats obtenus et une proposition des recommandations et perspectives.



---

# Chapitre I

## **Synthèse Bibliographique sur les gisements non conventionnels**

---

*Ce premier chapitre est subdivisé en deux parties:*

*En premier, on présente les classifications des hydrocarbures non conventionnels liquides et gazeux.*

*En deuxième partie, on définit le Shale gas plus un aperçu sur le potentiel de ce dernier, au monde et en Algérie.*

## **Introduction**

Les réservoirs conventionnels sont des types de réservoirs sur lesquelles est basée l'industrie pendant les 150 ans passés, ils sont principalement de type gréseux et carbonatés.

Classiquement, l'industrie pétrolière exploite les roches réservoirs les plus perméables, au sein desquelles les hydrocarbures sont concentrés, en y forant des puits à travers lesquels les hydrocarbures remonteront à la surface. Les techniques employées sont dites "conventionnelles" et par extension, les hydrocarbures ainsi extraits sont appelés "hydrocarbures conventionnels".

L'autre part des hydrocarbures produits dans la roche-mère, parfois importante, et de longue durée de vie y sont restés piégés. Les roches-mères, sont très peu perméables et dans lesquelles les hydrocarbures sont disséminés, elles sont longtemps été considérées comme inexploitable. L'extraction des hydrocarbures piégés dans ces roches requiert la mise en œuvre de technologies spécifiques, dites "non conventionnelles" et, les hydrocarbures ainsi extraits sont appelés "hydrocarbures non conventionnels".

### **1. Qu'est-ce qu'un réservoir non conventionnel ?**

Dans le cas des réservoirs non conventionnels, on cherche à produire des hydrocarbures qui sont très difficiles à extraire, soit parce qu'ils se trouvent dans des couches très peu perméables, soit parce que la nature même de ces hydrocarbures la rendre peu ou pas mobile. La notion d'hydrocarbures non conventionnels réside donc exclusivement dans leur mode d'extraction et par suite, on dit un réservoir non conventionnel. La production à grande échelle des hydrocarbures non conventionnels représente ainsi un véritable challenge technologique.

Les réservoirs non conventionnels nécessitent une stimulation massive, un processus de récupération spécial, et une technologie améliorée. La figure 01 présente les hydrocarbures conventionnels, non conventionnels et les types de roches qui les contiennent.

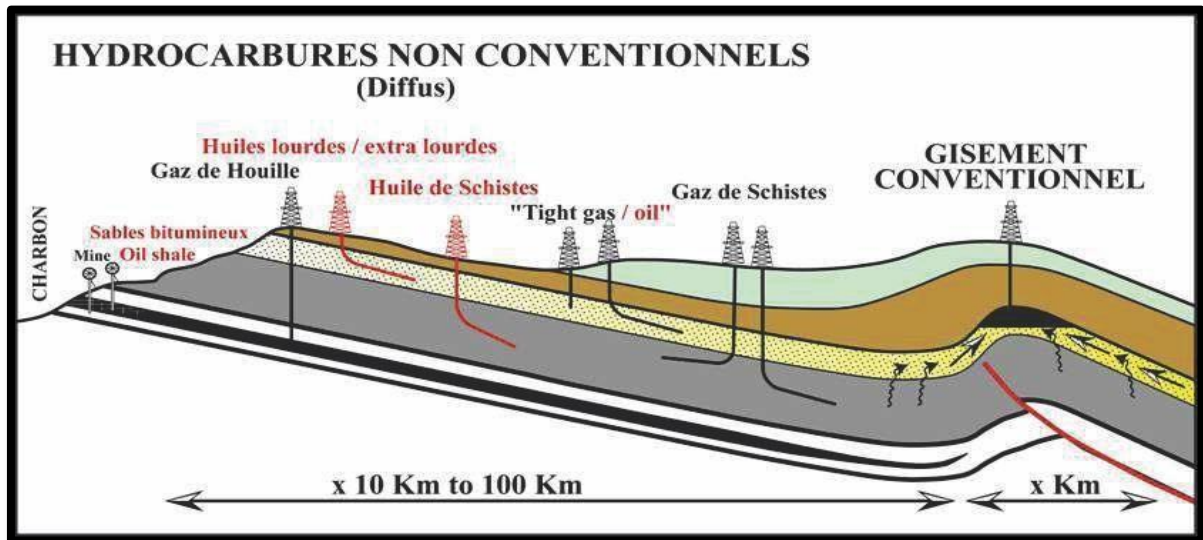


Fig. 01: Les différents types d'hydrocarbures dans la nature (Beghol-M, 2015).

## 2. Classification des réservoirs non conventionnels

### 2.1. Classification des hydrocarbures non conventionnels liquides

- Les pétroles lourds ou extra-lourds.
- Les pétroles (ou huiles) de schiste.
- Les schistes bitumineux.
- Les pétroles de réservoirs compacts.
- Les sables bitumineux.

La pointe supérieure du triangle (en jaune) représente les hydrocarbures liquides conventionnels piégés dans des réservoirs de bonne qualité faciles à développer (Figure 02).

Au-dessous (en orange) on trouve les hydrocarbures non conventionnels piégés dans de très mauvais réservoirs (pétroles de réservoirs compacts "*tight oil*") ou des pétroles visqueux (pétroles lourds ou extra-lourds "*heavy oils*") voire des bitumes comme les sables bitumineux (*oil sands* le gaz de houille, ou CBM )

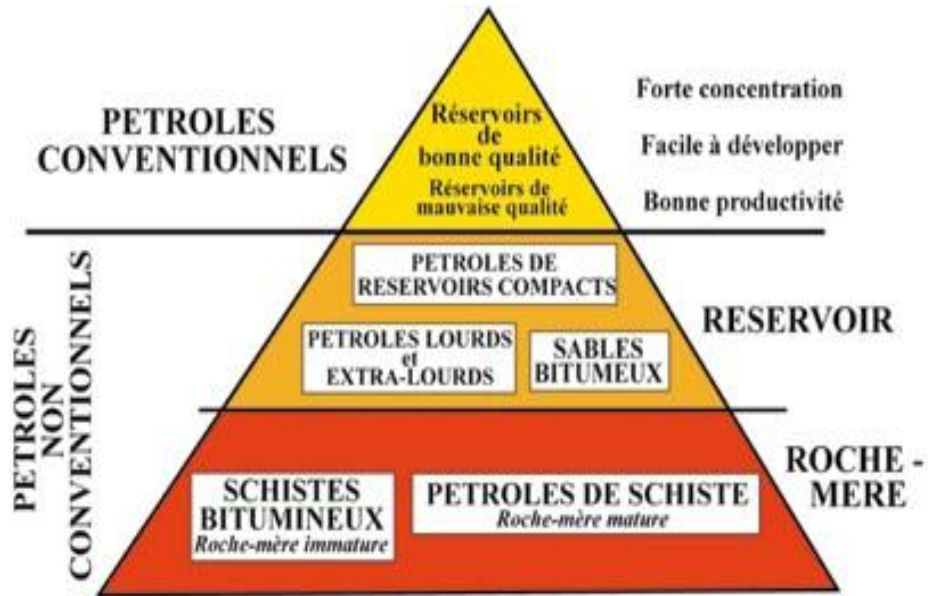


Fig. 02: Les différents types d’hydrocarbures liquides non conventionnels (IFPEN 2013).

La partie basse (en rouge) regroupe les hydrocarbures liquides non conventionnels piégés dans la roche mère : les schistes bitumineux, dans lesquels la matière organique n'a pas été suffisamment transformée pour générer des hydrocarbures, et les pétroles de schiste, non expulsés de la roche mère.

2.2. Classification des hydrocarbures non conventionnels gazeux

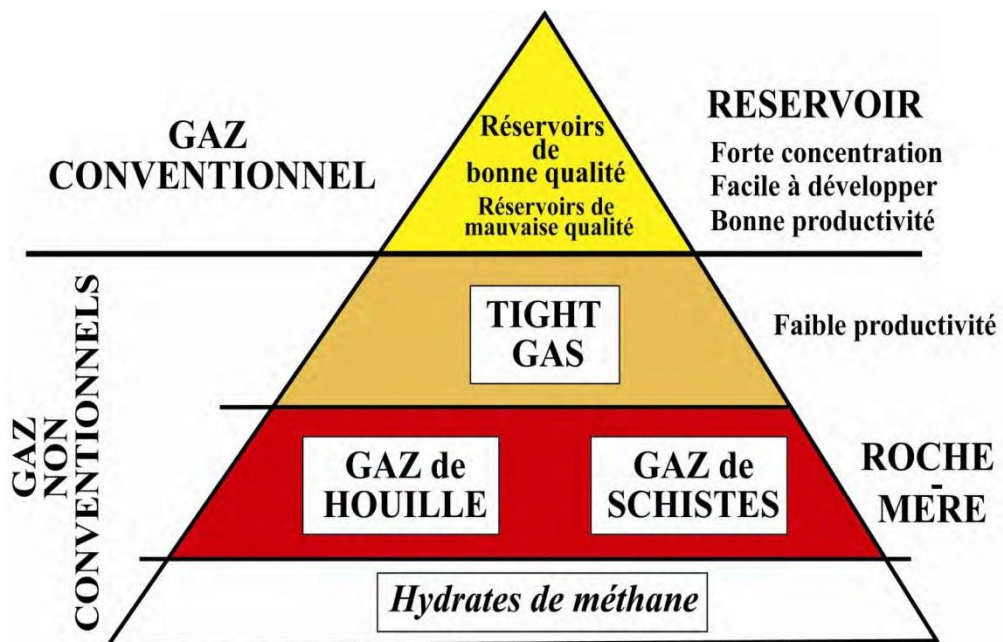


Fig. 03: Les différents types d’hydrocarbures gazeux non conventionnels (IFPEN 2013).

Les ressources potentielles sont d'autant plus importantes que l'on descend dans le triangle. Comme dans la représentation précédente (Figure 03), les hydrocarbures gazeux piégés dans des réservoirs de bonne qualité sont présentés à la pointe supérieure du triangle (en jaune). Au-dessous, et sans qu'il existe une limite franche, on trouve les gaz piégés dans des réservoirs compacts de très mauvaise qualité (en orange). En partie basse intermédiaire, on trouve :

#### **a. Gaz de schiste (shale gas)**

La particularité des gaz de schiste par rapport aux gaz conventionnels provient du fait que ces gaz n'ont pas encore réalisé leur migration et sont donc encore présents dans la roche mère. Les gaz de schiste sont généralement situés à une profondeur comprise entre 1 500 m et 3000 m.

#### **b. Gaz de réservoirs compacts (tight gas)**

Les gaz de réservoirs compacts sont assez proches du gaz conventionnel, car ils ont réalisé leur migration vers une roche réservoir. La seule différence avec le gaz conventionnel vient du fait que la roche réservoir a une faible perméabilité, ce qui rend plus difficile l'exploitation du réservoir. Les différences entre gaz conventionnel et gaz de réservoirs compacts étant assez réduites, certains pays comptabilisent ces ressources dans leurs réserves de gaz conventionnel. Les gaz de réservoirs compacts sont généralement situés à une profondeur comprise entre 1 500 m et 3000 m.

#### **c. Gaz de charbon (CBM)**

Les gaz de charbon (CBM, pour *Coalbed Methane*, en anglais) sont présents dans les veines de charbon. Le processus de formation du charbon implique en effet la production de méthane, qui peut se retrouver sous la forme de poche : le grisou. Il peut aussi être absorbé par le charbon, il s'agit alors du gaz de charbon. Les gaz de charbon sont généralement produits dans des veines de charbon trop profondes ou de trop mauvaise qualité pour en exploiter le charbon. Le gaz peut également être produit lors de l'exploitation de mines de charbon, afin de limiter les risques d'explosion et de fournir une source d'énergie pour l'exploitation de la mine.

Ces gisements sont généralement situés entre 800 m et 1 200 m de profondeur, mais certaines formations peuvent être très peu profondes, à seulement quelques centaines de mètres.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime improbable l'apparition de production significative d'hydrates de méthane dans les 25 prochaines années. Notons que si ces ressources devaient être exploitées.

Il existe un risque significatif qu'en parallèle de l'extraction de méthane, les opérations entraînent des émissions involontaires de méthane dans l'atmosphère. Le méthane étant un gaz avec un potentiel de réchauffement global 25 fois supérieur au CO<sub>2</sub>, ces émissions, selon leur quantité, pourraient fortement dégrader le bilan CO<sub>2</sub> de cette ressource.

Signalons enfin que ces hydrates de méthane sont un sujet de préoccupation, dans l'étude de l'évolution du climat. En effet, de nombreux climatologues ont exprimé la possibilité de boucles de rétroaction « positives » : le réchauffement de la planète entraîne la fonte de pergélisols, qui libèrent du méthane qui vient à son tour accentuer le réchauffement climatique.

Même si ces boucles de rétroaction sont mentionnées dans les rapports du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, organe de référence sur le changement climatique), leurs conséquences sur l'évolution du climat ne sont pas quantifiées dans les scénarios du GIEC.

#### **d. Hydrates de méthane**

Les hydrates de méthane sont une « autre » ressource de gaz non conventionnel présentant des réserves potentiellement très importantes (plusieurs fois supérieures aux réserves de gaz conventionnel).

Les hydrates de méthane sont des molécules de méthane issues de la décomposition de matières organiques, qui se sont « associées » à des molécules d'eau dans certaines conditions (fortes pressions, faibles températures, faibles quantités de méthane).

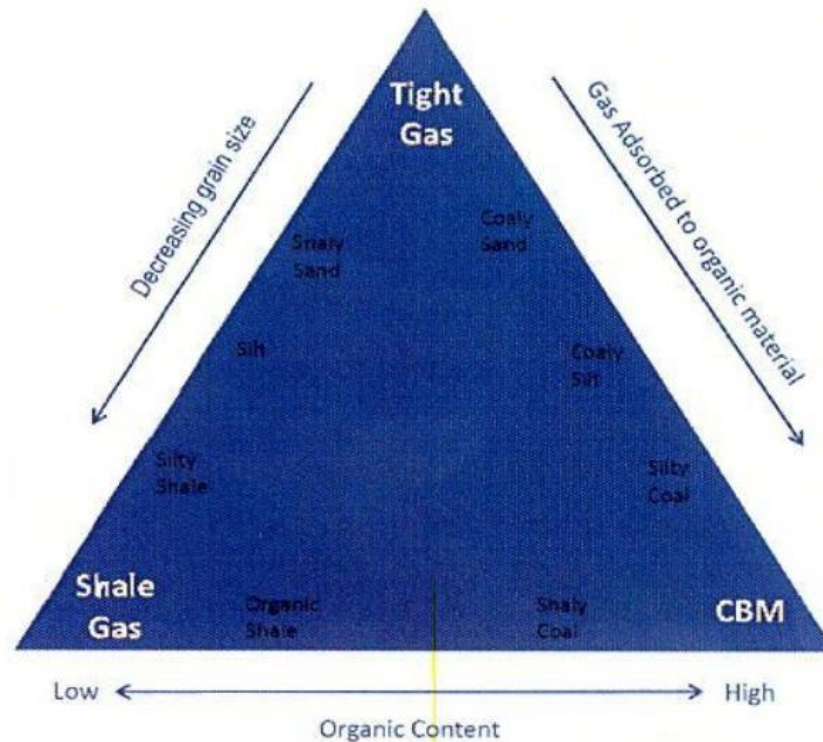
Ce processus de transformation du méthane en hydrate de méthane a concrètement lieu sous des sols gelés en permanence (pergélisols ou permafrost) et dans les sédiments océaniques.

### **2.3. La différence entre les trois types des gaz non conventionnels**

D'après le triangle représenté ci-après (Figure 04), il y a une passerelle reliant les trois types de gaz qui sont : *CBM*, *shale gas* et le *tight gas* comme suit :

- Pour la taille des grains, le *tight* a des gros grains par rapport au *shale gas* et au *CBM*.

- la quantité de gaz adsorbée par la matière organique en *tight gas* est très faible par rapport au *CBM* et le *Shale gas*.
- Le *Shale gas* se caractérise par une teneur en matière organique (MO) faible par rapport au *tight gas* et au *CBM*, ces derniers ont des teneurs en MO moyennes et importantes respectivement.

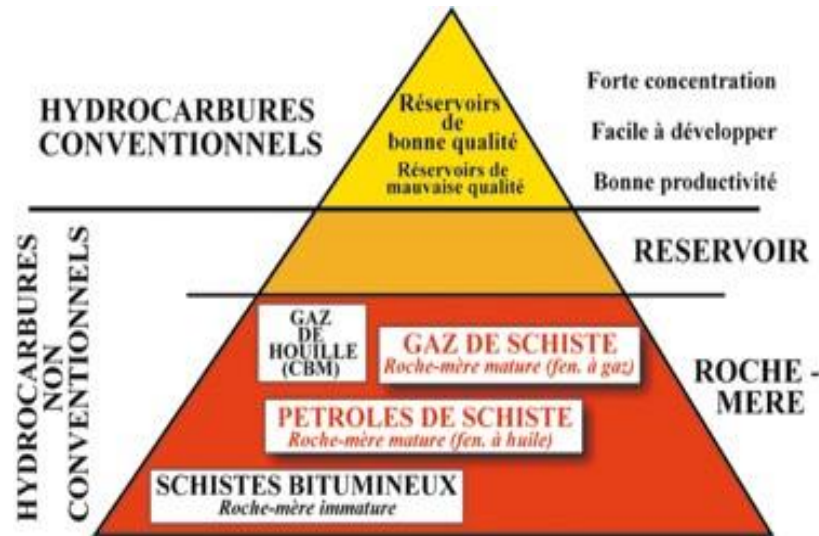


**Fig. 04:** La passerelle entre les trois types de gaz non conventionnels (Passey et al, 2010).

#### 2.4. Les hydrocarbures de roche-mère

Comme il est présenté dans les paragraphes ci-dessous, les hydrocarbures de roches mères sont de quatre natures différentes:

Les trois autres en revanche, forment en réalité un ensemble : les limites entre schistes bitumineux pétroles et gaz de schiste ne sont pas franches (Figure 05).



**Fig. 05:** Les hydrocarbures de roche mère (IFPEN 2013).

Tous trois sont générés dans des roches-mères, généralement des argiles ayant un fort contenu en matière organique et ne se distinguent les uns des autres que par leur histoire géologique et l'état de maturité de la matière organique dont ils sont issus, cette maturité dépendant elle-même de la température atteinte au cours de l'enfouissement :

Si l'enfouissement a été insuffisant (moins de 2 000 m), la matière organique contenue dans les schistes n'est pas transformée en hydrocarbures. On parle alors de "schistes bitumineux".

Pour produire des hydrocarbures à partir de ces roches, il est nécessaire de faire artificiellement ce que la nature n'a pas fait. On doit donc les chauffer afin de transformer la matière organique en hydrocarbures. Du point de vue du rendement énergétique et donc de l'intérêt économique ces schistes bitumineux ne sont pas intéressants.

Lorsque l'enfouissement a été un peu plus important (2000 à 4000m), la matière organique a été transformée en hydrocarbures liquides (.Fenêtre à huile.). Ce pétrole a pu soit s'échapper des schistes pour former des gisements conventionnels soit resté piégé dans les schistes, C'est alors le pétrole de schiste.

Lorsque l'enfouissement a été très important (supérieur à 4 000m, .Fenêtre à gaz.) la roche mère génère du gaz. La fraction de ce dernier qui reste piégée dans les schistes est le gaz de schiste.



Dans un même bassin sédimentaire, on peut ainsi avoir coexistence de gisements conventionnels, formés à partir des hydrocarbures expulsés, et hydrocarbures non conventionnels. C'est d'ailleurs généralement le cas aux Etats-Unis, où les bassins sédimentaires qui produisent de grandes quantités d'hydrocarbures de roche-mère étaient déjà des bassins pétroliers ou gaziers.

### 3. Les critères déterminant le non conventionalité d'un réservoir

L'un de ces critères est satisfait pour dire qu'un réservoir soit non conventionnel.

#### a. Réservoirs de faible perméabilité

- Shales (schiste)
- Tight (compacte)

#### b. Double porosité ou réservoirs non consolidés

- Fractures naturelles élevée de la roche.
- Sable non consolidé.

#### c. Faible mobilité des fluides

- Pétrole lourd

#### d. L'affinité des hydrocarbures avec la roche « la mouillabilité »

- CBM
- Les hydrates
- Oil shale

### 4. Les Critères de potentialité des réservoirs non-conventionnels

- La profondeur : entre 2000 et 3000m
- L'épaisseur utile des argiles :  $>30$ m
- La Maturité thermique :  $>1.4\%$
- La teneur en carbone organique totale :  $>2\%$
- Le type de kérogène : I, II
- La composition minéralogique : \* Quartz ou Calcite  $>40\%$  \* Volume d'argile  $>30\%$
- La porosité :  $>2\%$

### 5. C'est quoi le 'Shale' ?

A partir du dictionnaire géologique, le *shale* est un mot anglais désignant toute roche sédimentaire litée à grain, très fin, en général argileuse ou marneuse. (Dictionnaire géologique).

**a. Définition de Jackson (1997)**

La définition géologique exacte d'un vrai *shale* est une roche compacte, litée et consolidée avec un volume d'argile  $> 67\%$ .

**b. Définition de Cardot (2007)**

Cardot (2007) a défini le *shale* comme une roche sédimentaire à grains fins, riche en matière organique contient au minimum 0,5% de TOC.

Il est très important de faire la distinction entre un shale et un schiste. Contrairement au shale, le schiste est une roche métamorphique "haute température" se caractérisant par un aspect feuilleté et donc incapable de renfermer du gaz naturel. Le shale est une roche sédimentaire très répandue sur la planète, ayant une apparence semblable à celle de l'ardoise, il est moins perméable que le béton, il a une porosité très faible.

**c. La composition minéralogique du shale**

L'illite est le minéral le plus abondant dans le shale, ensuite le smectite, kaolinite, chlorite et les autres minéraux. Le quartz est le minéral non argileux le plus abondant dans le shale

**d. La couleur**

La couleur est l'une des propriétés caractéristiques de plusieurs types de Shale, qui indique l'environnement de sédimentation et la quantité de la matière organique présenté :

- a- Le shale vert et rouge indiquent que le milieu est réducteur et qu'il y'a une oxydation des minéraux ferreux.
- b- Le Shale noire contient entre 1 et 25 % de Carbone Organique Total (TOC), une quantité importante de pyrite (sulfure de fer) et d'hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S). (Figure 06)



**Fig. 06:** Shale noir (argileux feuilleté), contenant de la matière organique (Souad Haoued Mouissa, 2011).

Dans les *shale*, les espaces interstitiels dans lesquels le gaz peut circuler sont 1000 fois plus petits que dans les pièges à gaz gréseux constituant les gisements traditionnels. Entre les pores, les espaces sont encore plus petits, de l'ordre de 20 fois plus grands qu'une molécule de méthane. La porosité de la matrice de *Shale* dépend de niveau d'enfouissement et du compaction sous lesquelles soumise la roche.

Sa perméabilité dépend de la taille des grains et sa porosité (degré de compaction) qui est extrêmement faible de quelques micros et nano darcy.

## **6. Origine et formation des gaz de réservoir non-conventionnel (mécanismes)**

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 fluviatile, 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 formées et stockées 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.

## **7. Les gisements mondiaux de *shale gas***

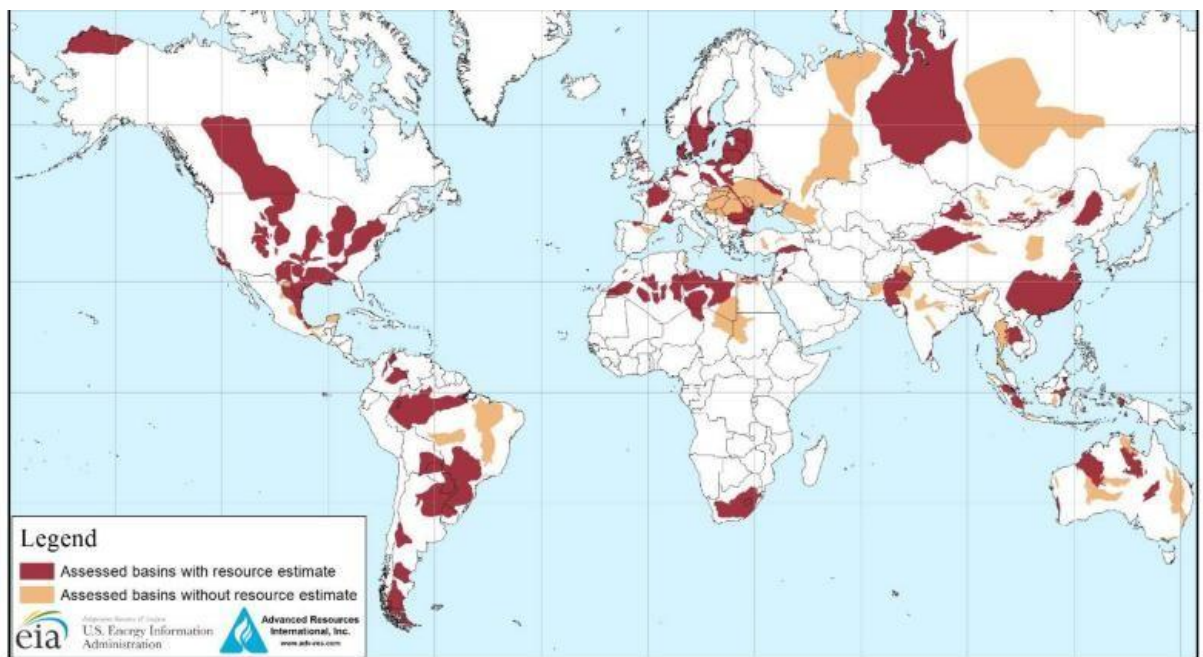
Le gaz de roche-mère : un intérêt grandissant dans le monde, selon un rapport de l'administration américaine de l'information en énergie (AIE), sur une étude d'estimation des ressources gaz shale à l'échelle mondiale sur 14 régions hors de l'Amérique.

Les informations géologiques préliminaires et les données des réservoirs qui sont collecté pour chaque formation majeure de shale, comprennent les caractères clé suivant :

- L'environnement de dépôt de shale (marine ou non marine).
- La profondeur.

- La structure, y compris les failles.
- Les intervalles de shale grossier.
- L'épaisseur des shale grossier pur et les shale grossier riche en matière organique.
- Le carbone organique totale COT.
- La maturité thermique.

Selon le rapport annuel de l'EIA (U.S. Energy Information Administration) de 2013, les réserves mondiales (ou ressources récupérables par la technologie actuelle) du gaz de roche-mère sont estimées à 206700 milliards de m<sup>3</sup> soit environ 30% des réserves mondiales en gaz naturel. Elles se répartissent sur 41 pays (Figure 07).



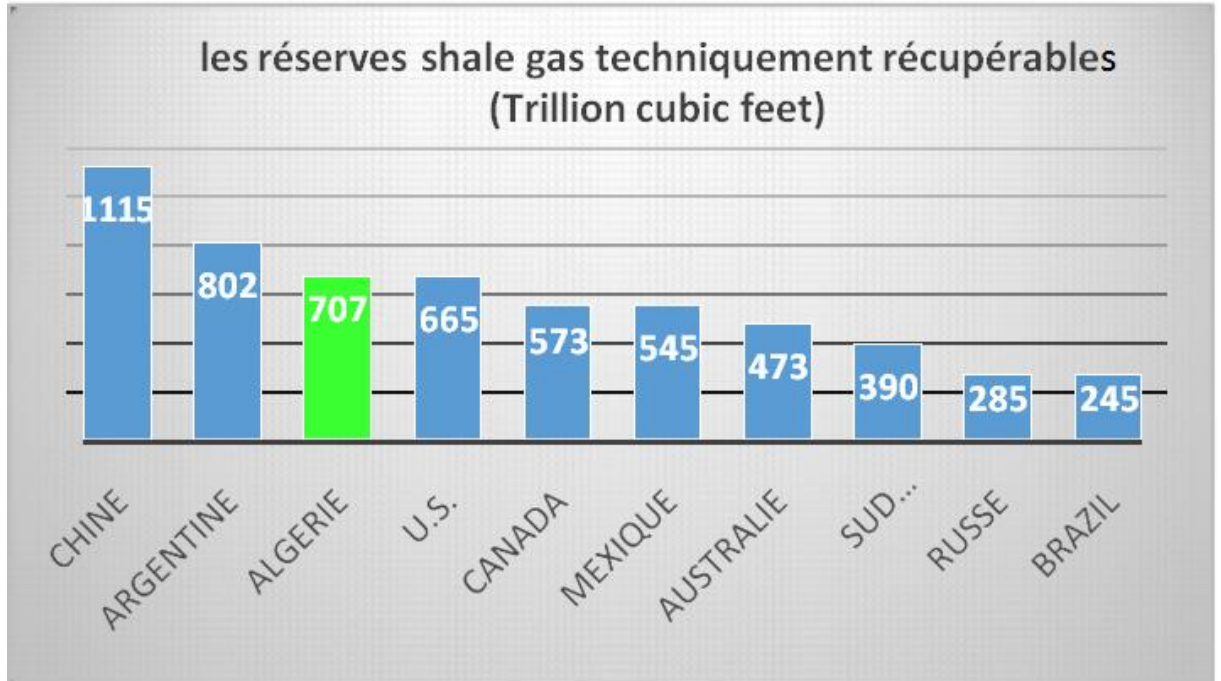
**Fig. 07:** Carte de distribution des bassins de shale oil et shale gas à travers le monde (EIA, 2013).

La figure (Figure 08) montre la localisation des bassins et des régions analysés, Les zones représentées en rouge indiquent les ressources mondiales de *shale gas* et *shale oil* déjà estimées et qui sont techniquement récupérables.

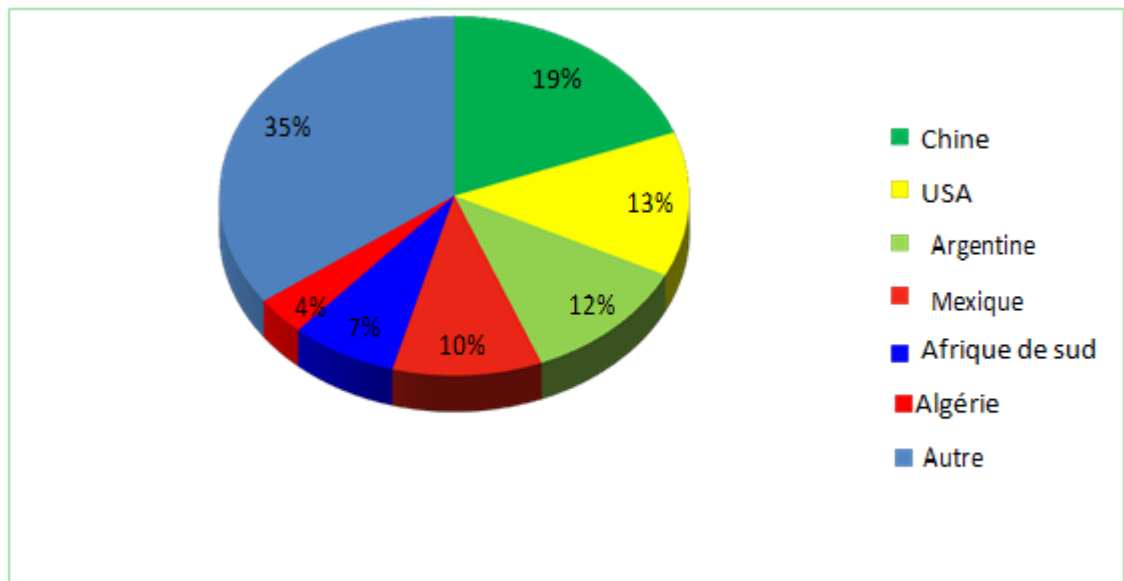
Les zones représentées en orange indiquent des ressources de *shale* déjà étudiées mais sans estimation de leurs réserves, à cause du manque d'informations nécessaires à l'évaluation.

La Chine, l'Argentine, l'Algérie et les Etats-Unis dans cet ordre, seraient les plus gros détenteurs mondiaux. De nombreux pays n'ont pas encore réalisé la prospection ou n'ont pas communiqué leurs chiffres (Figure 08).

D'après les deux rapports fournis par l'EIA en 2011 et 2013, on remarque que les réserves mondiales récupérables sont en augmentation remarquable pendant les deux années, en Algérie ces réserves sont estimées de 230 Tcf en 2011, ce chiffre est atteint à 707 Tcf en 2013.



**Fig. 08:** Classement des plus grands pays détenteurs de shale gas (API, 2013).

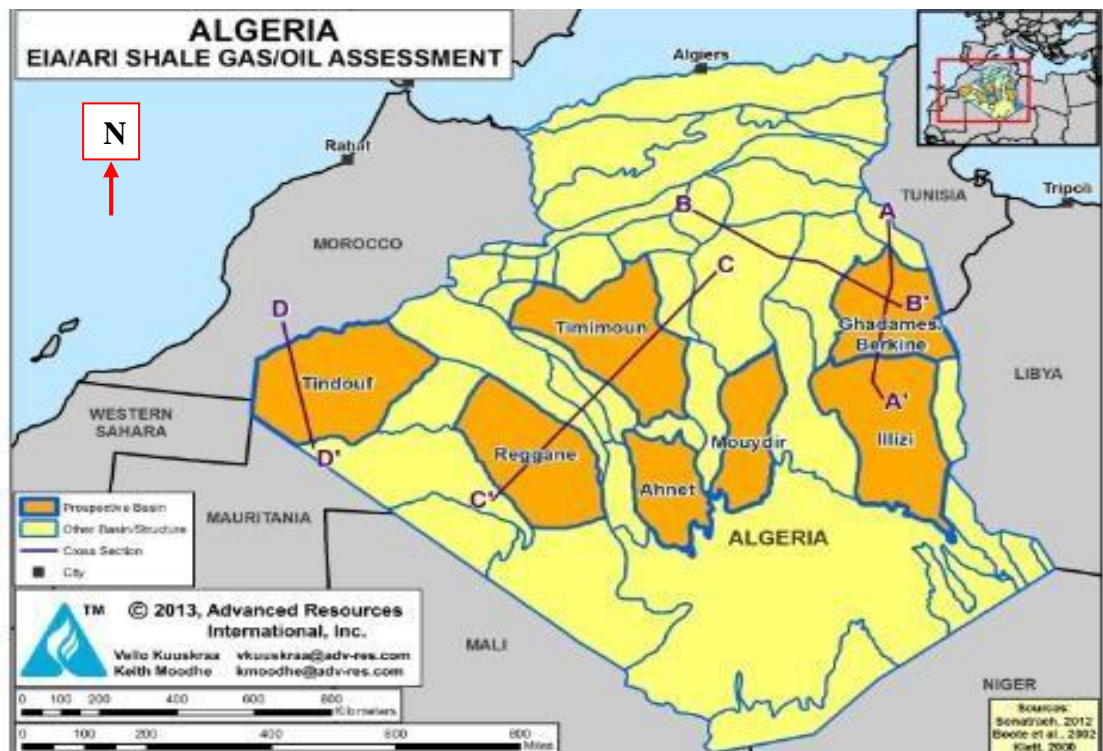


**Fig. 09:** Les ressources techniquement recouvrables en gaz de shale (EIA, 2011).

## 8. Le potentiel de *shale gas* en Algérie

La compagnie nationale des hydrocarbures (Sonatrach) a déjà lancé un projet pilote dans le bassin d'Ahnet, dans le sud du pays. Elle prévoit une production commerciale de 20 milliards de m<sup>3</sup>/an de gaz de schiste à l'horizon 2022. Le forage de onze puits d'exploration de *shale gas* est prévu sur une période s'étalant de 2021 à 2027.

L'Algérie a deux grandes formations de *shale*, le Silurien Tannzruft *shale* et le Dévonien Frasnian *shale*, ce pays compris 7 bassins : Tindouf, Timimoune, Reggan, Ghadames/Berkine, Illizi, Mouydir et le Bassin de l'Ahnet, comme les montre la figure ci-dessous. Ces bassins contiennent environ 3419 Tcf du gaz en place, la quantité techniquement récupérable est estimée à 707 Tcf, soit 20% du volume totale en place.



**Fig. 10:** Les bassins de shale gaz et shale oil en Algérie (Kaced, M 2013).

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

- le Silurien inférieur
- Le Frasnien inférieur
- Le passage Cénomaniens-Tournaisien

Les deux premiers niveaux caractérisant la plate-forme Saharienne tandis que le

troisième horizon est lié au Nord de l'Algérie et dans une moindre mesure au sillon de Melghir.

**Tab. 01:** L'épaisseur des Hot shales dans quelques bassins en Algérie et leurs pourcentages COT correspondant (Sonatrach, Exploration 2009).

Stratigraphic levels	Basin	hot shales thickness (m)	TOC (%)
<b>Silurian</b>	Illizi	10 - 100	2 - 10
	Berkine	10 - 60	2 - 8
	Mouydir	5 - 35	2 - 4
	Oued Mya	30 - 60	4 - 10
	West Hassi R'mel (Tilrhemt - Djofra)	50 - 150	2 - 10
	Cuvette de Sbaa	10 - 140	2 - 6
	Reggane	40 - 100	3 - 5
	Tindouf	15 - 20	2 - 6
	Béchar	10 - 200	0,5 - 4,5
	Ahnet	50 - 150	1,5 - 4
<b>Frasnian</b>	Illizi	0 - 50	2 - 6
	Berkine	15 - 160	3 - 10
	Reggane	30 - 80	1,5 - 2,8
	Béchar	0 - 50	4
	Ahnet	10 - 140	4

### 8.1. 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. Quelques régions sont dépourvues par suite de l'érosion hercynienne. Le dépôt des argiles radioactives suit la glaciation finie ordovicienne et correspond à la première transgression marine majeure du Paléozoïque. La radioactivité est surtout liée à la forte concentration en uranium. Les épaisseurs varient de 10 m à 100 m situés dans le bassin d'Ahnet, de Berkine, d'Illizi, d'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 Rmel, 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 plate-forme 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 NW 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.

## **8.2. Le Frasnien inférieur**

Après une période d'instabilité du Lochkovien à l'Emsien, le Frasnien inférieur, phase de calme relatif, voit une transgression s'étendre sur la plate-forme Saharienne. Par la suite, les différentes phases tectoniques, principalement les phases hercyniennes, vont affecter la plate-forme entraînant l'érosion des séries, en particulier du 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 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 Timimoun, et de Ahnet, dans le centre des bassins de Tindouf, de Reggane et de Ghadamès, le kérogène est en phase à gaz (gaz sec à condensat).



## 9. Mode d'extraction

Pour extraire les hydrocarbures contenus dans des roches mères non poreuses et imperméables, il est nécessaire de créer un bon drainage dans la roche.

Il faut donc que le forage traverse la formation riche en gaz sur de longues distances. C'est pourquoi on réalise des forages horizontaux sur des distances pouvant atteindre 2 km (Figure 11), ainsi il faut créer des fissures artificielles par la fracturation hydraulique multi-stage, au travers desquelles le gaz va pouvoir se déplacer en direction du puits de production.

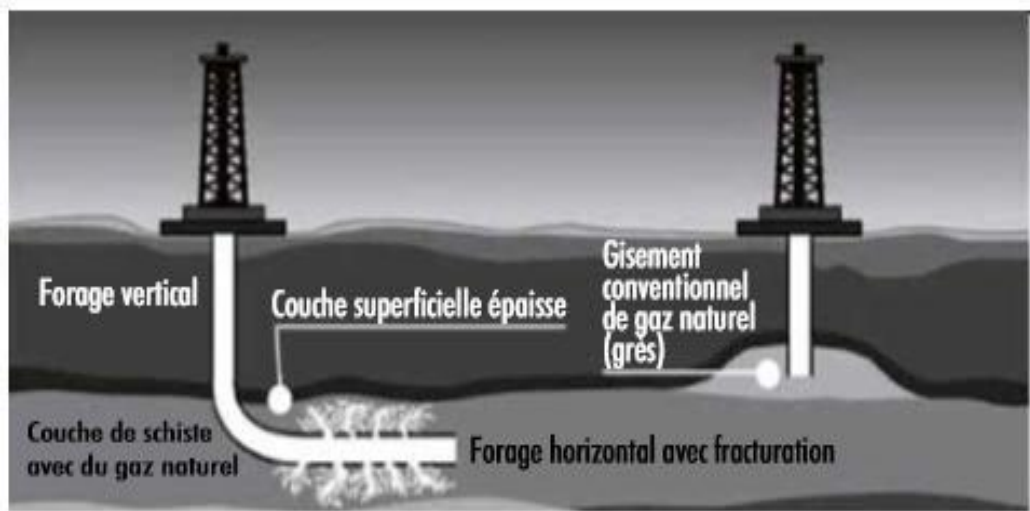


Fig. 11: Forages conventionnels et non conventionnels (Favreau, 2013).

## 10. Impacts environnementaux

Les exigences environnementales sont considérées comme des paramètres qui spécifient l'exploitation du *shale gas*, à cause de son influence sur l'environnement, parmi les impacts majeurs de *shale gas* on cite :

- Occupation de surface : l'exploitation nécessite un réseau de pistes et plateforme de forage très denses.
- Le volume d'eau utilisé par la fracturation est trop élevé par rapport aux autres besoins, L'exploitation des *shales gas* par fracturation hydraulique nécessite l'injection de fluide, sous pression de 600 bars, de grandes quantités d'eau (une moyenne de 15000 m<sup>3</sup> par puits), de composants chimiques et de sable.
- La contamination des nappes aquifères, En cas de fuite au cours de fracturation, soit par la mauvaise cimentation des couches aquifères, soit par extension des fractures. les produits chimiques peuvent s'infiltrer dans les nappes phréatiques souterraines (cas du Texas), qui peut résulter d'une pollution des eaux potables

- Les *shales* contiennent de métaux lourds et éléments radioactifs. La fracturation peut conduire à leurs libérations et à leurs remontées à la surface.
- Pollutions des sols suite aux rejets en surface.

### **Conclusion**

Physiquement et chimiquement, rien ne différencie un hydrocarbure non conventionnel d'un hydrocarbure conventionnel : il s'agit toujours de pétrole (hydrocarbure liquide) ou de gaz (gaz naturel, principalement composé de méthane).

Le classement d'un hydrocarbure dans l'une ou l'autre catégorie tient aux conditions d'accumulation de cet hydrocarbure dans le sous-sol et aux types de technologies à mettre en œuvre pour l'en extraire.

L'industrie pétrolière nomme conventionnels les gisements contenus dans des roches poreuses et perméables et dont l'exploitation est relativement facile, elle nomme non conventionnels tous les autres, la limite entre les deux notions évoluant cependant au cours du temps avec les progrès de la technologie : dans toutes les industries, ce qui était hier technologie de pointe peut être aujourd'hui méthode de routine.

L'Algérie est une pays riche en matière de gaz de schiste, qui nécessite une étude sur ce dernier.

---

## Chapitre II

# Géologie Régionale et Locale de la zone d'étude

---

*Ce deuxième chapitre est subdivisé en deux parties.*

*En premier, on présente succinctement la géologie régionale du bassin d'Ahnet qui est de type intracratonique.*

*En deuxième partie, nous aborderons la géologie locale du champ de Ain Enakhal qui fait partie de ce dernier, et les caractéristiques du réservoir Frasnien Argileux qui fait l'objet de notre étude.*

## I. Géologie régionale de bassin d'Ahnet

### Introduction

L'Algérie fait partie du Nord-Ouest de l'Afrique et comprend deux grands domaines, le domaine atlasique et le domaine saharien.

Le domaine atlasique est structuré pendant le cycle alpin, il est séparé du Sahara par l'accident sud atlasique.

La plate-forme saharienne est un domaine qualifié de stable à relativement rigide. Elle est située au sud de la chaîne atlasique et, limitée au nord par l'accident sud atlasique et au sud et au sud-ouest, respectivement par les boucliers Touareg et Reguibat. Cette plate-forme cratonique est recouverte d'une série sédimentaire allant du Cambrien au Carbonifère.

La dalle saharienne est subdivisée en trois provinces de point de vue pétrolier :

- **La province occidentale** : elle comprend les bassins de Bechar, de Reggane, de l'Ahnet, de Mouydir, de Timimoun et la cuvette de Sbâa.
- **La province triasique (centrale)** : elle est située dans la partie septentrionale de la plate-forme saharienne.
- **La province orientale (synéclyse orientale)** : elle comprend le bassin d'Illizi et Berkine séparés par le môle de d'Ahara.

### 1. Situation géographique

Le bassin d'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 km<sup>2</sup>.

### 2. Cadre géologique

Il est limité par :

- Au nord par le plateau de Tademaït et l'ensellement de Djoua, qui le sépare du bassin de Timimoun (Gourara).
- 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 Sbâa.
- A l'Est par le môle d'Arak-Idjerane, qui le sépare du bassin de Mouydir.

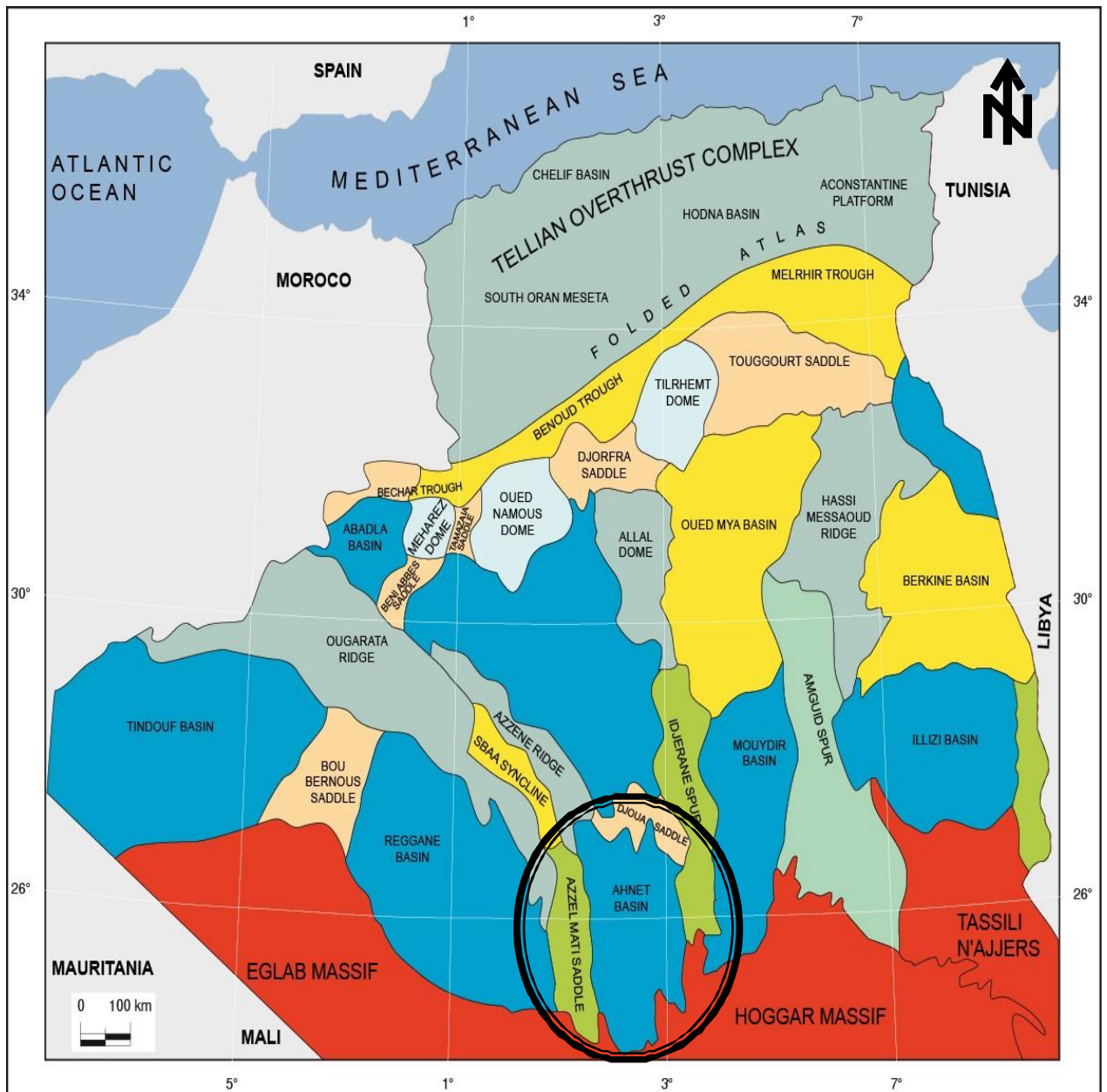


Fig. 12 : Situation géographique du bassin Ahnet (Sonatrach-Exploration).

### 3. Historique des recherches géologiques et géophysiques dans le bassin de l'Ahnet

Le bassin de l'Ahnet a été la première région du Sahara Algérien à avoir fait l'objet d'une exploration et découverte des hydrocarbures.

En 1908 GAUTIER a présenté la première esquisse géologique de l'Ahnet par simple observation et collecte de quelques indices.

Plusieurs études sur les fossiles ont été réalisées également par FLAMANT et HAUG dont les résultats furent illustrés dans la thèse de FLAMANT sur la géologie saharienne.

En 1931 BOUCART et MONOD reprennent les études géologiques dans la région. Les résultats de leurs travaux illustrent la monographie de la région de l'Ahnet.

Ainsi MONOD réalisé le premier levé topographique de la région. Tous ces travaux d'exploration ont été clôturés au cours du congrès géologique international d'Alger en 1952, durant lequel une thèse fut présentée.

➤ De **1952 à 1959** :

C'est la période durant laquelle plusieurs compagnies telles que la **CREPS**, le **B.R.P**, la **C.E.P**, la **S.N.REPAL**, la **C.P.A** se sont lancés à une intense activité d'exploration en forant une trentaine des puits (**BZ-1, MH-1, TH-201...**), tous implantés sur les structures de surface. Cette exploration fut soldée par un succès très encourageant, qui conduisit à la première découverte des accumulations des hydrocarbures dans la région de l'Ahnet à Djebel Berga (BG<sub>1</sub>), par la compagnie C.R.E.P.S\* en 1953. Cette découverte prouve, pour la première fois l'existence à des hydrocarbures dans la plateforme saharienne.

➤ De **1959 à 1971** :

Durant cette période les activités d'exploration ont connu un ralentissement dans le bassin de l'Ahnet, et ceci pour certain nombre des raisons :

- D'abord à cause de la découverte d'huile en **1956** dans la région d'Illizi et du gisement géant de Hassi Messaoud.
- Par l'éloignement de l'Ahnet et les difficultés de l'alimentation en eau du chantier
- Aussi la faible quantité des hydrocarbures obtenue lors des essais des puits déjà forés, décourage les compagnies à poursuivre leur exploration et à développer les champs déjà découverts.

➤ De **1971** à l'actuel :

La nationalisation des hydrocarbures a permis à la Sonatrach d'effectuer des nombreuses explorations dans la région de l'Ahnet basées sur la sismique de réfraction et de réflexion qui mettront en évidence plusieurs structures anticlinales très importantes en subsurface. Parmi ces anticlinaux on peut citer : celui de Garet El Guefoul et Bahar El Hamar, qui est l'une des régions contenant les plus importants pièges structuraux.

Toutes ces structures positives sont au moins connues par un sondage et les résultats furent satisfaisants.

## 4. Stratigraphie

### 4.1. 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 Eglabs (W.E.C, 1995).il comprend deux unités différentes ; le socle et la partie sommitale infracambrienne.

#### a.Le socle

Il est de nature volcano-métamorphique, formé de micaschistes et d'amphibolites recoupés par des intrusions magmatiques (Boujemaa, 1987) il semble être de même nature et de même âge que le pharusien occidental affleurant au Hoggar occidental (Beicip, 1972)

#### b.La série intermédiaire d'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 fluviale ou alternent des niveaux argileux et silteux à intercalation de Tillites marquant des épisodes de glaciations. La série intermédiaire de l'Ahnet a été décrite par Ait Kaci en 1984, Fabre et Al en 1985, comme faisant partie des molasses panafricaines du Sahara, conservés au niveau des bordures du Craton Ouest africain.

Considérée en partie d'âge Cambrien, (Caby, 1970), elle correspond à des accumulations de fin de cycle orogénique faisant ressortir des indices d'une tectonique synsédimentaire et présentant les produits de démantèlement de la chaîne pharusienne.

Le précambrien est formé essentiellement par des roches ignées, associés à des roches métamorphiques qui ont été le résultat des attribues au cambrien précoce, et ils sont déformés avant une phase érosive conduisant à la formation d'une vaste pédiplaine marquant le top de l'unité par la discordance tassilienne.

#### c.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.

### **Le Cambro-ordovicien**

#### **Le Cambrien (Unité II)**

Le cambrien est 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 fluvial avec une influence marine vers le sommet.
- Au-dessus de ces derniers dépôts, on rencontre des grés de plus en plus fins, bien lités avec la présence de tigillites, et l'apparition de faune marine, ce qui indique le faciès mixte ou de transition.

#### **L'Ordovicien**

L'Ordovicien se compose des formations suivantes de la base vers le sommet :

##### ➤ **l'Ordovicien inférieur**

Il comprend les unités **III<sub>1</sub>**, **III<sub>2</sub>** de la formation des Ajjers, limité à la base par les grés de Méribel et au toit par les quartzites de Hamra.

##### ● **Unité III<sub>1</sub>**

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, composé d'une alternance de grés quartzitiques gris vert, notons la présence de glauconie et la pyrite (Dépôts tidaux et deltaïques).

##### ➤ **Les argiles d'El Gassi**

Argiles noires et micacées à passées de silstones avec la présence de la glauconie qui représente le résultat 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, moyennement consolidés contenant des débris de brachiopodes, la glauconieux et silico-argileux avec de rares passées argileuses indurées et silteuses (marin peu profond à deltaïque).

##### ● **Unité III<sub>2</sub>**

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 ; On note aussi la présence de tiggillites avec des passées d'argile, elles sont généralement fissurées.

L'épaisseur de ce niveau est estimée de 50 à 250 m et qui est sous-jacente à la discordance anté Arénigienne (Dévonien inférieur), marquant un épisode de soulèvement (Plate-forme sous influence de la tempête) ;

- **Unité III<sub>3</sub>**

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 grés et les argiles d'Ouargla**

Cette formation repose en discordance sur les quartzites de Hamra. Elle est représentée par des alternances de grés blancs à gris clair, avec des argiles légèrement carbonatées.

- **Les argiles de Tiferouine**

C'est une formation d'argile noire indurée silteuse et micacée parfois pyriteuse avec des fines passées variées de grés quartzitique ou quartzite gris clair très fine.

- **Les argiles d'Azzel**

Formées généralement d'argiles gris foncé à gris noir, indurées, silteuses, micacées parfois carbonatées avec des passées de grés gris à gris clair, fins à très fins, quartzitiques, compacts et durs (plate-forme ouverte et rampe) .

- **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 grés d'Oued Saret**

Sont représentés par des grés gris clair à gris foncé, compacts, à ciment silico-argileux à fines passées d'argiles noires parfois légèrement dolomitiques (fluviale à tidal) ;

- **Les grés d'El Goléa**

Ce niveau est formé essentiellement par des quartzites avec des passées d'argile et de silstones.

- **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, subanguleux et anguleux avec parfois de fines intercalations de silstones argileux (front deltaïque, influence glaciaire) avec des passages de grés fins.

- **Les grès de Ramade (Dalle de M'ekratta)**

Ils forment la partie sommitale de l'Ordovicien et présentent un faciès gréseux et quartzique ; ces grès quartziques sont gris à blancs, fins à moyens parfois grossiers avec parfois de fines intercalations d'argiles.

Ces dépôts ont subi une sédimentation rapide dans des conditions lacustres et fluvio – deltaïques, juste après les différentes périodes de glaciations.

### **Le Silurien**

Les dépôts siluriens reposent en discordance stratigraphique sur les grés 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.

### **Le Dévonien**

Il est subdivisé en trois sous-systèmes :

- Dévonien inférieur

- Dévonien moyen

- Dévonien supérieur.

#### **a. Dévonien inférieur**

Comparativement aux deux sous-systèmes, il présente une plus grande extension géographique.

➤ **Gédinnien**

C'est un ensemble argilo-gréseux, composé essentiellement d'alternances plus ou moins régulières d'argiles grises à gris foncé, feuilletées, silteuses, micacées, légèrement dolomitiques, et de grés gris à blancs, fins à moyens, localement grossiers à ciment siliceux devenant parfois quartzitiques et de fines passées de silstones gris, argileux, micacés et durs compacts.

➤ **Siégénien** (*barre quartzique*)

Cette barre massive, compacte, complètement azoïque est représentée par des grés fins à moyens parfois grossiers, gris clair et gris brun à ciment siliceux à silico-carbonatés, micacés, avec de rares passées d'argiles gris foncé à noires, siliceuses, micacées et localement pyriteuses.

➤ **Emsien**

Il est d'une large extension dans les deux bassins où a été épargné par l'érosion hercynienne. Par contre, il est érodé sur les parties élevées des ensellements d'Azzène et d'Azzel Mati.

L'Emsien est représenté par une série argilo-gréseuse grise à gris noir, silteuses, micacée, souvent très fossilifère.

## **b. Dévonien moyen**

Le Dévonien moyen connaît un retour à des conditions marines avec dépôts des argiles puis des calcaires du Givétien.

Il est représenté par les étages ; l'Eifelien et Givétien.

➤ **L'Eifelien** (ancien Couvinien) :

Il est composé d'argiles gris foncé localement carbonatées à passées de silstones et de calcaires argileux.

➤ **Givétien** : (28 – 58 m).

Il est représenté à prédominance calcaire avec encore quelques intercalations argileuses noires plus ou moins schisteuses.

## **c. Le Dévonien supérieur**

Il correspond aux formations des argiles de Marhouma ou de Temertasset, son épaisseur atteignant 1400m dans les parties les plus subsidentes du bassin de Timimoun. Il est subdivisé en trois formations : Frasnien, Famennien et Strunien.

➤ **Frasnien** : (102 – 344m)

Il débute par un banc calcaire microcristallin souvent argileux avant de laisser place à des

argiles gris foncé à noires parfois entrecoupées de bancs de calcaires blanchâtres. Les argiles basales noires et radioactives constituent d'excellentes roches mères, comparables au Hot Shales du Silurien basal.

➤ **Famennien** : (435 – 994m)

Il se compose d'argiles gris foncé à noires, plus ou moins charbonneuses, pyriteuses et très fossilifères avec quelques bancs calcaires gris foncé.

Le Frasnien et le Famennien (excepté le Strunien) sont dans la logique de dépôts du Dévonien moyen avec une sédimentation franchement marine (argiles). Il faudra attendre la fin du Famennien (Strunien) pour voir réapparaître du matériel terrigène en relation avec une régression.

### **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. Il comprend deux termes :

➤ **Tournaisien**

Généralement il débute par des argiles noires, indurées, feuilletées, silteuses, pyriteuses, micacées avec de fines passées de grés gris blanc, fins avec un ciment siliceux. Vers le milieu de cette formation en tendance à voir des argiles gris foncé à noires, finement micacées, traversées par endroits par des tubulures gréseuses verticales, comprenant de fines intercalations irrégulières lenticulaires ou nodulaires de grés fins gris à gris verdâtre.

➤ **Le Viséen**

Il est formé d'argiles grises à gris foncé, silteuses, micacées, parfois légèrement carbonatées avec de films centimétriques de grés blancs à gris clair, fins, légèrement micacés. Du point de vue paléontologique, il est rencontré dans les argiles des Crinoïdes, des débris de Lamellibranches et des Brachiopodes.

### **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.

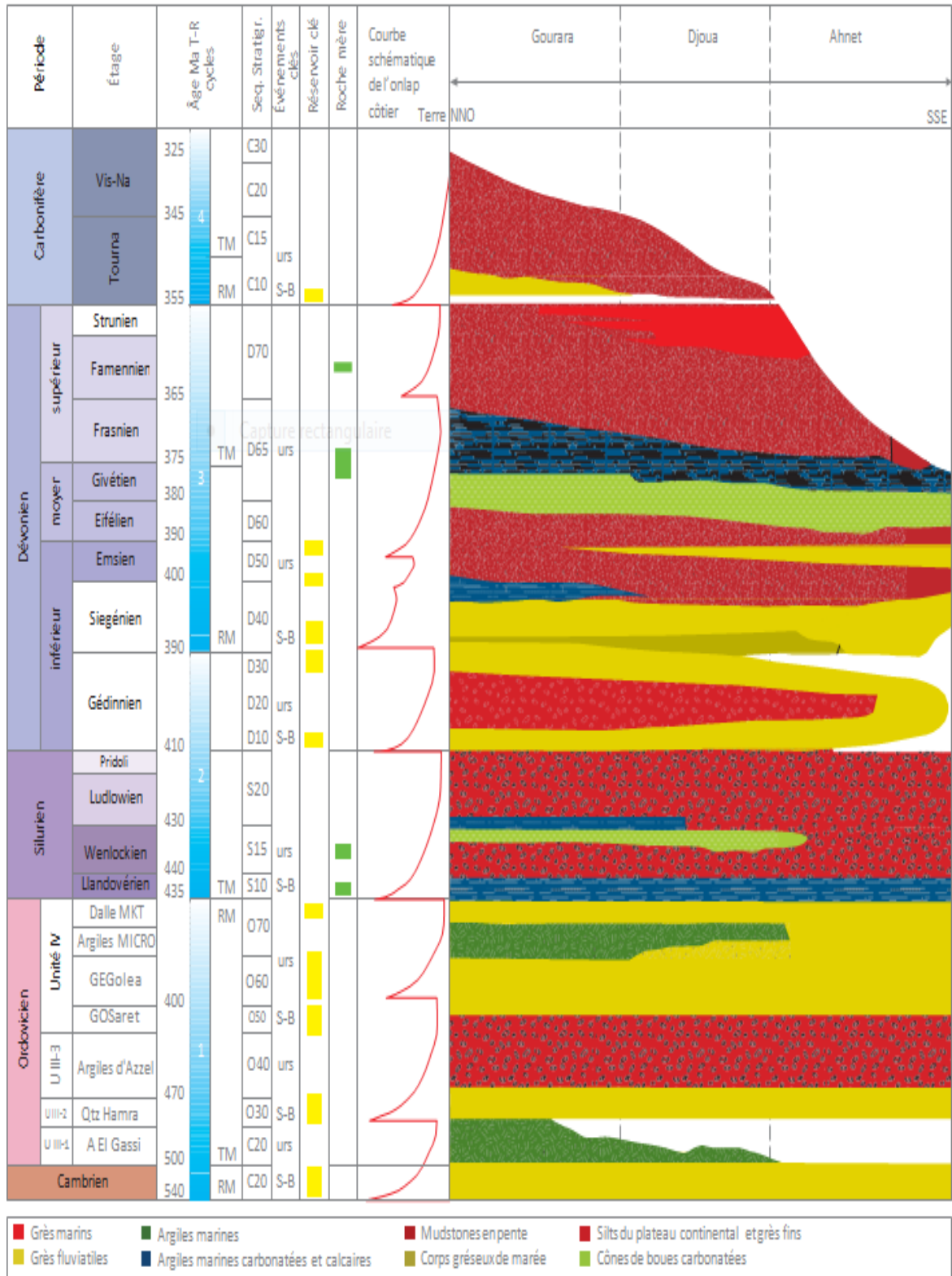
### **Le Crétacé**

#### **a. Le Crétacé inférieur**

Il est représenté par des argiles versicolores, avec des passées de calcaire dolomitique micro cristallin.

**b. Le Crétacé supérieur**

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



**Fig. 13 :** Colonne litho-stratigraphique du bassin de l’Ahnet (WEC 2007).

## 5. Tectonique

Le bassin de l'Ahnet se distingue des autres bassins de la plate-forme saharienne par sa complexité tectonique et son degré de structuration intense. Le bassin d'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 Éburnéenne et le bouclier Targui cratonisé au cours du cycle Panafricain, leur collision a certainement créé une tectonique cassante au niveau du substratum.

L'image structurale actuelle a principalement été acquise lors de l'Orogenèse hercynienne qui a complètement modelé ce bassin fortement influencé par la tectonique héritée du Panafricain, (A.Rahmani).

Ces évènements ont donné naissance à trois domaines structuraux bien distincts qui sont:

### a. 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.

### b. Ahnet central

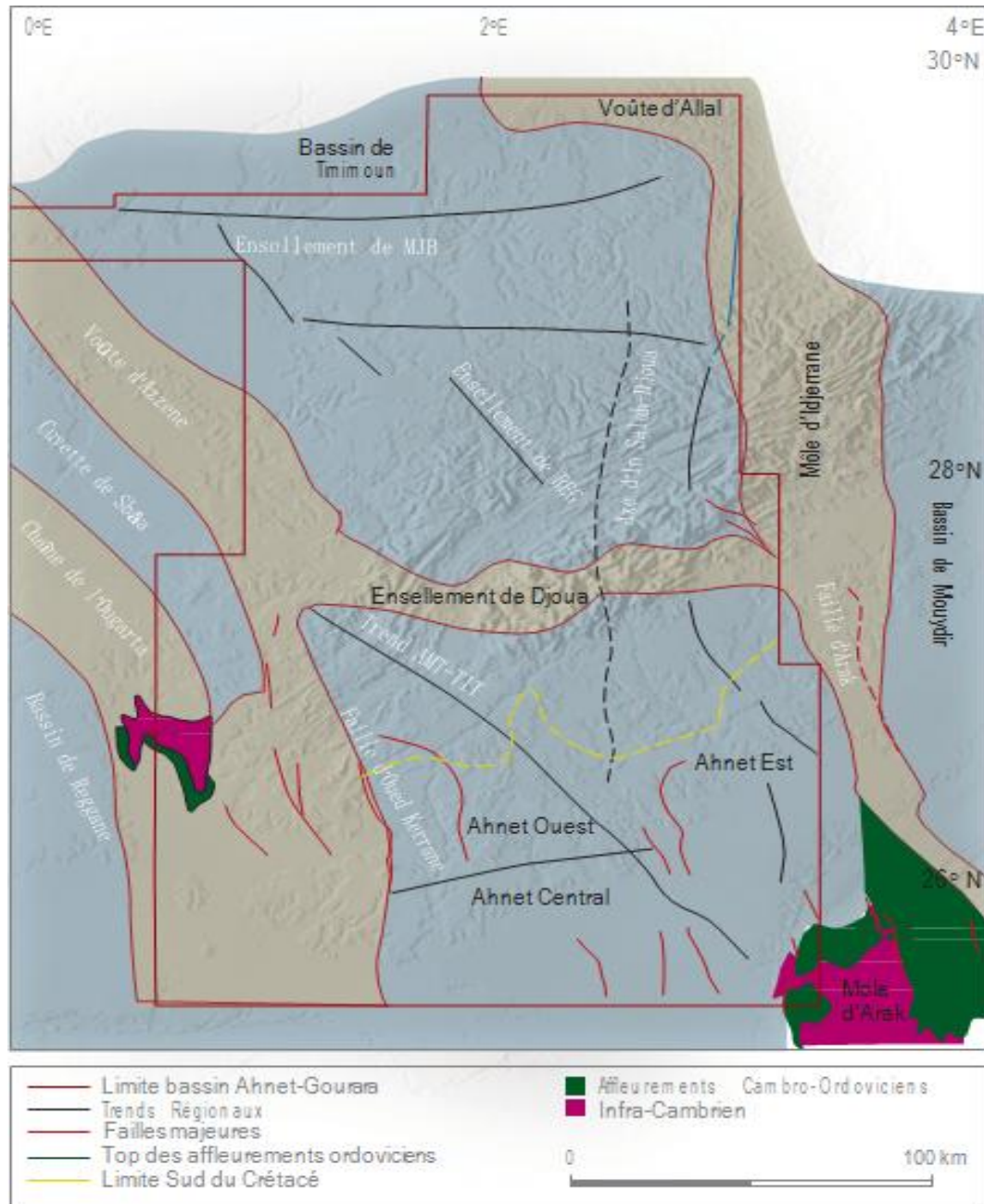
Elle est située entre l'Ahnet occidental et l'Ahnet oriental. Elle constitue la zone la plus profonde du bassin révélant des aspects structuraux légèrement différents des zones précédentes.

Elle montre de nombreuses structures anticlinales de grandes dimensions telles que Bahar El Hammar, Garet El Guefoul, Oued Djaret, Tirechoumine.

Ces structures sont associées à des failles verticales avec des rejets importants pour une plate- forme considérée stable.

### c. 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.



**Fig 14. :** Carte structurale et éléments tectoniques du bassin de l'Ahnet (WEC Algérie 2007).

### Aspect pétrolier

#### \*Les roches mères

Il existe au niveau du bassin de l'Ahnet deux principales roches mères : les argiles radioactives du Silurien et les argiles du Frasnien.

Les niveaux argileux du Dévonien Inférieur et Supérieur sont des roches mères potentielles relativement moins importantes que les deux premières parce qu'elles sont moins riches et d'extension limitée.

La roche mère susceptible d'alimenter les réservoirs du Dévonien Inférieur est celle du Silurien. Il existe un important développement de la roche mère Silurienne avec un trend d'évolution de la richesse qui se développe dans la partie centrale du bassin et s'appauvrit vers la périphérie.

Les roches mères pouvant générer des hydrocarbures dans le bassin de l'Ahnet se trouvent à différents niveaux du Paléozoïque il s'agit de :

#### **a. Les roches mères du Carbonifère**

Ces roches ne représentent un intérêt pétrolier que dans la partie Nord-Est de la dépression de l'Ahnet. Les roches mères ont des propriétés pétrolières suffisantes à bonne. Elles ont généré de HC gazeux dans ce bassin. Le potentiel pétrolier a été réalisé à 70% environ (puits Tit.1).

Les caractéristiques géochimiques du Carbonifère (Viseen-Tournaisien) montrent une présence de matière organique dans le Tournaisien très avancée.

La teneur en C.O.T moyenne est de 0,85%.

#### **b. Les roches mères du Dévonien supérieur**

Ces roches sont représentées généralement par les formations argileuses du Frasnien et du Famennien et à un degré moindre par celles du Strunien, où l'on observe une richesse en matière organique de type mixte humique. Le degré de maturation varie considérablement dans la partie Nord-Est et au Sud. Il est au stade du gaz humide et sec.

La teneur en matière organique atteint. 3,9%.

Les paramètres géochimiques caractérisant la matière organique nous indiquons que les roches mères ont généré des hydrocarbures gazeux en général.

#### **c. Les roches mères du Dévonien Moyen**

Elles sont représentées par les argiles carbonatées avec rares passées de calcaire. Ces roches mères ont une teneur en matière organique très élevée située au stade de génération de gaz sec. Elles présentent de bonnes caractéristiques pétrolières pouvant alimenter les réservoirs du Dévonien inférieur. Sa concentration moyenne est de 4% environ et son potentiel initial de 28kg/t.

#### **d. Les roches mères du Silurien**

Les argiles du Silurien sont très répandues dans le bassin de l'Ahnet avec des épaisseurs



pouvant atteindre 700m.

Ces argiles Siluriennes ont généré des hydrocarbures de type gaz sec. Leurs teneurs en matière organique oscillent entre 0,5 et 3,5%. D'après les teneurs en MO, les valeurs du potentiel pétrolier initial (PP<sub>0</sub>) et de l'indice d'hydrogène (IH<sub>0</sub>) elles ont de bonnes à très bonnes propriétés pétrolières.

#### **e. Les roches mères du l'Ordovicien**

Les argiles de l'Ordovicien correspondent à 5% de l'épaisseur des dépôts (environ de 700m). Les propriétés pétrolières sont suffisantes à bonnes. La teneur moyenne en matières organiques est égale à 0,79%. Dans les parties les plus subsidentes du bassin d'Ahnet, la génération des hydrocarbures à partir de ces roches mères dépasse le stade de la génération du gaz sec (enfouissement important + flux thermique important).

#### **\*Les roches réservoirs**

Tous les grès du Paléozoïque peuvent être considérés comme des roches réservoirs potentielles dont les principaux niveaux productifs de gaz sont décrits ci-après.

#### **a.Réservoirs du l'Ordovicien**

Les grès d'El Goléa et Les quartzites de Hamra sont du type fluvio-glaciaire à marin peu profond, sont fins à grossiers bien cimentés. Cette unité est caractérisée par d'importantes variations de faciès et d'épaisseur. La porosité varie de 3 à 14 %. La fracturation est le facteur principal qui contrôle les qualités des réservoirs.

#### **b.Réservoirs du Gédinnien**

Le faciès est lié à un environnement de plateau continental dominé par les marées et tempêtes se présentant sous forme de bancs de grès métriques alternés avec des argiles. L'épaisseur des grès utiles varie de 10 à 65 m. Les porosités varient de 10 à 15 %.

#### **c.Réservoirs du Siegénien**

Cette formation est caractérisée par une série gréseuse épaisse et continue, associée à un environnement fluvial avec des influences marines. Ces grès sont fins à moyens et fortement quartzitiques. La distribution des qualités réservoirs est très peu documentée, la porosité pouvant varier de 1 à 20 %.

#### **d.Réservoir de l'Emsien**

L'Emsien est représenté par des grès grossiers et même conglomératiques, déposés dans un environnement estuarien. Ce réservoir est d'extension limitée. Les grès utiles peuvent atteindre une épaisseur de 25 mètres et la porosité est de l'ordre de 20 %. Les facteurs clés, pour ce réservoir, sont liés aux vallées incisées et au degré d'enfouissement des sédiments.

### **e. Réservoir du Tournaisien**

Les grès du Tournaisien sont caractérisés par un faciès de type Fulvio-estuarien à deltaïque. C'est un grès moyen à grossier de plusieurs mètres d'épaisseur, avec des stratifications entrecroisées, obliques et des rides au sommet de la séquence. L'épaisseur des grès propres varie de 2 à 25 m avec des porosités maximales de 24 %. Les perméabilités atteignent 400 md. Le principal facteur qui contrôle les qualités du réservoir est lié à l'environnement de dépôt.

#### **\*Les roches couvertures**

Dans le permis In Bazzène comme partout ailleurs dans l'Ahnet central, les réservoirs du Dévonien inférieur sont recouverts par les argiles du Couvinien, de l'Emsien et des alternances argileuses du Gédinnien, ainsi que par l'épaisse couverture argileuse du Dévonien supérieur avec une puissance de plus de 1000m.

Quant au réservoir Cambro-Ordovicien, sa couverture est assurée par les Argiles de l'Ordovicien et par l'épaisse série argileuse du Silurien de 600m environ.

#### **\*Les Pièges**

L'exploration du bassin d'Ahnet Gourara s'est concentrée dans sa totalité sur les structures de type anticlinal ou anticlinal faillé. Mais les travaux les plus récents ont montré que les pièges peuvent être aussi du type combiné. Ces pièges combinés peuvent être liés aux vallées incisées, biseaux « pinch out » ou barrières de perméabilité. Les pièges à barrières de perméabilité sont possibles mais non encore prouvés à ce jour.

### **7. Le volume expulsé et taux de remplissage**

Le volume d'hydrocarbures expulsé est obtenu à partir de la cartographie des argiles du Silurien. Une estimation de 17 000 TCF de gaz expulsé à partir de la roche mère du silurien et Frasnien dans le bassin d'Ahnet. La modélisation a permis de déterminer approximativement que 90 à 95% de gaz a été expulsé durant la période pré Hercynienne et durant le soulèvement et 5 à 10% durant le Mésozoïque.

Un intervalle de 200MA sépare la génération des Hydrocarbures et la formation des pièges structuraux. Cette incertitude majeure peu élucidée dans la région, ajoutée à la variation du taux de remplissage observé dans les découvertes et la particularité du gaz de la région.

## II. Géologie locale de champ Ain En Nakhal

### Introduction

Le périmètre de recherche Ahnet renferme des structures de taille variable. Les sondages réalisés ont reconnu les séries du Dévonien Inférieur et du Cambro-Ordovicien et ont donné des résultats encourageants.

Le puits Ain En Nakhal-1bis (AEN-1bis), est inscrit dans le cadre du programme d'évaluation des réservoirs du Dévonien inférieur dans la partie centrale du bassin d'Ahnet.

### 1. Localisation

Le forage (AEN-1bis) sous la structure d'Ain En Nakhal-1bis est situé dans le bassin d'Ahnet sur le bloc 340a au Nord-Est de la structure d'Oued Djaret et à l'Ouest du complexe structural Bazzene-Djebel Beida.

Le puits AEN-1bis est implanté au point de tir 1109 du profil sismique 12TEG07 et aura pour coordonnées :

**Géographiques : X = 02° 20' 26,19" E & Y = 26° 40' 09,17" N.**

**UTM fuseau 31 : X = 434385,213 m & Y = 2 949729,319 m.**

**Zs = 214,657 m Zt = 221,657 m**

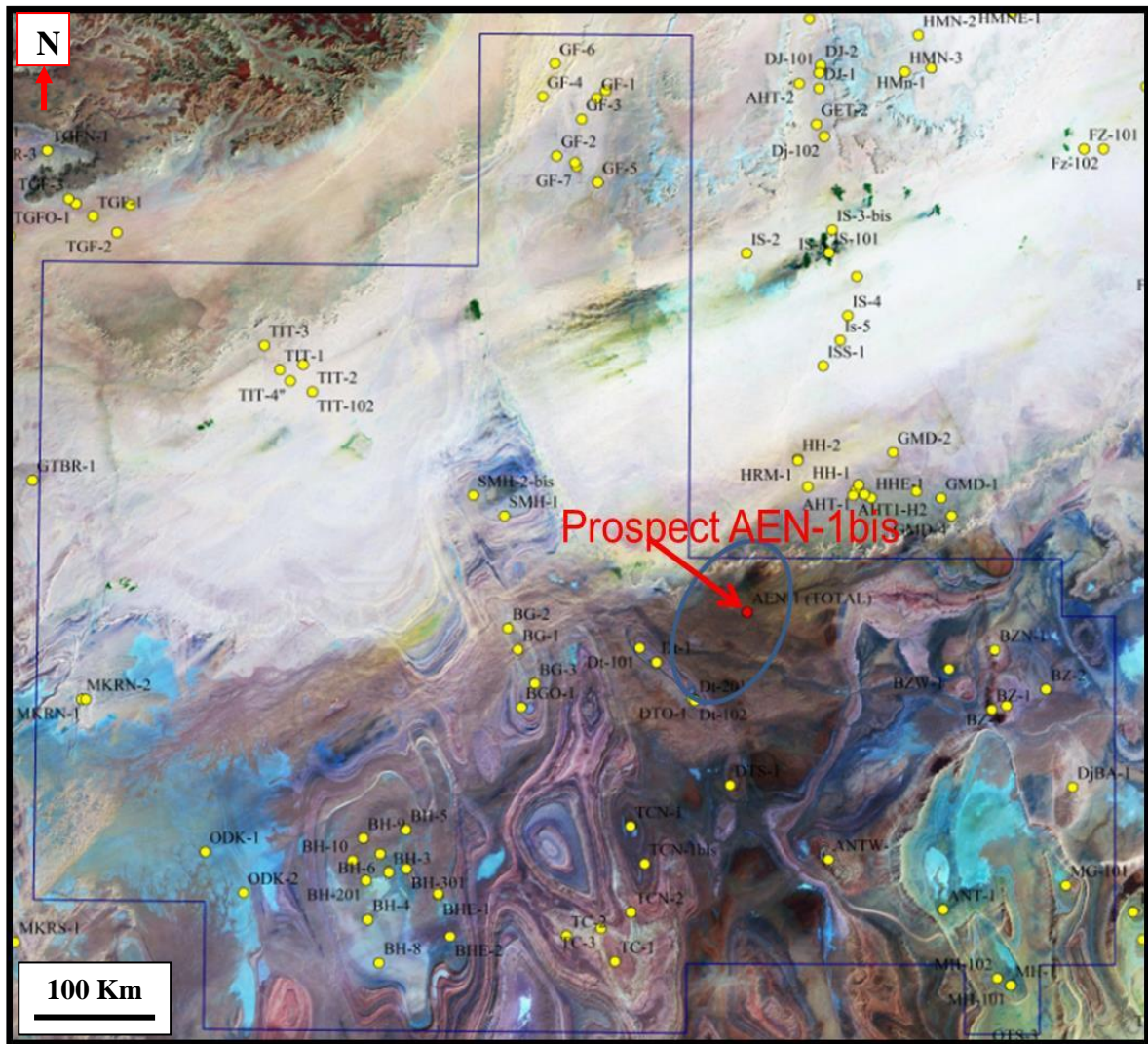
### 2. La lithostratigraphie

Le forage Ain En Nakhal-1bis (AEN-1bis) débutera par les formations du Carbonifère. Il aura à traverser les séries des formations Paléozoïques similaires à celles rencontrées dans la région. Les prévisions des tops des formations et des épaisseurs ont été estimées à partir des puits situés aux alentours du prospect. La côte finale du forage sera arrêtée à environ 2270 m, cette côte sera probablement revue au cours du forage.

La série stratigraphique type du bassin de l'Ahnet montre des formations allant du Précambrien au Carbonifère qui parfois affleurent en surface (Figure 15).

Coordinates		UTM		Geological		AIN EN NAKHAL -1 bis AEN-1bis		Basin: AHNET Permis: AHNET Bloc: 340a					
X= 434 385,213 m		02° 20' 26,19" East		Y= 2 949 729,319 m		26°40'09,17" North		Rotary Table 222,28 m		MSL 214,66 m			
RKB: 7,620 m													
Scale	Age	Etage	Top/Surf. (m)	Top-RKB (m)	Thikn(m)	Lith	Lithologie	Coaming	DST	Casing Seat Program	Mud	SBT/FI	Logging Program
0	Carbonifère	Visean + Tournaisien	0 m	8 m	395 m		Intercalation d'argile grise et de grès gris clair			26 in X 18 5/8in @ 250 m clean shale	Spud Mud	n/a	n/a
40													
80													
120													
160	Upper Devonian	Strunian	395 m	402 m	344 m		Grès blanc à gris dur moyennement, ciment silteux, Argile gris-noir, indurée micacée, pyriteuses			KCL Polymer (WBM) d= 1,15 -1,20 sg	GR Spectral, Calliper, Sonic, Résistivity, GR, Neutron, Density, GR/Resistivity/Sonic/Caliper Spectrometry Gamma/Density/Neutron CBLVDL/CCL/GR (133/8" casing)		
200													
240													
280													
320													
360													
400													
440													
480													
520													
560	Famennien	738 m	746 m	787 m		Argile grise claire dur fossilifère, Calcaires			16 in X 13 3/8in @ 1320 m clean shale	KCL Polymer (WBM) 1,15SG - 1,20SG			
600													
640													
680													
720	Frasnian	1 525 m	1 533 m	370 m		Argile gris-noir, indurée micacée avec passées de calcaires			Top Liner @ 1774m				
760													
800													
840													
880													
920													
960													
1000													
1040													
1080													
1120													
1160													
1200													
1240													
1280													
1320													
1360													
1400													
1440													
1480													
1520													
1560	MID Devonian	Givetien	1 895 m	1 903 m	8 m		Calcaire gris-blanc, let fossilifères			12"1/4 x 9"5/8 @ 1924 m			
1600													
1640													
1680													
1720													
1760													
1800													
1840													
1880													
1920	Lower Devonian	Eifélien	1 903 m	1 911 m	23 m		Argile gris-noir, indurée, micacée avec passées de calcaires			10 m above the Emsian Top			
1960													
2000													
2040													
2080	Siegenian	1 926 m	1 934 m	44 m		Grès blanc, gris clair, moyen à grossier, compact, avec passées d'argile gris foncé			9 m DST				
2120													
2160													
2200													
2240	Gedennian	1 970 m	1 978 m	105 m		Grès gris clair à gris foncé, moyen à grossier, dur, avec passées			9 m DST				
2280													
2320													
2360													
2400													
2440	Silurian	2 205 m	2 213 m	65 m		Argiles gris foncé à noire, micacée, indurée, silteuse et feuilletée, avec fines passées de calcaire blanc			8"1/2 in x 7" Liner @ 2278 m				
2480													
2520													
2560													
2600													
2640													
2680													
2720													
2760													
2800	TD	2 270 m	2 278 m										
			Total Depth (m) : 2278 m										

Fig. 15 : Fiche technique du puits Ain En Nakhal-1bis (Sonatrach-Exploration, 2017).



**Fig. 16 :** Localisation du puits AEN-1bis sur une photo satellite (Sonatrach-Exploration, 2017).

## Conclusion

Le bassin d'Ahnet est l'un des bassins les plus structurés de la plateforme Saharienne, des structures associées à des failles inverses, se dessinent en surface, et sont confirmées en subsurface par la sismique.

La série du Paléozoïque du bassin d'Ahnet renferme plusieurs niveaux réservoirs (Dévonien Inférieur, zone de passage Silurien-Gédinnien et le Cambro- Ordovicien) productifs de gaz avec des débits plus ou moins importants.

Les sondages réalisés dans le périmètre de recherche Ahnet, ont donné des résultats encourageants. Alors que le puits Ain En Nakhal-1bis (AEN-1bis), est inscrit dans le cadre du programme d'évaluation des réservoirs du Dévonien inférieur dans la partie centrale du bassin d'Ahnet qui présente le cas de notre étude.

---

## Chapitre III

# Généralités sur les Argiles

---

*Ce troisième chapitre est subdivisé en trois parties.*

*En premier, on définit les Argiles en donnant leurs origines et leurs différentes transformations.*

*En deuxième partie, on entame les classifications des minéraux argileux, en expliquant leurs microstructures.*

*En troisième partie, on présente les fameux groupes des argiles, en montrant leurs propriétés physico-chimiques.*

## Introduction

Le terme argile trouve son origine dans le mot grec "argilos" dérivé de "argos" qui signifie blanc, puis sa traduction en latin : "argilla". Cette nomination par les anciens est semble-t-il due à la couleur du matériau utilisé en céramique.

Il n'existe pas de définition unique du terme " argile ". Le mot " argile " englobe deux connotations, l'une liée à la taille des grains et l'autre à la minéralogie. La définition dépend de la discipline concernée. Le géologue ou le pédologue considèrent comme " argile " tout minéral de faible granulométrie, la limite étant fixée à 2 ou 4 microns selon les cas. Les ingénieurs s'attachent plutôt aux propriétés de plasticité des matériaux argileux quelque soit leur taille. Les céramistes regroupent les matériaux selon leur comportement au chauffage...

Généralement, les minéraux argileux sont des phyllosilicates hydratés de petite taille. Cependant des minéraux comme les illites ou les chlorites sont fréquents dans la fraction silteuse des roches magmatiques et métamorphiques; tous les minéraux argileux ne sont pas des phyllosilicates (e.g. quartz, feldspath), ni même des silicates (e.g. oxydes). Les argiles sont généralement cristallisées, même si des argiles amorphes existent (e.g. allophanes dans les sols développés sur substrat volcanique ou andosols).

Pour une meilleure caractérisation de réservoir Frasnien, il est nécessaire de reconnaître la typologie d'argile.

## 1. Origine des argiles

### 1.1. Héritage et altération

Les minéraux argileux résultant de la destruction des roches, peuvent soit resté sur place (argiles résiduelles, ex: argiles à silex, argiles de décalcification) soit être transportées sur de longues distances (ex: argiles des fonds océaniques).

En fonction des roches mères et du climat, les minéraux argileux résultant sont différents. En climat froid : l'altération est faible, les minéraux argileux sont identiques ou peu différents des minéraux de la roche (illite et chlorite), ils sont hérités de la roche d'origine. En climat chaud et humide, l'hydrolyse est poussée, la kaolinite se forme en milieu drainé, les smectites en milieu confiné. En climat tempéré, humide, l'altération est modérée, il apparaît des interstratifiés, des illites et chlorites dégradées, de la vermiculite.

### 1.2. Néoformations en milieux confinés

Les conditions de surface entraînent la dissolution des minéraux primaires contenus dans la roche mère (argileux et/ou non argileux). Les cations et anions issus de cette dissolution

passent dans la solution du sol. Si les conditions de nucléation et de croissance d'un minéral argileux sont réunies, un nouveau minéral argileux est formé dans le sol. Le minéral argileux est dans ce cas un minéral argileux secondaire néoformé.

Les argiles fibreuses se forment dans des croûtes calcaires, dans des zones à climat à saison sèche marquée, dans des milieux évaporitiques sursalés:  
\* néoformation de sépiolite par concentration des ions par évaporation (bassin lacustre actuel de Sommières, de Ghassoul au Maroc).

Certains minéraux argileux se forment en dehors des sols à partir des ions en solution.  
\* néoformation de glauconite (illite ferrifère) dans les vases littorales.  
\* néoformation des "argiles rouges des grands fonds" (smectites ferrifères provenant des vases calcaires et siliceuses et des cendres volcaniques).

## 2. Transformations des minéraux argileux

Les minéraux néoformés ou hérités peuvent évoluer pour prendre un nouveau statut en équilibre avec le nouveau milieu. On distingue les transformations par dégradation (soustraction d'ions) et par aggradation (par fixation d'ions supplémentaires). Ces transformations ont lieu aussi bien au cours de l'altération que de la diagénèse.

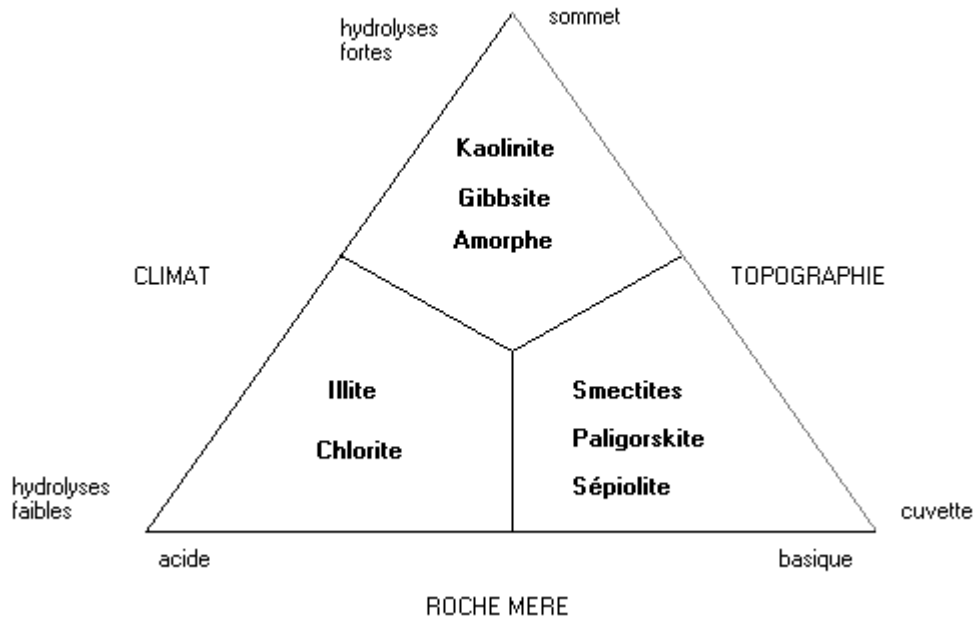
Ex.: Kaolinite -----> Chlorite  
Smectites -----> Illite

## 3. Nature des minéraux argileux

La nature de la roche-mère joue un rôle:

- \* l'altération d'une roche acide, comme le granite, donne plutôt de la kaolinite
- \* l'altération d'une roche basique, comme le basalte, donne plutôt des smectites.





**Fig. 17:** Types de phyllosilicates formés au cours de l'altération (Choufa Nassima, 2013).

La topographie, qui commande le drainage, intervient également :

- \* sur une pente, où le drainage et le lessivage sont bons, la formation de kaolinite est favorisée.
- \* dans une cuvette, milieu confiné où se concentrent les solutions, se forment plutôt des smectites.

**Tab. 02:** Occurrence des minéraux argileux dans le sol en fonction du climat (Choufa Nassima, 2013).

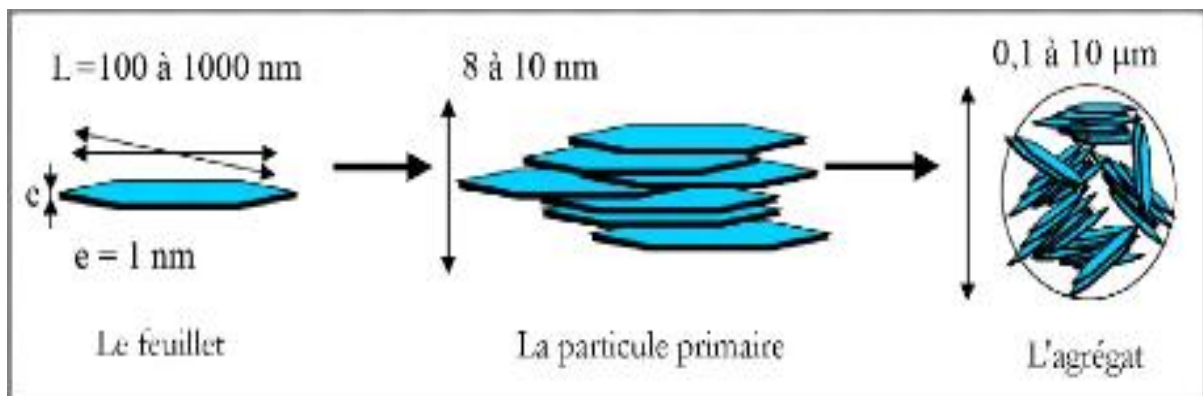
CLIMAT	VEGETATION et SOL	ORIGINE des ARGILES	MINERAUX FREQUENTS
Glaciaire	Toundra	Héritage	illite chlorite
Boréal Tempéré	Taiga et Forêt Podzol, Sols Bruns	transformation héritage	vermiculite, interstratifiés, illite, chlorite, smectites
Méditerranéen Subtropical	Steppes, savane FerSiAlitique	transformation néoformation héritage	smectites
Désertique	Néant	Héritage	illite, chlorite
Equatorial	Forêt Ferralitique	Néoformation	gibbsite, kaolinite

#### 4. Structure minéralogique des agriles

Les minéraux argileux sont des silicates hydratés (il s'agit généralement de silicates d'aluminium mais parfois de silicates de magnésium) dont la structure feuilletée permet de les ranger dans la famille de phyllosilicate.

Les phyllosilicates sont pour les plupart des aluminosilicates (oxydes de silicium et d'aluminium). Comme le sont également les zéolites et sont classés en fonction de leur structure microscopique.

La Figure 18 explicite la terminologie utilisée pour définir la structure des argiles. On distingue trois niveaux d'organisation :



**Fig. 18** : Structure multi-échelle d'une smectite - exemple de la montmorillonite (Erenpreiss, M, 2015).

##### a. Le feuillet

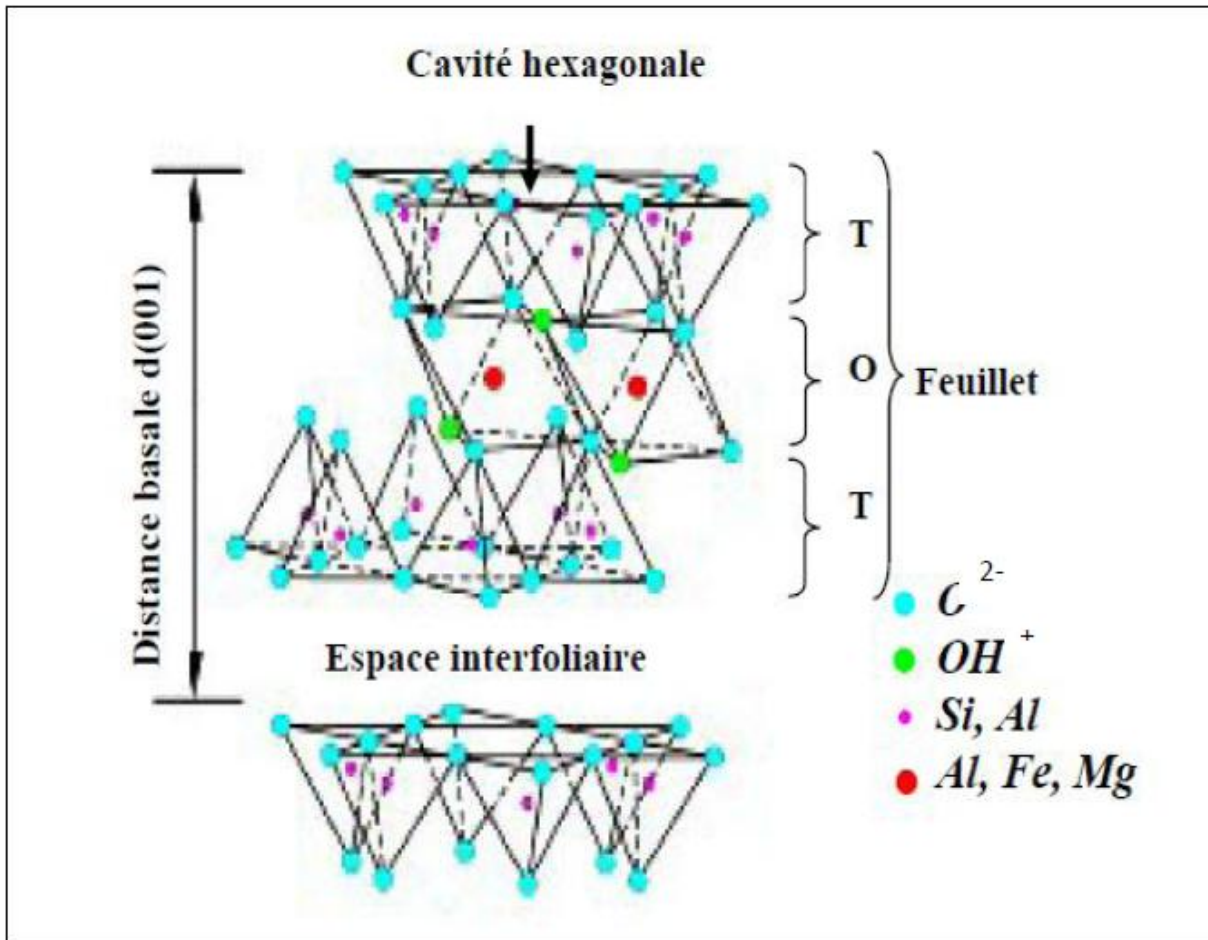
La première de ces unités est le feuillet. C'est l'unité structurale de base définissant la nature minéralogique, l'appartenance au type d'argile, les propriétés physico-chimiques ainsi que le comportement macroscopique. Selon la composition de ce feuillet, sa forme est très variée. L'épaisseur est d'environ 1 nm pour une extension latérale qui peut aller jusqu'au micron. Cette anisotropie confère à ces feuillets une certaine souplesse.

##### b. La particule primaire

La particule primaire est constituée de cinq à dix feuillets identiques empilés et parallèles à leurs plans de base, maintenus par les forces électrostatiques attractives entre les ions interfoliaires et les feuillets. Elle fait généralement 8 à 10 nanomètres d'épaisseur. La taille des particules est à peu près constante.

##### c. L'agrégat

L'agrégat est un ensemble de particules primaires orientées dans toutes les directions. Les agrégats ont une taille qui varie de 0.1 à 10 microns.



**Fig. 19:** Représentation schématique de l'empilement des feuillets unitaire dans une argile - cas d'une smectite (G.W.Brindly, 1995).

## 5. Organisation des espaces poreux

L'organisation des matériaux argileux (du feuillet à l'assemblage d'agrégat) ne peut être interprétée que si l'organisation de l'espace poral est prise en considération. La dimension, la forme la distribution des espaces poreux dépendent de la granulométrie du matériau argileux, de son caractère gonflant, du fluide interstitiel et des contraintes. *Touret et Pons (1989)* ont décrit l'existence de trois types d'espace lié à l'organisation de la phase solide (Figure20).

**i) L'espace interfoliaire :** sépare deux feuillets dans un empilement. Il est généralement occupé par les couches d'eau adsorbée (1 à 4) et des cations échangeables, et son épaisseur moyenne est comprise entre 1,5 et 2,5 nm (Figure 20 Pin).

**ii) L'espace interparticulaire :** sépare les particules argileuses qui forment les agrégats. Il est susceptible de diminuer jusqu'à atteindre la valeur de l'espace interfoliaire pour les argiles fortement compactées; dans ce type d'espace la double couche peut se développer.

Les micropores lenticulaires sont intérieurs aux particules, à l'échelle de quelques nm (Figure 20 Pip).

iii) L'espace interagrégat : a une section moyenne comprise entre 1,6 et 16 nm où l'eau circule librement (eau libre) limitant les effets électrostatiques de la double couche (Figure 20 Pia).

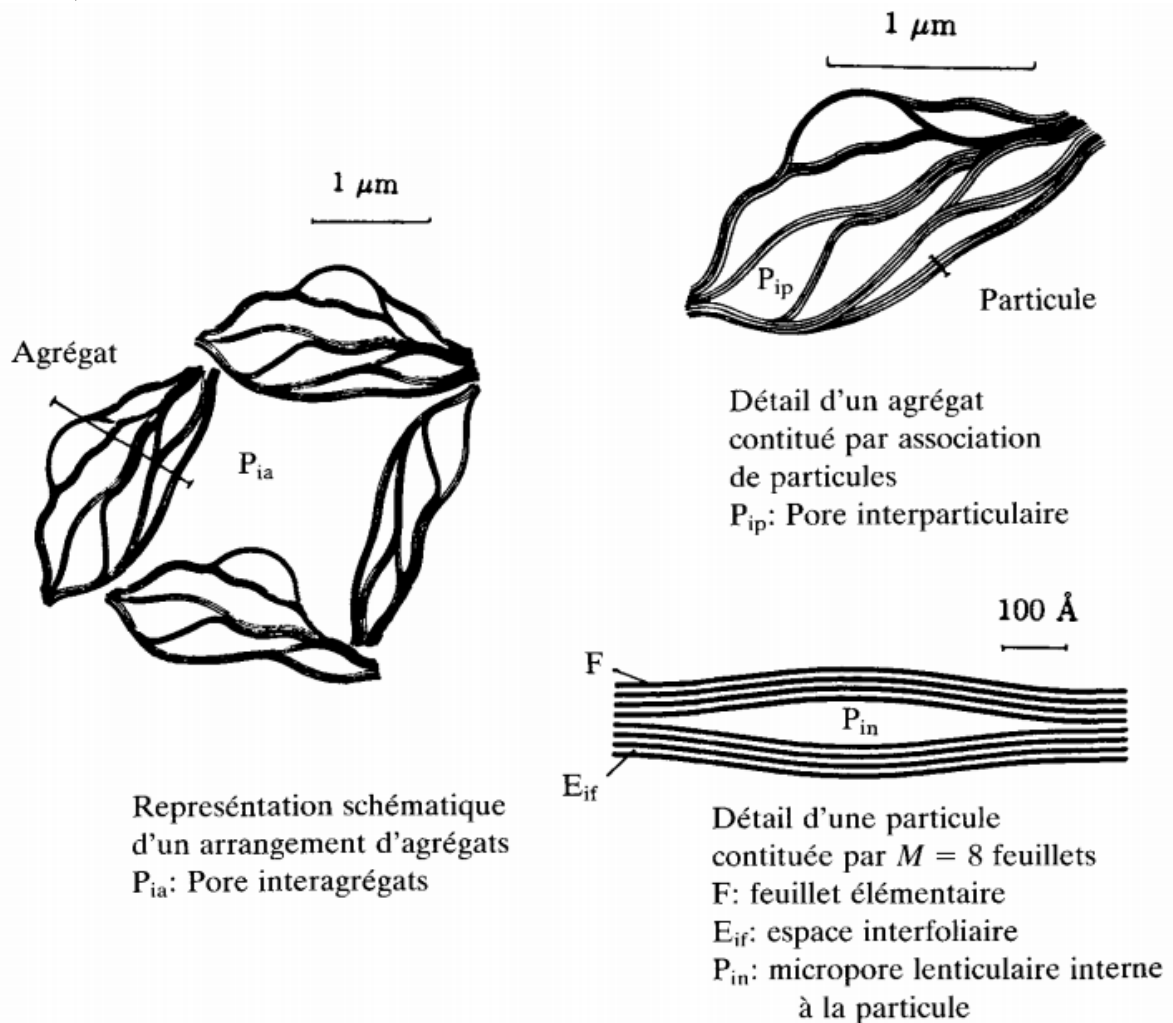


Fig. 20 : Les différents types d'espaces poreux (Toure\_Pons, 1989).

## 6. Classification des minéraux argileux

La classification des argiles et leur nomenclature dépendent de leur composition chimiques et de l'ordre structural. La classification adoptée par le comité de nomenclature de l'Association Internationale pour l'Etude des Argiles (AIPEA) varie avec les données structurales. Suivant le mode d'agencement des tétraèdres et des octaèdres on distingue 2 grandes familles de minéraux :

\* Les minéraux fibreux qui sont des espèces à pseudo feuillets, par exemples les palygorskites (attapulгите) et les sépiolites.

\* Les minéraux phylliteux à structures lamellaires. Ces derniers sont les plus répandus et les plus étudiés. Leur classification est basée sur le mode d'association des couches structurales et le degré d'occupation des sites de la couche octaédrique (di ou tri octaédrique).

Selon la séquence d'empilement des couches tétraédriques et octaédriques on distingue des minéraux de type 1/1 (T-O), 2/1 (T-O-T) et 2/1/1(T-O-T-O) (Tableau 03).

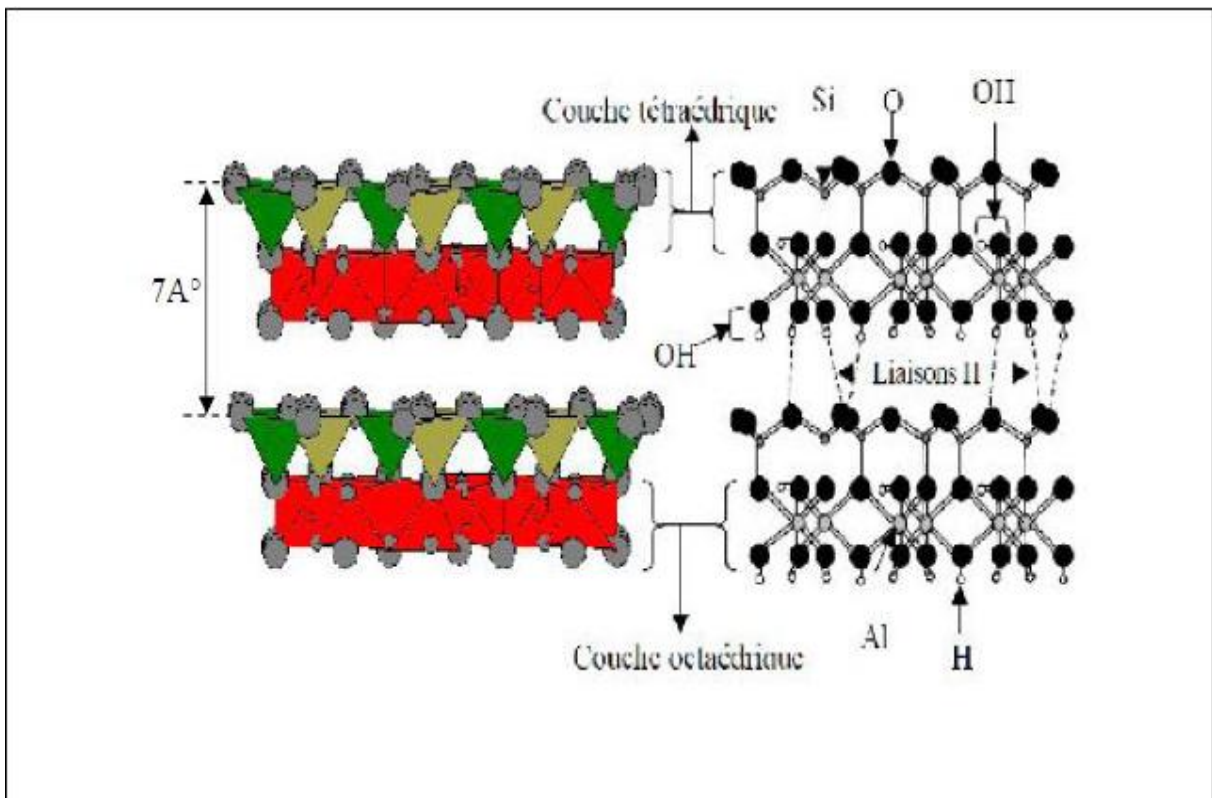
**Tab. 03:** Classification des minéraux argileux selon la proportion et la composition des couches T et O (S.Cailler, S.Hénin, 1982).

Type d'argile	Formule structurale	Charge à compenser	Groupe	Famille
1 / 1	$M_{2-3} Si_2 O_5 (OH)_4$	0	Kaolinite-serpentite	Diocatédrrique
				Triocatédrrique
2 / 1	$M_{2-3} Si_4 O_{10} (OH)_2$	0	Pyrophyllite-talc	Diocatédrrique
				Triocatédrrique
		0.25-0.6	Smectite	Diocatédrrique
				Triocatédrrique
		0.6-0.09	Vermiculite	Diocatédrrique
				Triocatédrrique
		1	Micas	Diocatédrrique
				Triocatédrrique
		2	Micas cassantes	Diocatédrrique
				Triocatédrrique
2 / 1 / 1	$M_{2-3} Si_4 O_{10} (OH)_2-M-(OH)_{2-3}$	Variable	Chlorite	---

### 6.1. Minéraux de type TO

Le feuillet est formé par la juxtaposition d'une couche tétraédrique et une couche octaédrique. Les cristallites des minéraux de type TO ont leurs feuillets successifs empilés de telle sorte que le plan des atomes d'oxygène d'un feuillet se trouve en face de celui des groupements d'hydroxyles du feuillet voisin. Des liaisons hydrogènes inter-feuillets stabilisent alors l'empilement (Figure 21). Cet assemblage peut se faire pour différentes positions des deux plans, ce qui entraîne des déplacements relatifs des feuillets et détermine le système cristallin du minéral.

L'ensemble des charges est reparti de telle sorte que le feuillet est électriquement neutre. La cohésion des feuillets est assurée par des ponts hydrogènes. Dans ce sous-groupe d'argiles, on peut citer la famille des kaolinites (la kaolinite, la dickite et la nacrite) et l'halloysite. L'équidistance caractéristique est environ  $7.1\text{Å}$ .



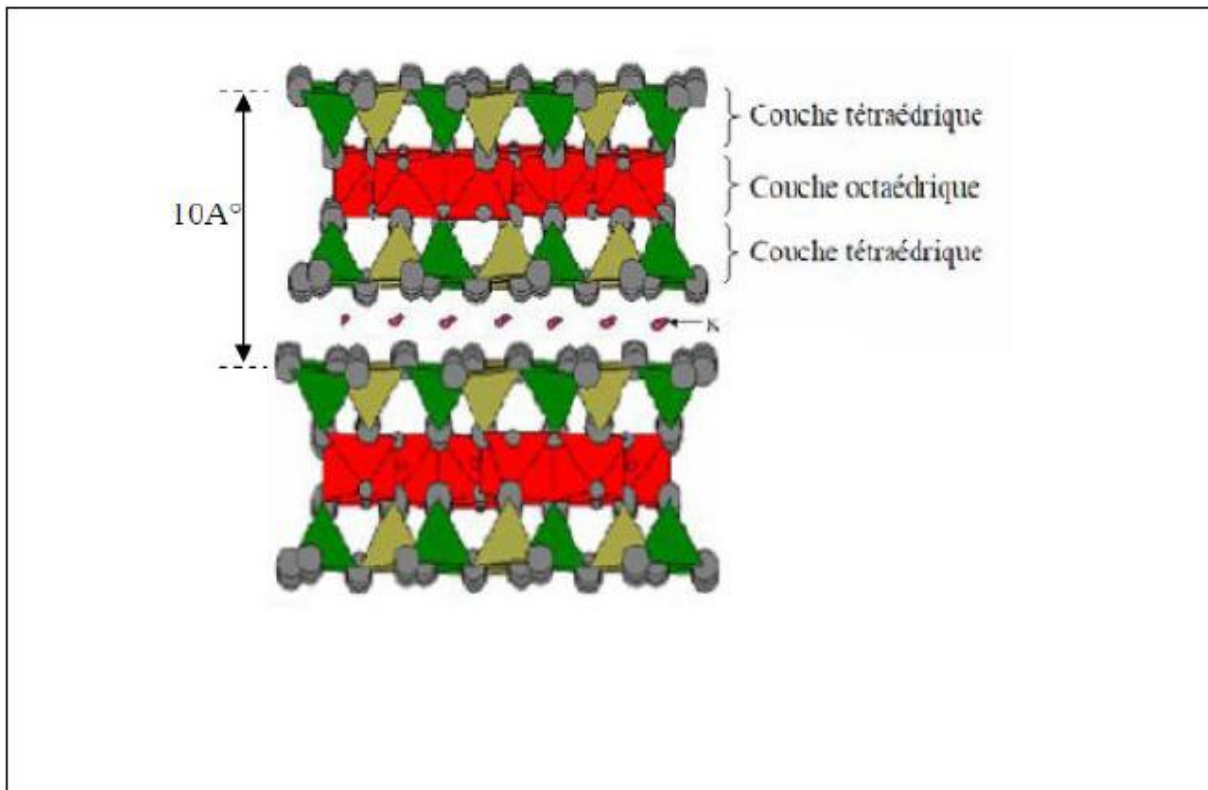
**Fig. 21** : Représentation des empilements de tétraèdres siliceux et d'octaèdres alumineux d'un minéral de type TO (M. Rautureau, 1995).

### 6.2. Minéraux de type TOT

Ce type de minéraux résulte de la combinaison d'une couche octaédrique placée entre deux couches tétraédrique (Figure 22). Les minéraux présentant cette structure sont très nombreux, car les substitutions sont fréquentes aussi bien dans la couche tétraédrique que dans la couche octaédrique, ce qui entraîne la présence de différents cations nécessaires à la

neutralisation électrique. La nature de ces cations et leur liaison plus ou moins intime avec le feuillet qu'ils relient, multiplie les espèces chimiques et modifie les propriétés physicochimiques des minéraux.

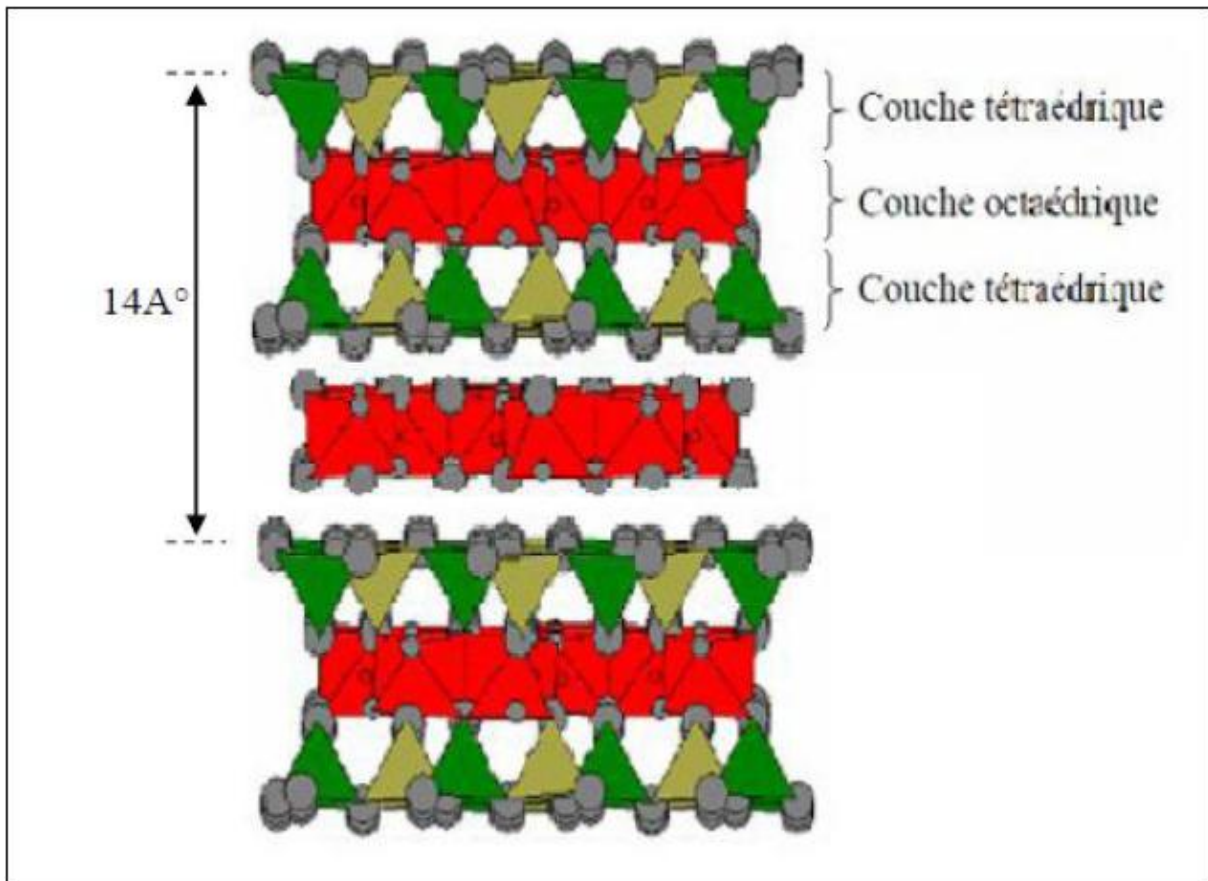
L'équidistance caractéristique varie de 9.4 à 15Å° selon le contenu de l'interfeuillet. A ce type correspondent les groupes du talc, des smectites, des vermiculites et des micas.



**Fig. 22 :** Représentation schématique des empilements de tétraèdres siliceux et d'octaèdres alumineux d'un minéral de type TOT (M. Rautureau, 1995).

### 6.3. Minéraux type TOTO

Ces minéraux sont issus de la combinaison de deux couches octaédriques avec deux couches tétraédriques. La charge du feuillet est compensée par une couche interfoliaire d'octaèdre contenant des atomes d'aluminium et/ou de magnésium (Figure 23). L'équidistance caractéristique est alors d'environ 14Å°, à ce type correspond le groupe du chlorite.



**Fig. 23** : Représentation des empilements de tétraèdres siliceux et d'octaèdres alumineux d'un minéral de type TOTO (M. Rautureau, 1995).

#### 6.4. Minéraux interstratifiés

Dans le cas des minéraux interstratifiés, l'empilement se caractérise essentiellement par le mode de succession des feuillets de nature différente suivant la normale à leur plan. Ainsi si on considère un minéral interstratifié qui contient deux types de feuillets A et B, on peut envisager essentiellement trois types d'interstratifiés :

**i) Ségrévés** : une particule donnée présente des séquences AAABBB .

**ii) Réguliers** : une particule donnée comporte alors des séquences ABABAB...AB. Une période de sur-structure perpendiculairement au plan des feuillets égale à la somme des épaisseurs des deux feuillets apparaît.

**iii) Aléatoires** : c'est-à-dire tous les cas intermédiaires entre les deux décrits précédemment. (Figure 24).



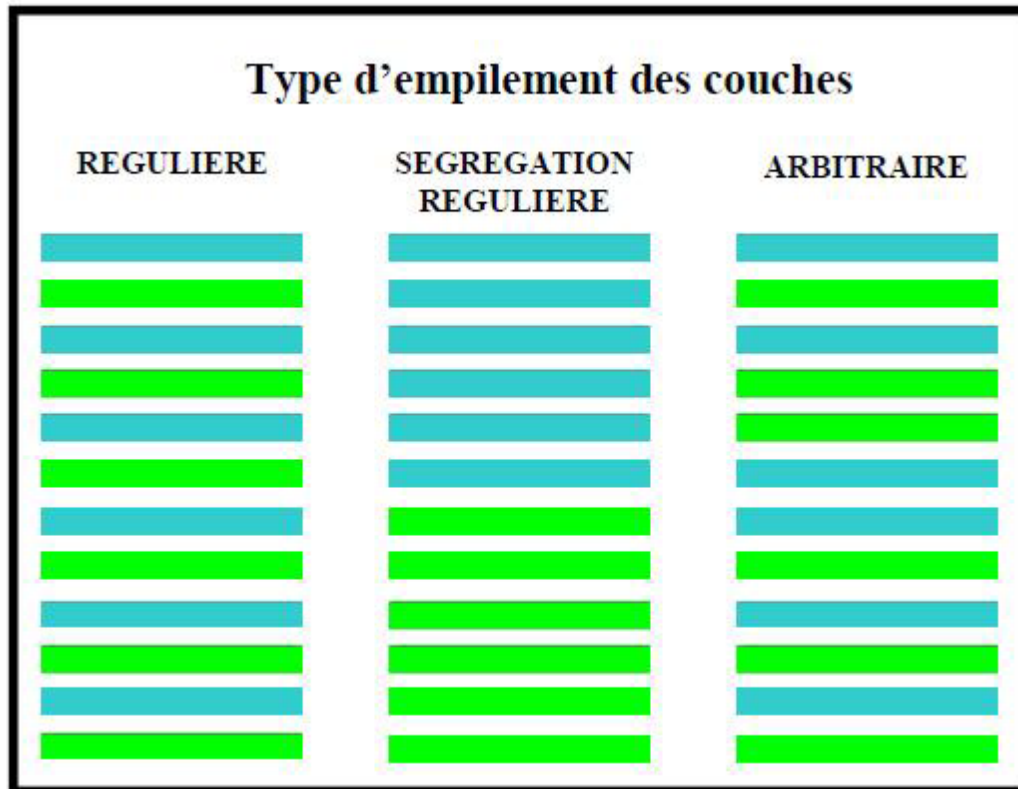


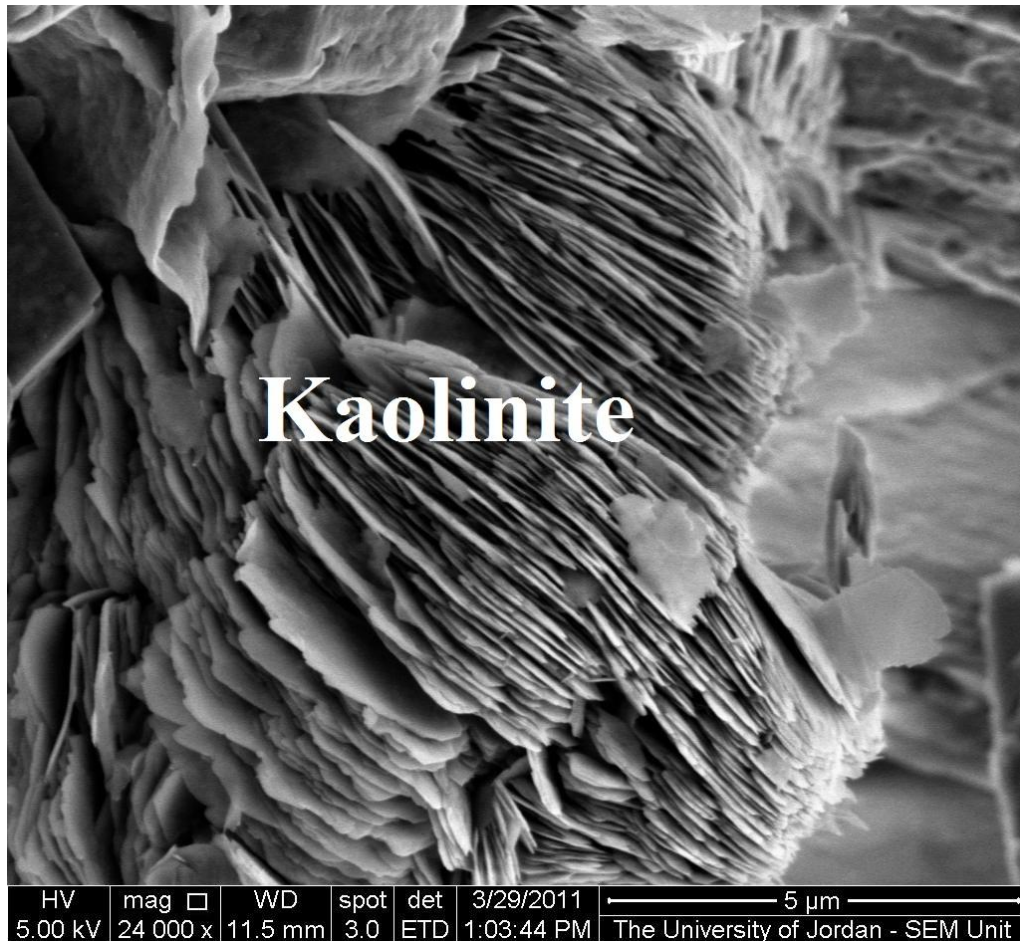
Fig. 24 : Structure des minéraux interstratifiés (G.Brown, 1990).

## 7. Quelques Fameux Groupes des argiles

### 7.1. Kaolinite

La kaolinite est un phyllosilicate de type TO. On la trouve soit sous forme hydratée ou non. La kaolinite dioctaédrique non hydratée a une distance basale qui varie de 7,1 à 7,4 Å et sa formule structurale est  $2[\text{Si}_2\text{O}_5\text{Al}_2(\text{OH})_4]$ . Chaque tétraèdre  $\text{SiO}_4$  de la couche tétraédrique est relié aux tétraèdres voisins par trois de ses sommets, le quatrième sommet étant lié à la couche octaédrique sous-jacente. Cette dernière est formée par la superposition de deux plans anioniques qui délimitent trois types de sites octaédriques non équivalents, désignés A, B et C, qui sont disposés suivant une géométrie hexagonale. L'un de ces sites reste vacant afin d'assurer la neutralité électrique du feuillet.

En tous les kaolins comprennent quatre variétés cristallographiques : la kaolinite idéal, la nacrite, la dickite et le métahalloysite ; Le minérale de forme hydratée type est l'halloysite (ou endellite) et il n'existe pas de variétés cristallographiques pour cette dernière.



**Fig. 25:** Cristaux de kaolinite vus au microscope électronique à balayage (Google image).

### Propriétés physico-chimiques

La kaolinite se caractérise par plusieurs propriétés physico-chimiques que sont-la différenciés des autre groupes des kaolins. Le tableau 04 représente quelques propriétés physico-chimiques de kaolinite :

**Tab. 04:** Propriétés physico-chimiques de kaolinite (Ledoux .R. and White J.L, 1965).

Densité	Dureté	Masse molaire (g/mol)	Surface spécifique (m <sup>2</sup> /g)
2.4 -- 2.65	2 -- 2.5	258	10 -- 22

### 7.2. Halloysite (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>.2SiO<sub>2</sub>.4H<sub>2</sub>O)

L'halloysite étant une argile minérale dioctahedral de type TO de la famille des kaolinites. La structure et la composition chimique de l'halloysite est similaire à celle de la kaolinite, dickite ou nacrite cependant les feuillets les constituant sont séparées par une

couche de molécule d'eau si bien que l'équidistance 001 est  $10.1\text{\AA}$ . La présence des molécules d'eau entre feuillets entraîne une certaine indépendance des feuillets qui permet leur enroulement en tubes. On explique cet enroulement par le fait que les feuillets seraient soumis à des tensions, la couche octaédrique ayant un réseau légèrement inférieur à celui de la couche tétraédrique par déshydratation vers  $75^\circ\text{C}$  ou  $80^\circ\text{C}$ , parfois, même à la longue à l'air libre, le minéral perd une partie de son eau et l'on obtient le méta halloysite.

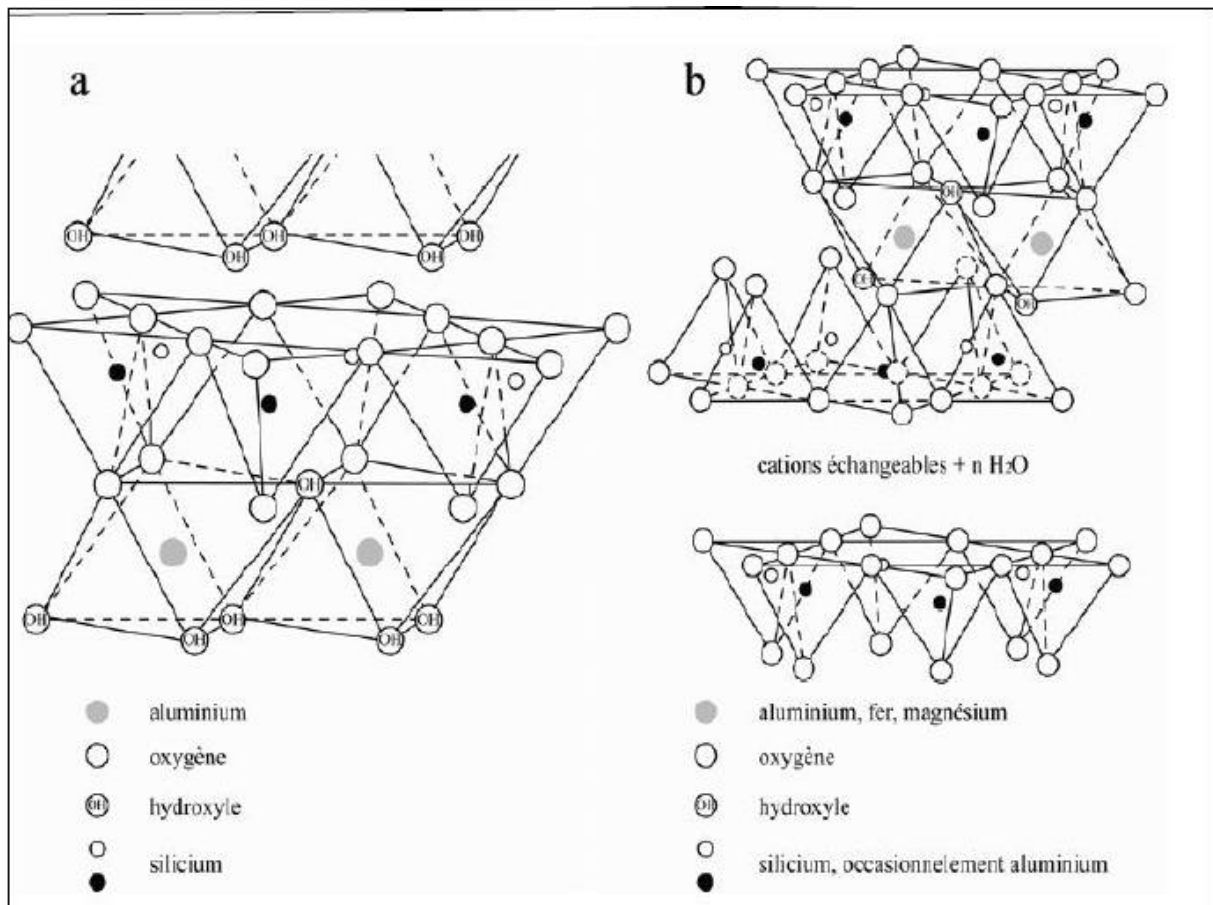


**Fig. 26:** Cristaux d'Halloysite vus au microscope électronique à balayage (Google image).

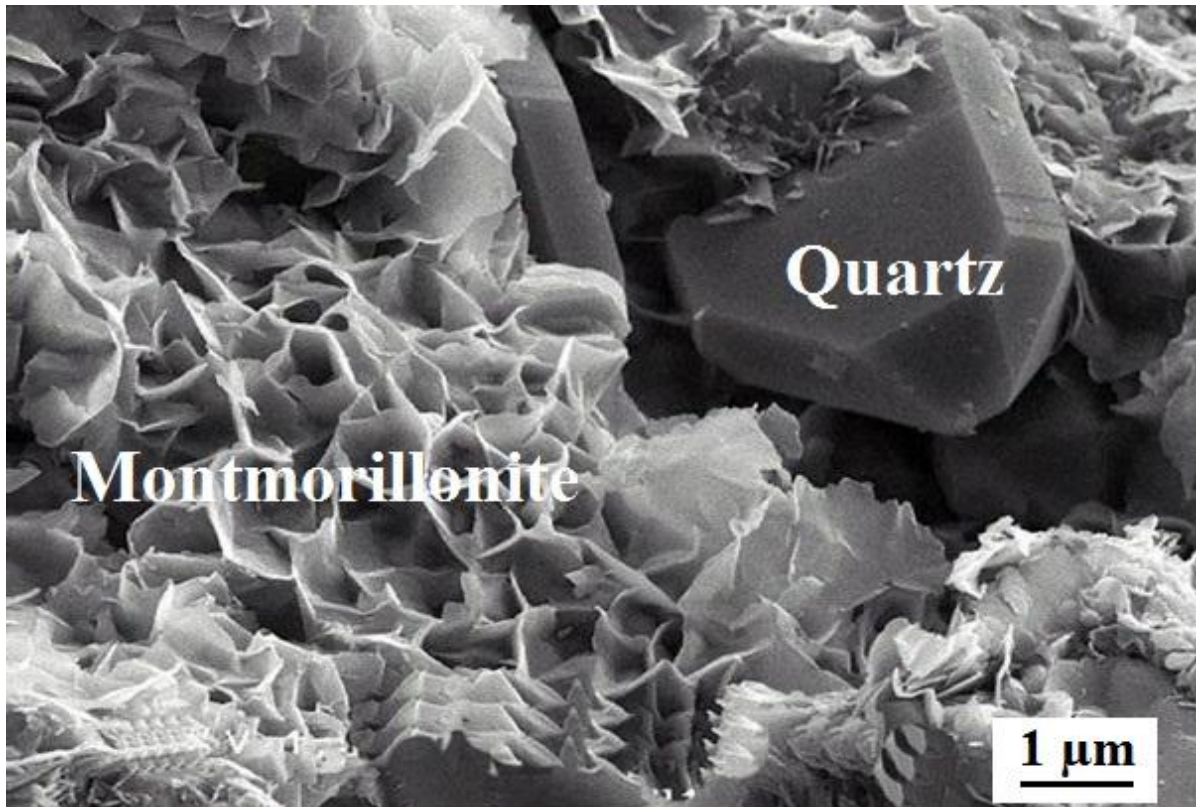
### 7.3. Montmorillonite

La montmorillonite, appelée aussi smectite, est un minéral argileux de type TOT dont le feuillet élémentaire est composé d'une couche d'alumine comprise entre deux couches de silice. Une substitution partielle de l'aluminium Al par le magnésium Mg est fréquente (Figure 27).

Les forces de Van der Waals sont faibles par rapport aux autres forces de liaison. Cela se traduit par une déficience en charge négative nette dans les feuillets en octaèdre. Pour cette raison les ions échangeables peuvent pénétrer dans la structure et séparer les couches. La montmorillonite est donc caractérisée par une structure instable qui est affectée par la présence d'eau. Les plaquettes de montmorillonite ont une forme quelconque est de taille très petite.



**Fig. 27 :** Représentation schématique de la structure (a) d'une argile TO de type kaolinite et (b) d'une argile T-O-T de type montmorillonite (Allard T. Muller J-P 1993).



**Fig. 28:** Cristaux de Montmorillonite vus au microscope électronique à balayage (Google image).

#### a. Propriétés physico-chimiques

Le tableau 6 représente les propriétés physico-chimiques de la montmorillonite :

**Tab. 05:** Propriétés physico-chimiques de la montmorillonite (Ledoux .R. and White J.L, 1965).

Épaisseur moyenne des plaquettes ( $\mu\text{m}$ )	Masse volumique	Dureté	Masse molaire (g/mol)	Surface spécifique ( $\text{m}^2/\text{g}$ )	Formule générale
0.001 – 0.01	2.12 – 3 D'après Goldman 1980	Mineral très tendre, Se laisse couper comme le savon	814	800	$(\text{OH}_4)\text{Si}_8(\text{A}_{13.34}\text{Mg}_{0.66})\text{O}_{20}, n\text{H}_2\text{O}$ Ou $(\text{Na}_{0.66}$ au lieu de $\text{Mg}_{0.66})$

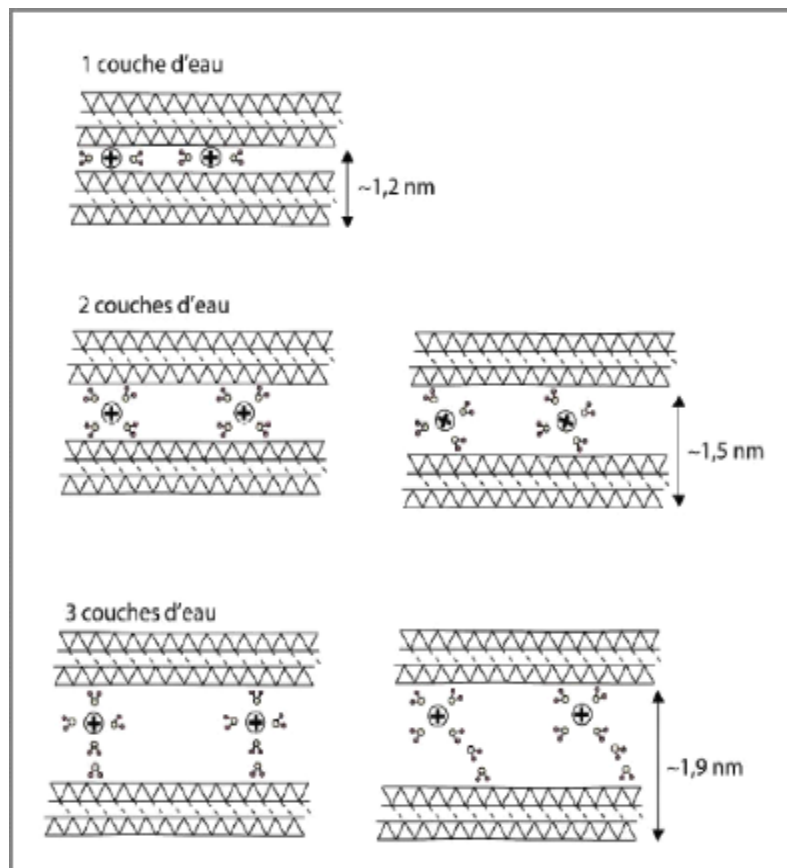
#### b. Propriétés de gonflement

Le gonflement consiste à une séparation des feuillets jusqu' une distance interfoliaire d'équilibre sous une pression donnée .cette distance peut atteindre 100 Angstrom pour

certaines montmorillonites sont dues au caractère hydrophile de toute sa surface ,en raison de la présence de cations hydratés dans les galeries interfoliaires .cependant, cette condition n'est pas suffisante car ses propriétés de gonflements vont être gouvernées par le type et le nombre de cations inorganiques présents dans les galeries. Tous les phyllosilicates ne possèdent pas cette aptitude au gonflement.

### b.1. Le gonflement cristallin

Il est également appelé gonflement en présence d'eau vapeur .il permet la distance interfoliaire de 9.6 à 20 Angströms. Ce gonflement est directement lié au nombre de couches d'eau adsorbées entre les feuillets. Il est intéressant de noter qu'une montmorillonite, même sèche à 105 C°, présente généralement une distance interfoliaire d'environ 12 Angströms témoignant de la présence d'eau liée entre les feuillets. L'amplitude de gonflement cristallin est liée à l'énergie de hydratation des cations compensateurs.



**Fig. 29 :** Schématisation de l'hydratation des argiles au niveau de l'espace interfoliaire de 1 à 3 couches d'eau (Yvon J. Cases J-M 1994).

## b.2. Le gonflement osmotique

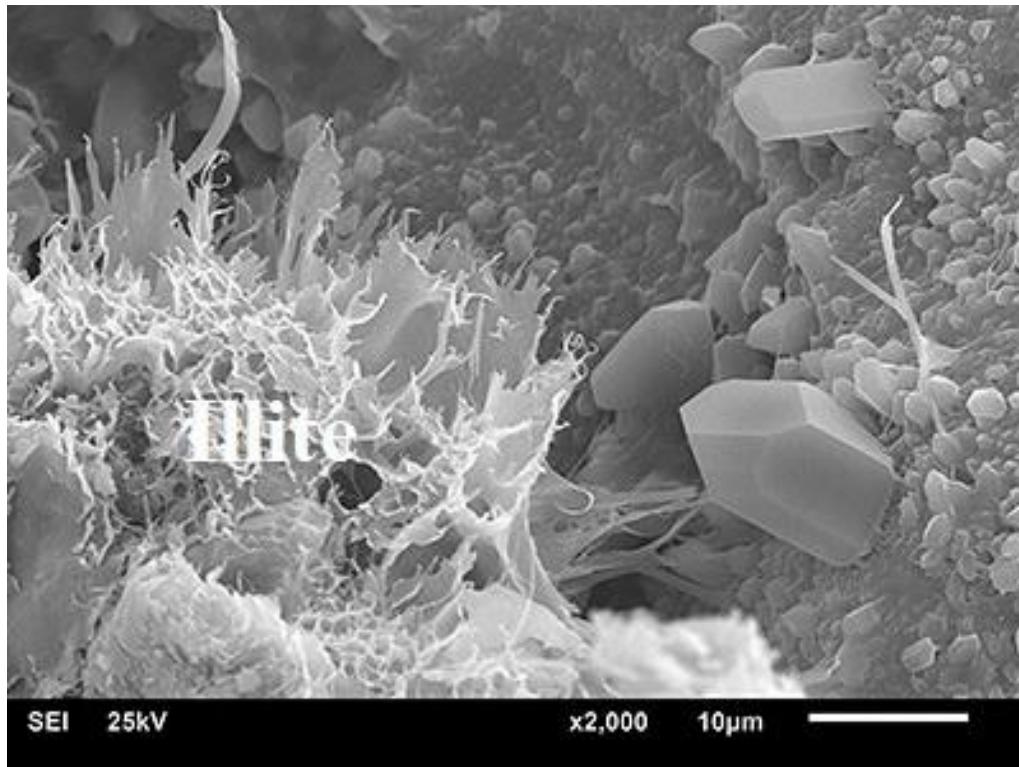
Le gonflement osmotique, appelé également gonflement "macroscopique" ou gonflement "libre". Il se produit lorsque l'énergie d'hydratation est suffisante pour franchir la barrière de potentiel due aux forces électrostatiques attractives entre feuillets. Au-delà de la deuxième couche d'eau adsorbée à la surface d'un feuillet, l'eau perd ses propriétés d'eau liée et devient de l'eau libre.

## 7.4. Illite

L'illite est un minéral argileux de type 2/1. Cela signifie qu'un feuillet élémentaire d'illite est formé de trois couches (TOT) :

- une couche octaédrique (O) située tout au centre du feuillet;  $\text{Al}(\text{OH})_5\text{O}$  : 7 atomes pour 6 sommets + l'aluminium au centre. Les hydroxydes et l'oxygène étant partagés entre les différents octaèdres qui composent la couche.
- et deux couches tétraédriques (T) qui recouvrent de part et d'autre la couche octaédrique centrale;  $\text{SiO}_4$  : 5 atomes pour 4 sommets + le silicium au milieu. Les oxygènes étant partagés entre les différents tétraèdres qui composent la couche.
- L'espace interfoliaire est occupé par des ions potassium ( $\text{K}^+$ ) peu hydratés, responsables du collapse des feuillets argileux et de l'absence de propriété de gonflement de l'illite ou des micas (biotite, muscovite).

Structurellement, l'illite est assez similaire à la muscovite mais avec un peu plus de silicium, de magnésium, de fer, et d'eau. Elle est commune dans les sédiments, les sols et les roches argileuses sédimentaires ainsi que dans certaines roches métamorphiques.



**Fig. 30:** Cristaux d'illite vus au microscope électronique à balayage (Google image).

### Propriétés physico-chimiques

Les propriétés physico-chimiques de l'illite sont rassemblées dans le tableau 06:

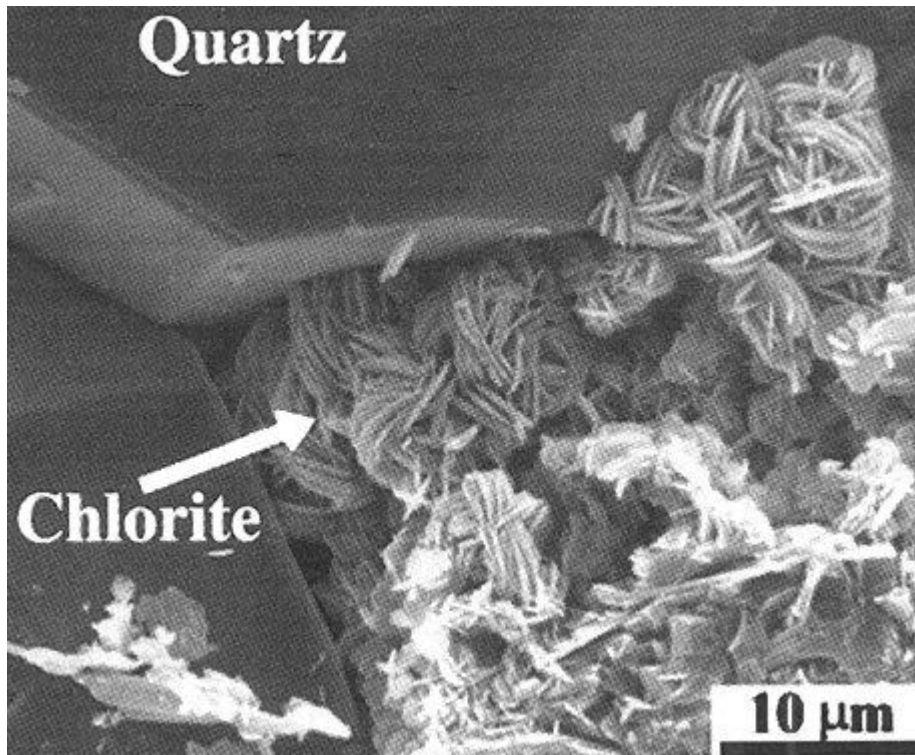
**Tab. 06:** Propriétés physico-chimiques de l'illite (Ledoux .R. and White J.L, 1965).

Épaisseur moyenne des plaquettes (µm)	Masse volumique	Dureté	Masse molaire (g/mol)	Surface spécifique (m <sup>2</sup> /g)	Formule générale
00.1 – 0.3	2.12 – 3 D'après Goldman 1980	2	814	100	$K_{0.5}(A_{10.5}Si_{3.5}O_{10})(OH)_2$

### 7.5. Les Chlorites

Cette argile est de type T-O-T, L'espace interfoliaire est de 14 Å°, garni par une couche composée de Mg et OH. L'Al est remplacé localement par le Fe. Les chlorites existent en plus grands cristaux dans les roches magmatiques; elles sont également formées pendant la diagénèse des roches sédimentaires. On les retrouve en éléments détritiques dans les sols sous climat peu agressif.





**Fig. 31:** Cristaux de chlorite vus au microscope électronique à balayage (Google image).

### Conclusion

Les argiles occupent une place prépondérante dans l'ensemble des roches sédimentaires. Les roches argileuses sont formées de mélanges de minéraux argileux, auxquels viennent s'associer des minéraux allogènes (Quartz, feldspaths, micas, minéraux lourds) ou authigènes (anatase, sulfates, etc.).

Les argiles jouent un rôle double, positif et négatif. Négatif pour la prospection et la production (plus de 90 des problèmes posées par les argiles). Et jouent un rôle positive comme une roche mère et une roche couverture, c'est pour cela il est nécessaire d'étudier les argiles par les moyens analytiques et les diagraphiques d'origine radiogéniques.

---

## Chapitre IV

# Matériels et Méthodes

---

*Ce quatrième chapitre est subdivisé en trois parties.*

*En premier, on donne un aperçu général sur les différentes méthodes d'études des argiles.*

*En deuxième partie, on présente le logiciel qu'on a utilisé pour la pratique.*

*En troisième partie, on définit les diagraphies supplémentaires qu'on a basé sur, en accompagnant à la spectroscopie gamma naturelle.*

## Introduction

Les compagnies pétrolières, dans leurs prospections, accordent une grande importance à la localisation des bancs argileux dans les séries sédimentaires : en effet, ces couches peuvent correspondre à des roches-mères de pétroles ou de gaz, mais surtout, elles représentent d'excellentes roches de couverture. L'imperméabilité des roches argileuses s'explique facilement par la compaction subie lors de la diagenèse, qui aligne les feuillets des minéraux argileux, d'où une forte réduction de la porosité de la formation.

### I. Méthodes d'études des argiles

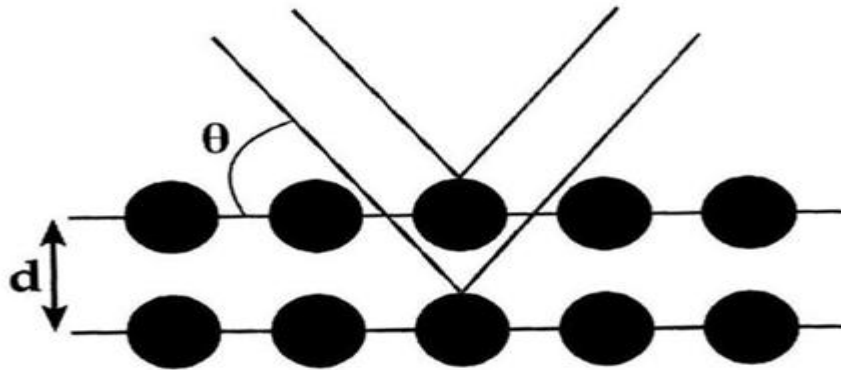
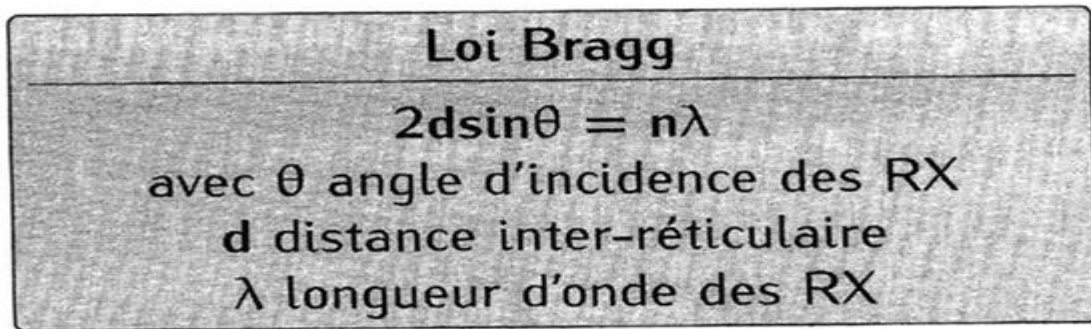
Les minéraux argileux commencent seulement à être bien connus, Grâce à l'utilisation des techniques expérimentales notamment la Diffraction aux Rayons-X (DRX), la Microscopie à Transmission Électronique (MET), la Microscopie Électronique à Balayage (MEB) et la spectroscopie des rayons gamma (SGR), cette dernière est fait l'objectif de notre mémoire.

Ya d'autres méthodes pour l'étude des argiles comme : la spectroscopie infrarouge (IR) et les différentes méthodes pétrographiques (voir Annexes A).

#### I.1. Diffraction des rayons X

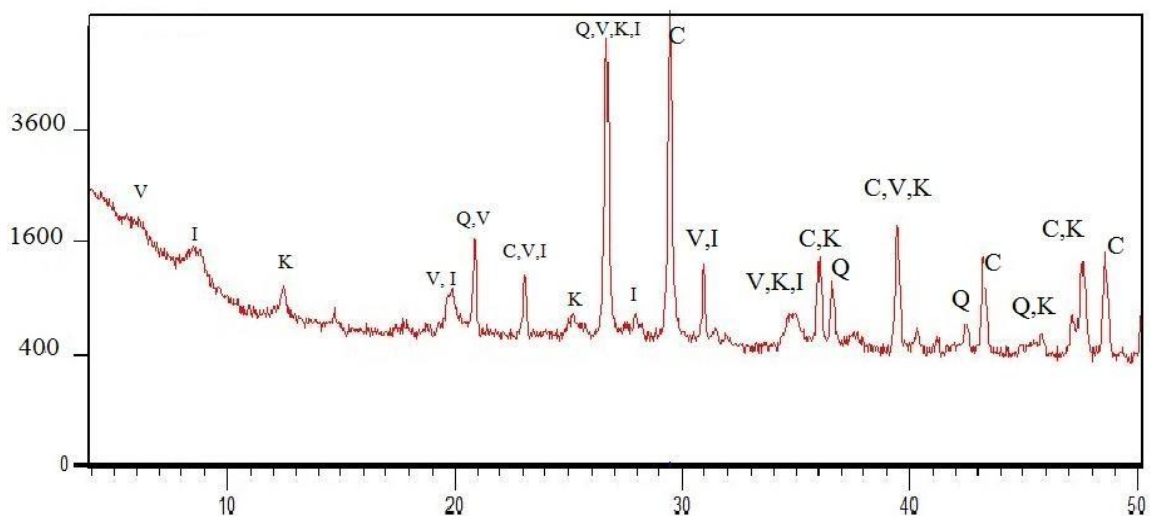
Cette méthode n'est pas exclusive aux argiles, mais s'y applique en priorité. Elle consiste à envoyer un faisceau de rayons X sur les minéraux. Les minéraux argileux sont composés de feuillets silicatés superposés : ceux-ci réfléchissent les rayons X qui les atteignent sous une incidence donnée, et dans une direction donnée. Pour un faisceau monochromatique de longueur d'onde donnée,  $\lambda$ , abordant, sous un angle  $\theta$  une famille de plans atomiques, séparés les uns des autre d'une distance  $d$  (distance réticulaire), dont  $n$  est le nombre entier correspondant à l'ordre de la diffraction.

Les atomes diffusent cette onde dans toutes les directions, et dans le cas où les rayonnements renvoyés par les plans successifs sont en phase, l'intensité correspondante est suffisante pour être mesurée par la loi de Bragg (Figure 32).



**Fig. 32 :** Rayonnement X suivant la loi de Bragg (Rollet P, 1975).

Le diffractogramme a été obtenu à partir des échantillons exemplaires désorientés (placés directement sous forme de poudre dans un porte-échantillon classique). Le diagramme des RX de l'argile brute est illustré par la figure 33. L'analyse spectrale indique qu'elle est composée de Quartz( $\text{SiO}_2$ ), Calcite( $\text{CaCO}_3$ ), Kaolinite ( $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ ), Illite [ $(\text{K},\text{H}_3\text{O})\text{Al}_2\text{Si}_3\text{AlO}_{10}(\text{OH})_2$ ] et vermiculite [ $(\text{Mg},\text{Al})_3(\text{Si},\text{Al})_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2,4\text{H}_2\text{O}$ ]. Il révèle principalement la présence de deux pics intenses, l'un correspond à la Calcite et l'autre à un mélange de Quartz, Illite, Kaolinite et Vermiculite, ce qui implique que notre exemple d'argile est hétérogène.

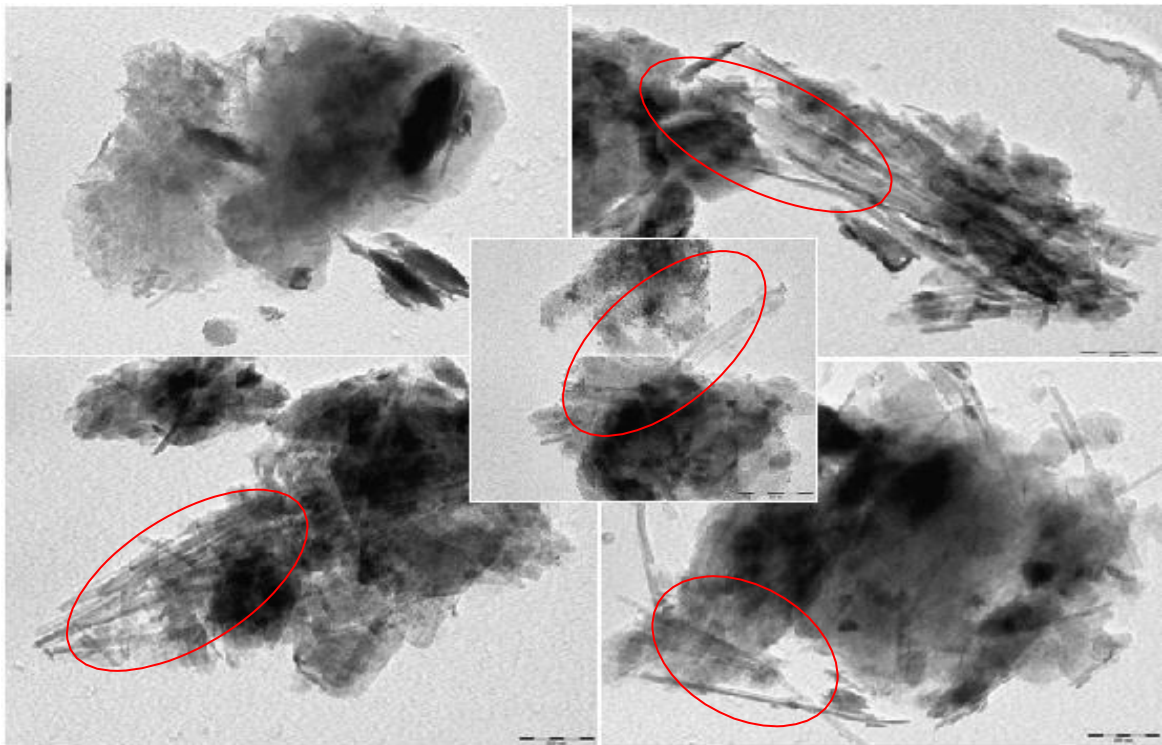


**Fig. 33 :** Diffractogramme X d'une argile exemplaire, avec K = Kaolinite, I = Illite, Q = Quartz, C = Calcite, V = Vermiculite (Andji J.Y.Y).

## I.2. Microscope électronique à transmission (MET)

L'utilisation du MET a été faite dans le but de compléter la caractérisation minéralogique. Elle permet d'avoir une connaissance plus approfondie de la composition de la phase phylliteuse et de préciser la morphologie, la micro texture et la structure des phases en présence. Le MET permet de mieux connaître les phases présentes, et aussi avoir une idée sur la forme et l'arrangement mutuel des particules.

Les images de microscopie électronique en transmission pour une argile exemplaire (Figure 34) montrent la présence de feuillets d'argiles aléatoirement dispersés soit sous forme allongés ou enroulés et sous forme de bâtonnets. Nous pouvons observer également quelques amas d'agrégats qui peuvent être dûs à des impuretés au sein de l'argile. La taille des grains estimée à partir de ces images est de l'ordre de 1 micromètre.



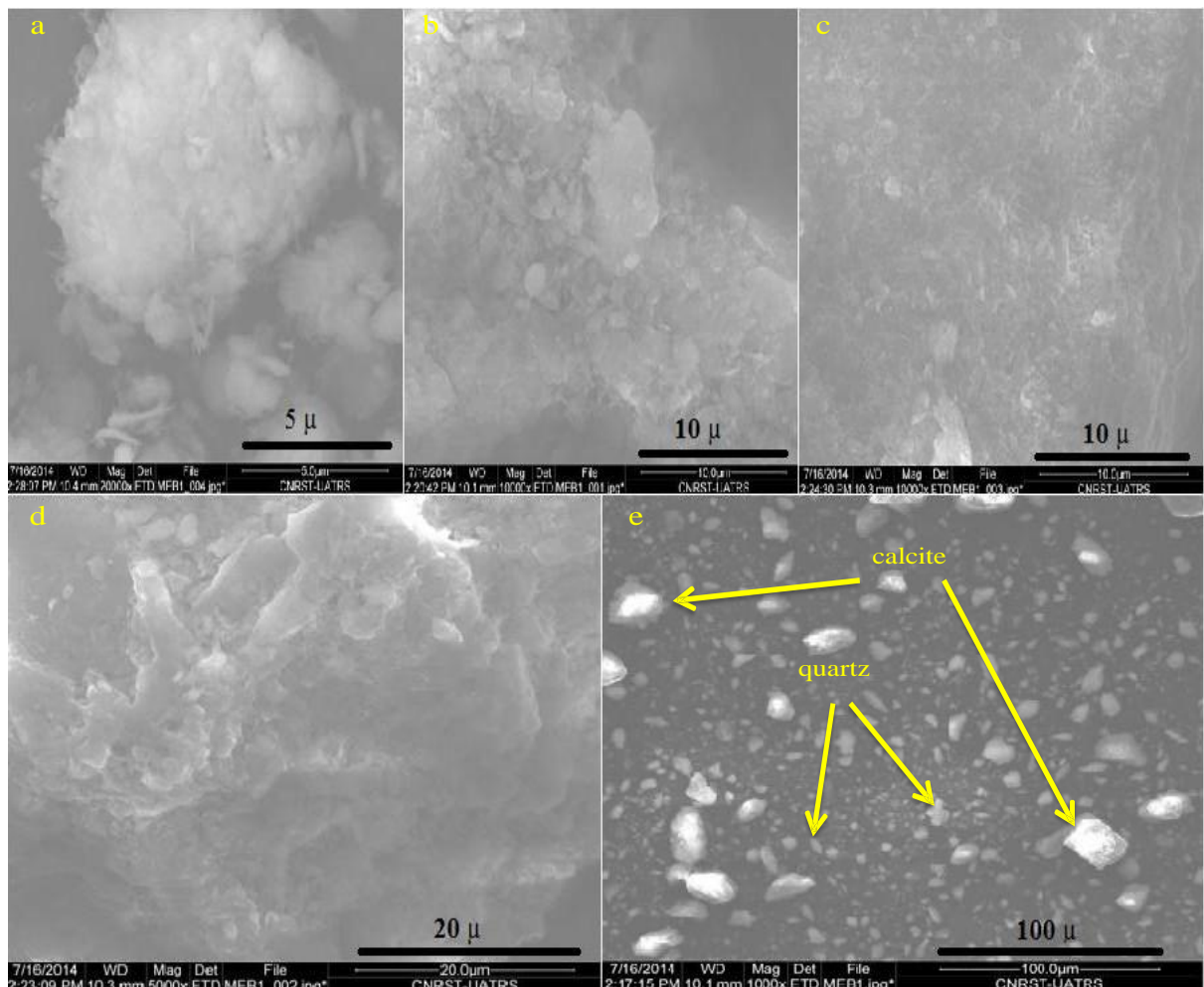
**Fig. 34** : Observation au microscope électronique à transmission d'une argile exemplaire (Konan K. L, 2010).

## I.3. Microscope électronique à balayage (MEB)

L'observation au Microscope Electronique à Balayage (MEB) présente l'avantage de nous permettre de visualiser des surfaces, et de mettre en évidence des détails d'une grande finesse surtout pour caractériser les espaces inter et intra granulaires (le premier espace entre les grains et au sein de la phase de liaison, le deuxième est dans les grains constitutifs).

La microscopie à balayage permet d'observer la texture de l'échantillon argileux et de caractériser des assemblages minéralogiques. Les images obtenues par la microscopie électronique à balayage d'un échantillon argileux quelconque avec des agrandissements différents, sont représentées (Figure 35). Les particules argileux se présentent sous forme d'amas d'agrégats fines et de plaquettes en forme des bâtonnets aux contours irréguliers (Figure 35a, 35d) comme ceci a été montré par le MET. Il s'agit d'une morphologie rencontrée aussi bien pour des Kaolinites mal cristallisées que pour des Illites.

L'image de la figure 35e et en accord avec ce qui est obtenu en DRX, il n'y a aucun doute sur la présence de carbonates et de Quartz dans l'échantillon. Les carbonates (Calcite) se présentent sous forme des agrégats bien visibles et le Quartz se présente sous forme des grains de petite taille.



**Fig. 35(a, b, c, d, e) :** Observations au microscope électronique à balayage d'une argile exemplaire (Konan K. L, 2010).

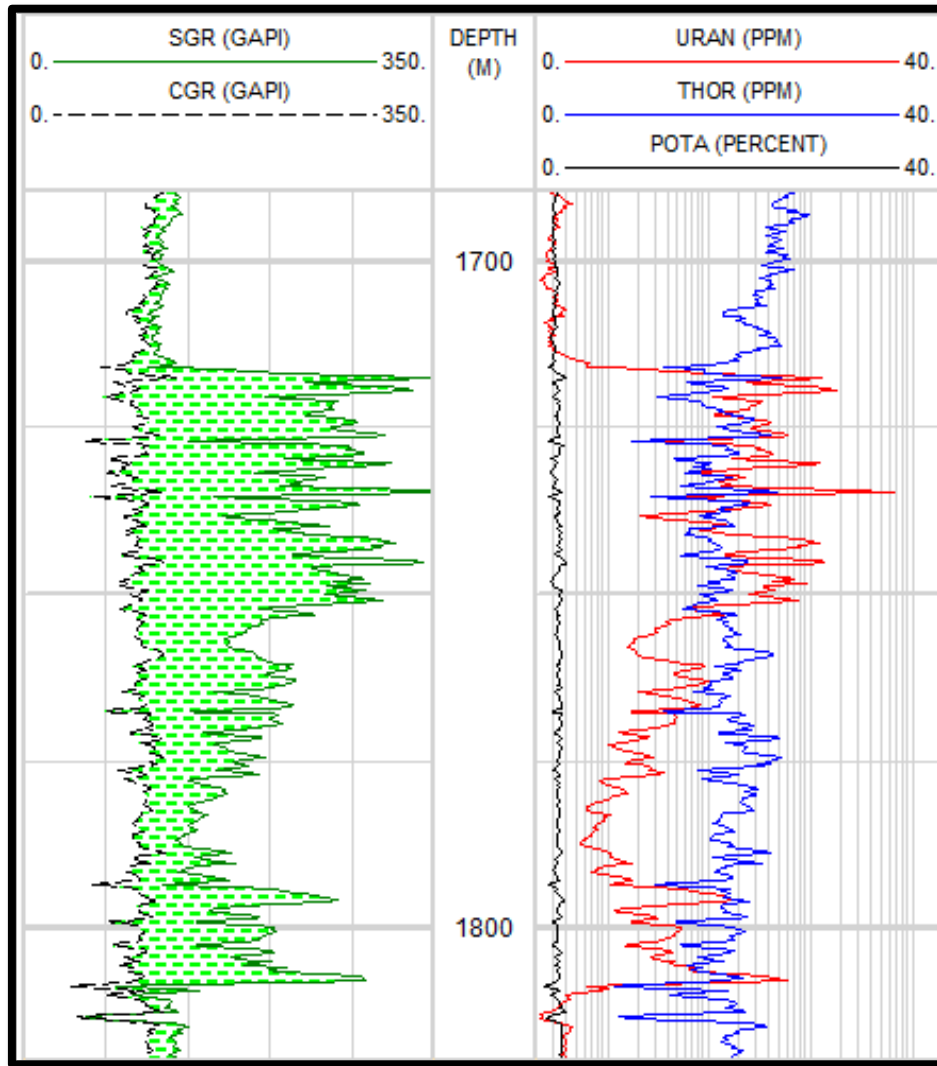
#### I.4. Spectroscopie du rayonnement gamma naturel (SGR)

Dans la nature, les phénomènes radioactifs se classent en 3 grandes classes : les radiations  $\alpha$ ,  $\beta$  et  $\gamma$ . Celles-ci sont provoquées par la modification de l'état d'un atome ou de sa désintégration. Les radiations  $\alpha$  et  $\beta$  consistent en particules chargées, les premières étant identiques au noyau d'hélium (2 protons et 2 neutrons), les secondes étant des électrons rapides, positifs (positrons) ou négatifs. De ce fait, elles vont surtout interagir dans la formation avec les électrons des atomes qui la composent. Ces particules  $\alpha$  et  $\beta$  vont rapidement perdre de l'énergie au profit des électrons qu'elles rencontrent, et n'auront donc qu'une incidence spatiale limitée. Les radiations  $\alpha$  et  $\beta$  ne sont pas utilisées en diagraphie pour cette raison.

Par contre, les radiations  $\gamma$  sont des paquets d'énergie électromagnétique (photons) très énergétique. Ils correspondent, dans un noyau atomique, à la transition d'un état quantique à un autre, qui lui est inférieur. Ce changement d'état se manifeste sous la forme d'un photon dont l'énergie est égale à la différence entre les énergies des deux états quantiques. Les énergies des rayons gamma sont de l'ordre du keV ( $10^3$  eV) ou du MeV ( $10^6$  eV). Contrairement aux radiations  $\alpha$  et  $\beta$ , les rayons gamma ont un rayon d'action beaucoup plus étendu.

L'exploitation des diagraphies de la radioactivité gamma SGR (*Spectral Gamma Ray*) qui mesure la radioactivité provenant de chaque élément (Potassium 40, Thorium 232, Uranium 238), et rayons gamma corrigés CGR (*Computed Gamma Ray*) qui mesure la radioactivité totale de la formation. Chacun des deux (SGR, CGR) sont exprimés en unités API (Figure 36).

La présence des éléments radioactifs dans les formations géologiques, est souvent en relation directe avec la minéralogie ou la lithologie. Où la présence d'Uranium est un indicateur de la présence de la matière organique.



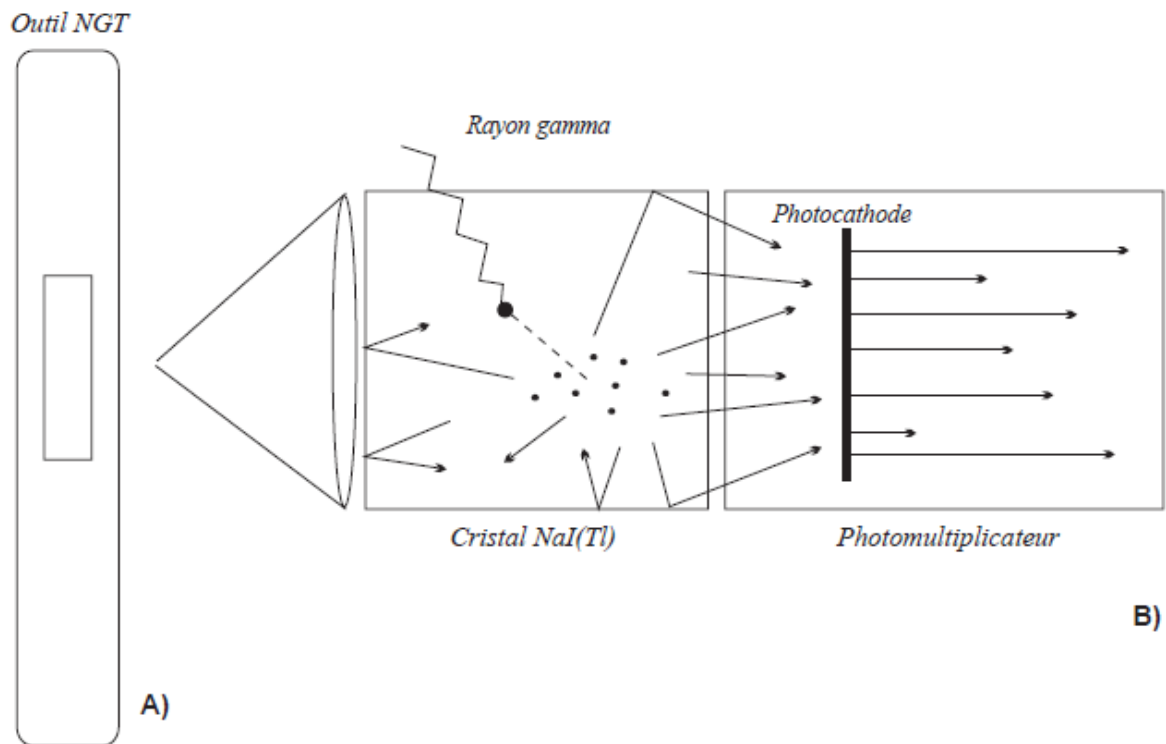
**Fig. 36:** Les logs de Spectrométrie du rayonnement gamma naturel (Sonatrach, Exploration 2014).

La SGR est utilisé principalement pour le calage en profondeur des profils diagraphiques entre eux ou avec les carottes, ou bien pour de la corrélation puits à puits. On profite de l'information spectrale pour calculer le signal "hors-uranium" CGR en ne considérant que les contributions de K et Th. Ce paramètre donne une information plus exacte sur le volume d'argile présent dans les formations car la présence d'uranium n'est pas forcément corrélée avec l'argilosité.

Le détecteur est un cristal de NaI de 50 mm sur 150 mm. Il est relié à un photomultiplicateur de 2" de diamètre (Figure 37).



La sonde peut différencier 250 niveaux d'énergie, un traitement ultérieur utilise trois fenêtres, chacune centrée sur le pic d'émission caractéristique des trois éléments.



**Fig. 37** : A. L'outil NGT pour la mesure de la radioactivité gamma naturelle. B. Détail du détecteur (Alain RABAUTE, 1998).

La mesure de la radioactivité naturelle repose sur un compteur à scintillation dont le cristal scintillant émet un photon lumineux lorsqu'il est atteint par un rayon gamma. Cette photo émission est transformée par un photomultiplicateur en une impulsion électrique amplifiée pour devenir mesurable. L'intensité de chaque émission lumineuse est proportionnelle à l'énergie des photons gammas qui l'ont produite.

La sonde Gamma Ray mesure ces intensités en unité relative (API), soit en coups par secondes (CPS). Elle peut être utilisée dans les forages tubés, en présence de boues résistantes et dans les forages remplis d'air.

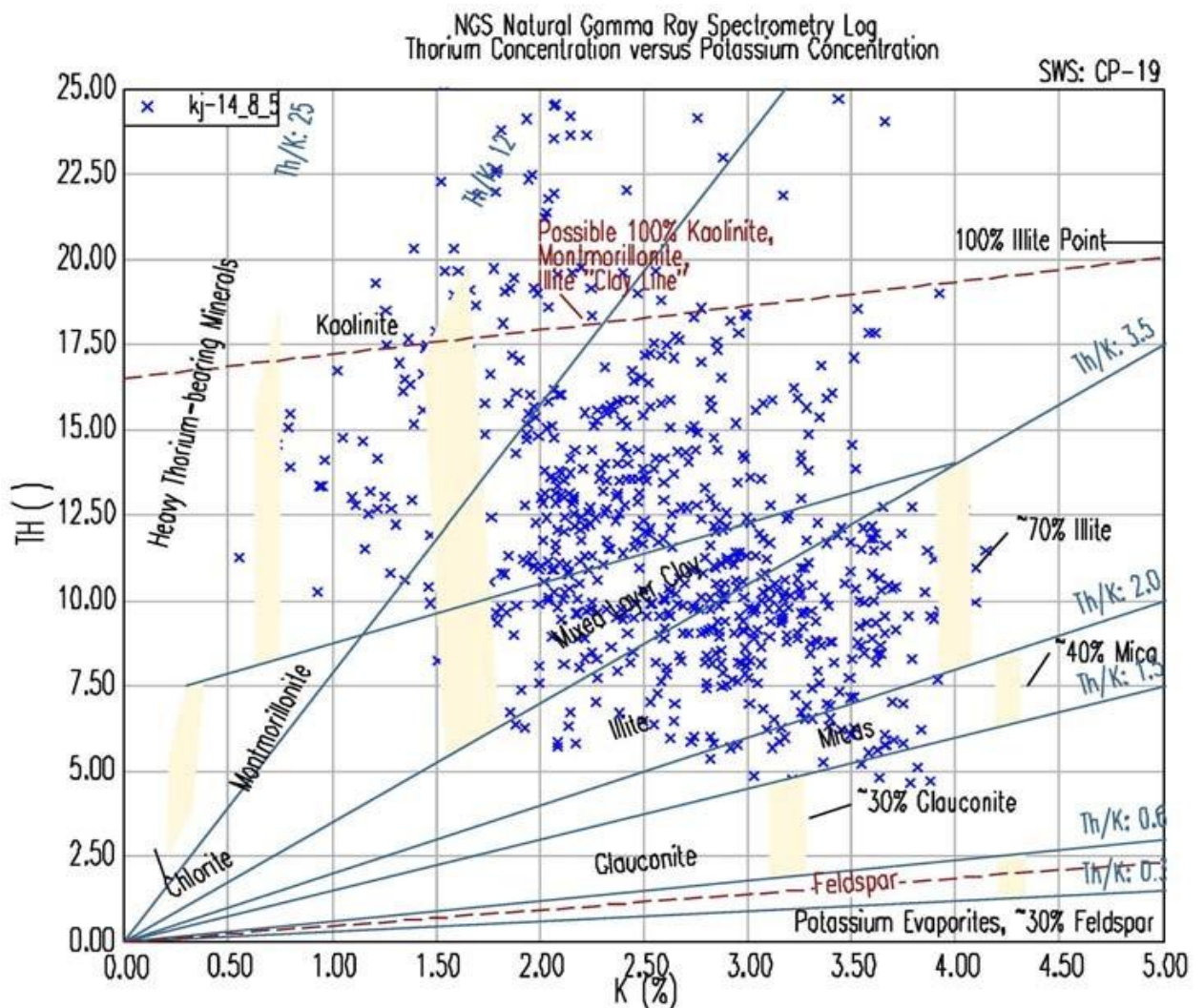
La réponse de l'outil est décrite dans l'équation suivante:  $GR = (\rho V / \rho b) \cdot A$

- GR: radioactivité globale mesurée et elle est exprimée en unité API (American petroleum institute).
- $\rho V$ : densité du minéral ou de l'élément radioactif dans la formation.
- $\rho b$ : densité globale de la formation.

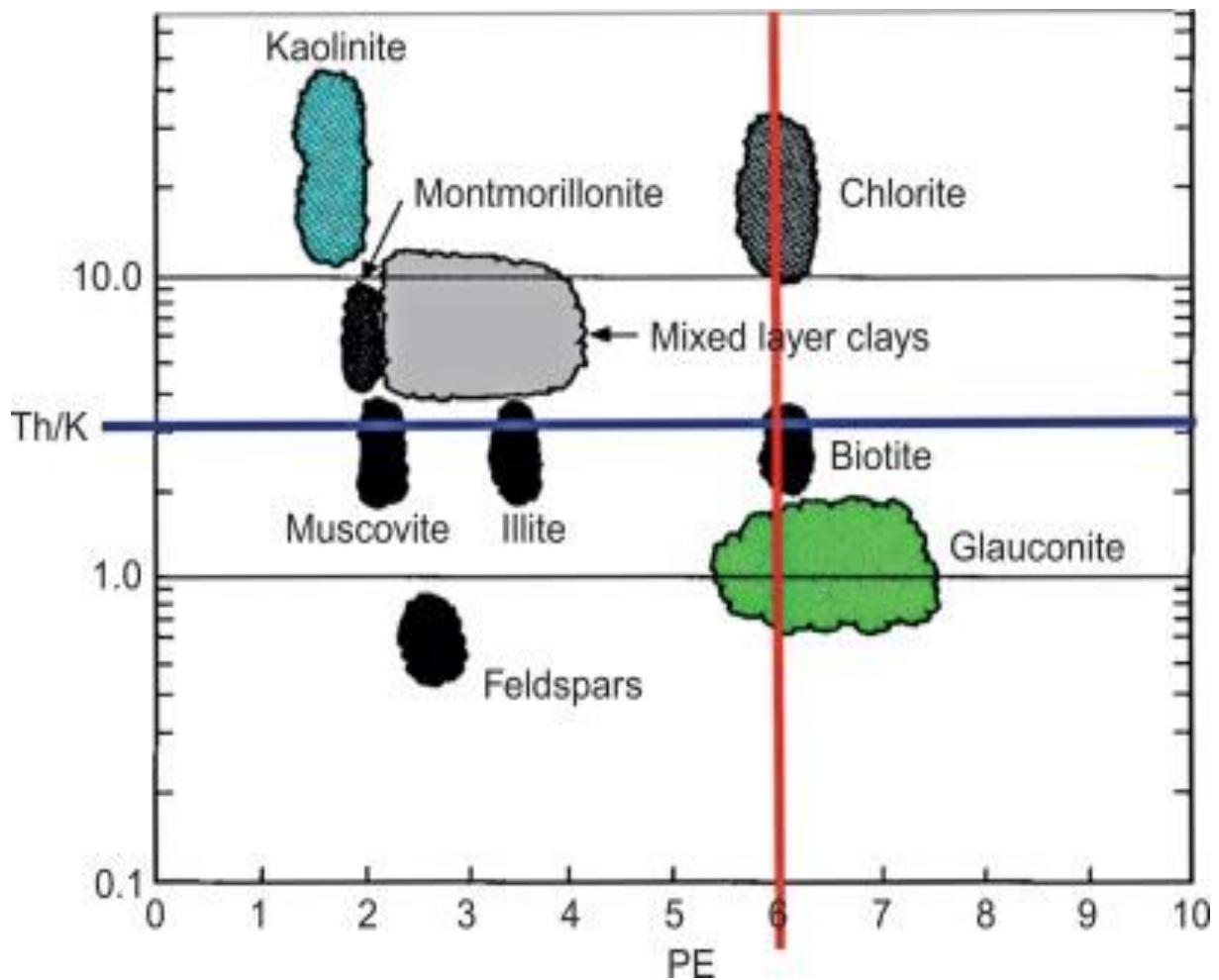
- A: facteur de proportionnalité correspond à l'activité  $\gamma$  du minéral ou de l'élément radioactif.

La spectrométrie des rayons gamma-naturel permet la détermination de la minéralogie, la détermination de la lithologie, l'étude de la diagenèse et la définition des milieux de dépôt.

La détermination de la minéralogie (ensuite la lithologie), est grâce à des chartes spéciales générées par des logiciels concernés (par exemple "Interactive Petrophysics" ou "Techlog"). Ces chartes exploitent directement les concentrations des éléments Th et K ainsi que le facteur photo-électrique Pe (Figures 38, 39), essentiellement par les cross plots fondamentales : CP19, CP18A et le CP18B (quand on parle sur les minéraux argileux).



**Fig. 38:** Charte exemplaire de Th/K de Schlumberger CP-19 montrant la composition des minéraux argileuse (D. Srikant and P. Shanmugam, 2017).



**Fig. 39:** Charte exemplaire de Th/K et le Pe de Schlumberger CP-18B montrant la composition des minéraux argileuse (Google image).

Parmi les travaux antérieurs dans le domaine de la caractérisation des argiles au niveau mondial, est l'article de (D. Srikant and P. Shanmugam) qui a été fait en Mai 2017, à travers le journal agréé "GEOLOGICAL SOCIETY JOURNAL OF INDIA", sous le titre : "A Natural Gamma Spectrometry Approach to Derive Clay Mineral Composition and Depositional Environment of a Reservoir Facies in Ramnad Sub-basin, Cauvery Basin, Southern India".

D.Srikant a fait son étude au niveau du champ "Ramnad", bassin de "Cauvery" en sud indien. Il a utilisé les cross plots mentionnés ci-dessus pour déterminer les types d'argiles, en exploitant les données de diagraphies NGS (Natural Gamma Spectrometry).

## II. Logiciel utilisé (Schlumberger Techlog, 2015.3)

Schlumberger est le premier fournisseur mondial de technologies, solutions intégrées de gestion de projet et d'information pour les clients de l'industrie pétrolière et gazière dans le

monde, a présenté Techlog 2015.3 Révision 158051, plate-forme destinée à regrouper toutes les informations sur le puits.

Il permet à l'utilisateur d'interpréter n'importe quel journal et les données de base. Il répond à la nécessité d'une plate-forme unique capable de prendre en charge tous les flux de travail d'intégration des données et des interprétations du puits de forage, réduisant ainsi le besoin d'une multitude d'outils hautement spécialisés. En amenant tout le flux de travail dans une plate-forme unique, le risque et l'incertitude peuvent être évalués tout au long de la vie du puits.

La version 2015.3 de la plate-forme logicielle Techlog wellbore présente des workflows de collaboration avec l'environnement de connaissances Studio E & P, ainsi qu'un accès au framework Ocean, permettant le développement d'applications Techlog. De nouvelles fonctionnalités ont également été ajoutées pour enrichir la plate-forme Techlog dans les domaines non conventionnels et la géologie de l'exploration (Figure 40).

Le Software Techlog utilise plusieurs modules cruciaux dans l'industrie pétrolière, parmi ces derniers ya la géologie, la géomécanique, la pétrophysique, le forage et la géophysique.

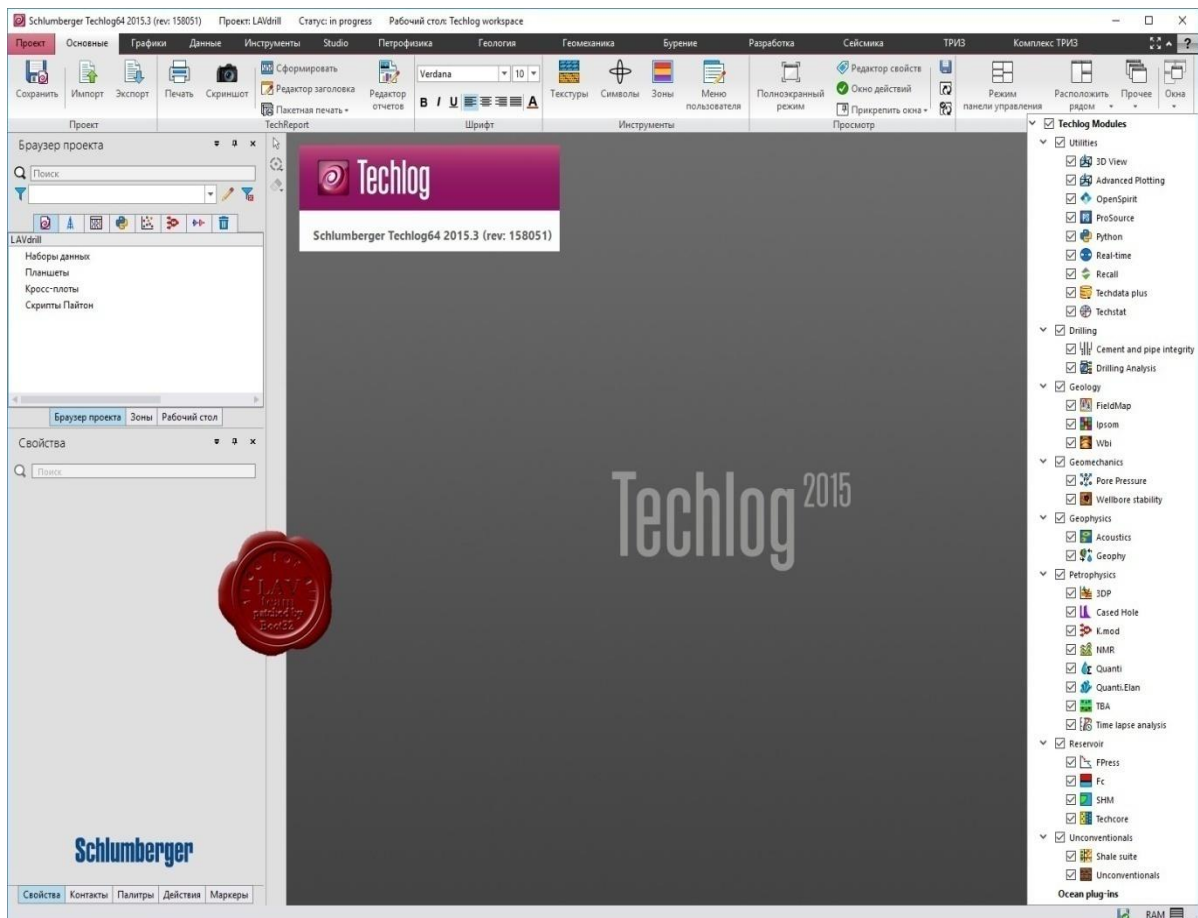


Fig. 40 : Interface du logiciel Techlog 2015.3

### III. Diagraphies supplémentaires utilisées

#### III.1. La résistivité électrique

Parmi les paramètres mesurés par les outils de diagraphies est la résistivité électrique des roches. Elle est dans la plupart des cas, de type électrolytique, c'est à dire que les roches conduisent le courant électrique grâce au fluide qu'elles contiennent. On peut dire que la résistivité électrique d'une roche dépend essentiellement :

- De la qualité de l'électrolyte (hydrocarbures ou eau).
- De la quantité d'électrolyte contenue dans l'unité de volume de la roche, c'est à dire de la porosité et de la saturation en eau ( $S_w$ ).
- Du mode de distribution de l'électrolyte.

La valeur de la résistivité minimale dans le shale doit être supérieure à 15 Ohm.m.

#### III.2. La diagraphie de densité (gamma-gamma)

Elle permet de mesurer la densité des roches, par l'envoi des rayons gamma dans la formation. L'absorption de ces rayons est en fonction du nombre d'électrons percutés par les rayons gamma (effet Compton). Plus la formation est dense, plus les rayons gamma sont absorbés. Il est utilisé avec le sonique pour déterminer l'impédance acoustique. La densité électronique que l'on mesure est proportionnelle à la densité de la formation, qui et dépend de la densité de la matrice, la porosité et de la densité des fluides remplissant les pores. La densité de shale est inférieure à  $2.57\text{g/cm}^3$

La densité des hydrocarbures surtout celle du gaz est inférieure à celle de l'eau, ce qui fait que la même formation remplie du gaz apparaît beaucoup plus légère que si elle était saturée en eau.

#### III.3. La diagraphie neutron

Le neutron donne directement la porosité des formations. Il est très sensible à la présence du gaz et d'argile. Les neutrons sont absorbés par les noyaux d'hydrogène lorsque leur énergie sera plus faible que  $0.025\text{eV}$ . Son enregistrement peut être fait avec différentes échelles (échelle calcaire, échelle gréseuse). Seule la porosité du type de roche prise comme référence sera la valeur correcte. Pour les autres types de roche (*shale*, etc...), il faudra effectuer des corrections.

### III.4. La diagraphie sonore

La sonique mesure le temps qui met une onde acoustique de fréquence comprise entre 20 et 40 kHz pour traverser un pied de formation. Sa vitesse de propagation varie suivant la densité et la nature lithologique traversée. Elle est importante dans les solides et faible dans les fluides. Elle est utilisée pour:

- Evaluer la porosité de la formation.
- Identifier la lithologie.
- Identifier les roches mères à l'aide de l'information fournie par le GR et par les logs de résistivité.
- Mesurer les paramètres mécaniques de la roche, on cite : module de Young, coefficient de poisson, la répartition du stress dans la formation et la pression des pores.

### Conclusion

Parmi les nombreuses méthodes d'étude des argiles, y a les techniques expérimentales, notamment les différentes méthodes pétrographiques, la spectroscopie infrarouge (IR), la Diffraction aux Rayons-X (DRX), la Microscopie à Transmission Électronique (MET), la Microscopie Électronique à Balayage (MEB) et la spectroscopie des rayons gamma (SGR), cette dernière est fait l'objectif de notre mémoire qui est une technique moins coûteuse par rapport les autres techniques avec la disponibilité des données.

D'autres types de diagraphies peuvent confirmer ou infirmer la présence d'hydrocarbure au sein des argiles (Schiste), comme les diagraphies de porosité, sonore et résistivité.

---

## Chapitre V

### Résultats et Discussion

---

*Ce cinquième chapitre est subdivisé en trois parties.*

*En premier, on interprète les chartes de Schlumberger, en déterminant le type d'argile.*

*En deuxième, on interprète le log composite de Frasnien argileux.*

*En troisième, on confirme le résultat de composite, par l'interprétation du graphique de l'attribut sismique.*

## Introduction

La composition minéralogique est un paramètre essentiel pour voir le changement vertical des argiles, celle qui donne des idées sur les comportements mécaniques de ces dernières, de plus, la minéralogie détermine la réponse de la formation argileuse à la fracturation hydraulique.

Notre formation objective, est le Frasnien à travers notre puits ciblé AEN-1bis (Argile noire, gris-foncé, indurée, silteuse, micacée, feuilletée, avec traces de Grès gris-blanc à blanc, très fin à fin, sub-arrondi, bien classé, siliceux, moyennement dur à dur avec des Traces de pyrite).

### I. Détermination des types d'argiles

La composition minéralogique est déterminée soit à partir de la composition élémentaire, soit à partir des mesures de diagraphie, en utilisant des techniques de traçage croisé. Il fournit des paramètres lithologiques rapides et continus dans les essais de formation géologique. Les données NGS seront donc très utiles dans l'étude des puits d'hydrocarbures car les déblais de forage sont généralement espacés de 5 à 10 m et, par conséquent, les données lithologiques continues ne sont pas disponibles pour l'évaluation de la formation.

Pour déterminer les types d'argiles, on a réalisé des chartes spéciales aux lesquelles par logiciel Techlog 2015.3, notant les cross plots CP19, CP18A et CP18B de Schlumberger, le log composite de notre Frasnien étudié et enfin le graphe de l'attribut sismique Vp/Vs.

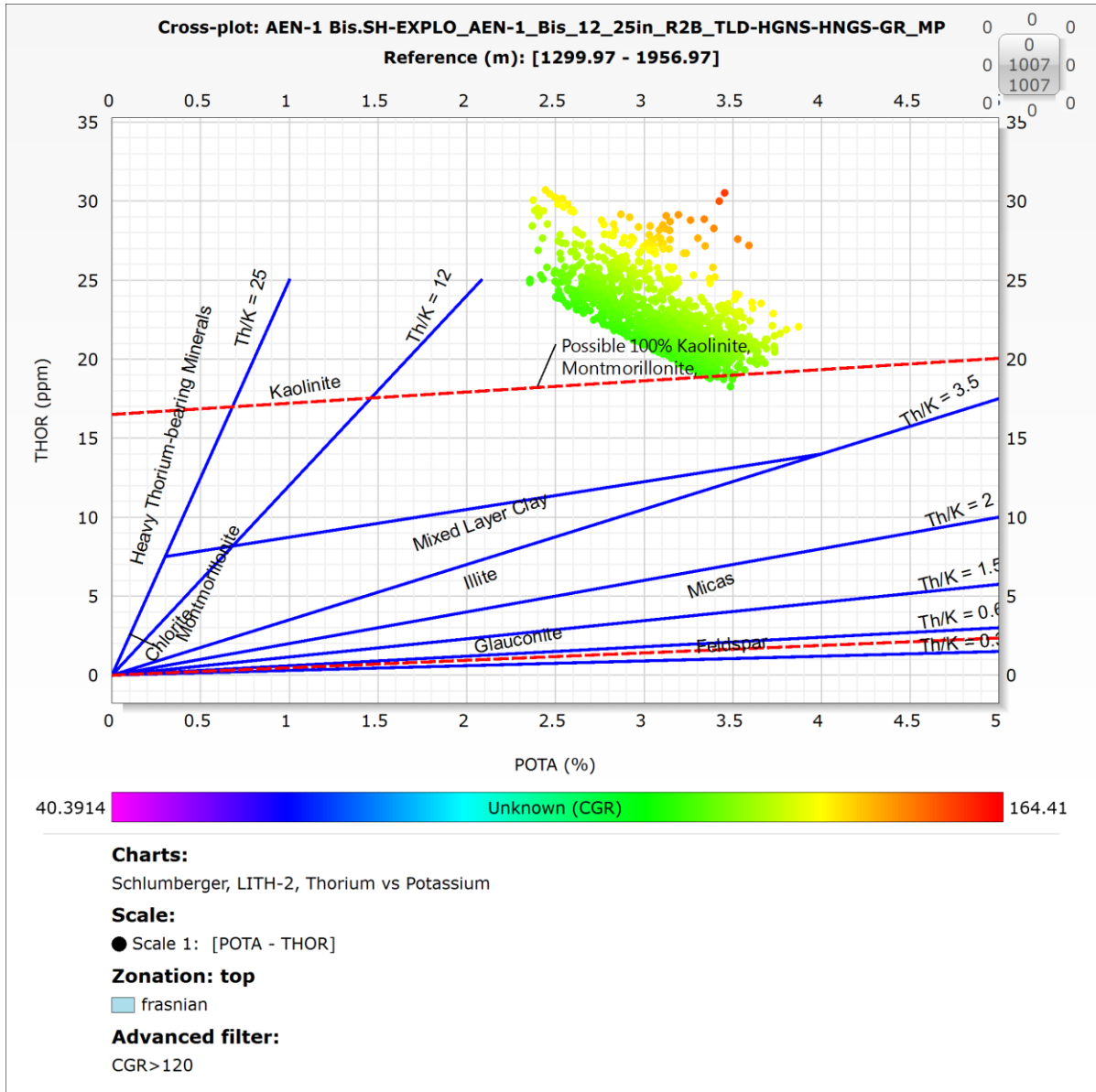
On va les exposer avec leurs interprétations comme la suite, suivant leur ordre de mention:

#### I.1. Cross plot Th/K

La charte CP-19 de Schlumberger est utilisée pour déterminer le type de minéraux dans une formation de schiste à partir des concentrations mesurées par l'outil NGS. La saisie du graphique avec les valeurs de thorium et de potassium localise le point d'intersection utilisé pour déterminer le type de minéraux radioactifs qui composent la majorité de l'argile dans la formation.



Le cross plot de Th/K (Figure 41) révèle que le minéral argileux dominant est la kaolinite, avec des petites concentrations de montmorillonite. Selon Rider (1996), les environnements marins contiennent toujours  $Th < 25$  ppm, donc le Th est faible dans ce puits d'étude, et suggère que la formation Frasnienne a été déposée dans des conditions marines ouvertes.



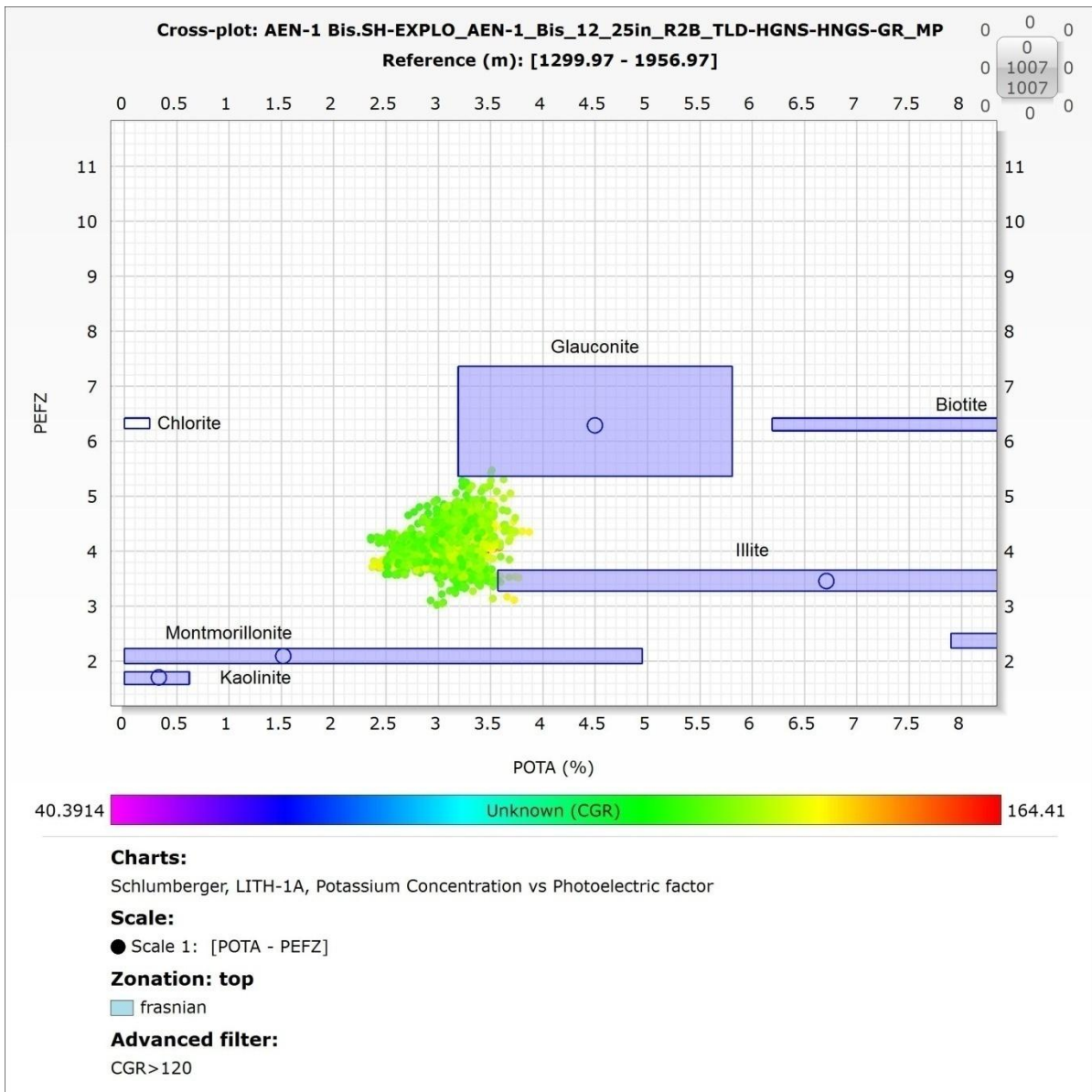
**Fig. 41:** Charte de Th/K de Schlumberger CP-19 montrant la composition argileuse du Frasnien au niveau de puits (AEN-1bis).

Afin de prouver l'absence d'ambiguïté des résultats, des cross plots supplémentaires comprenant du Pe (Le coefficient d'absorption photoélectrique) ont été réalisés ci-dessous et

sont respectivement, Le graphique CP-18A de Schlumberger (Figure 42) permet de comparer le PE à la teneur en potassium et Le graphique CP-18B de Schlumberger (Figure 43) qui compare le PE au rapport Th/K :

**I.2. Cross plot de Pe face au K**

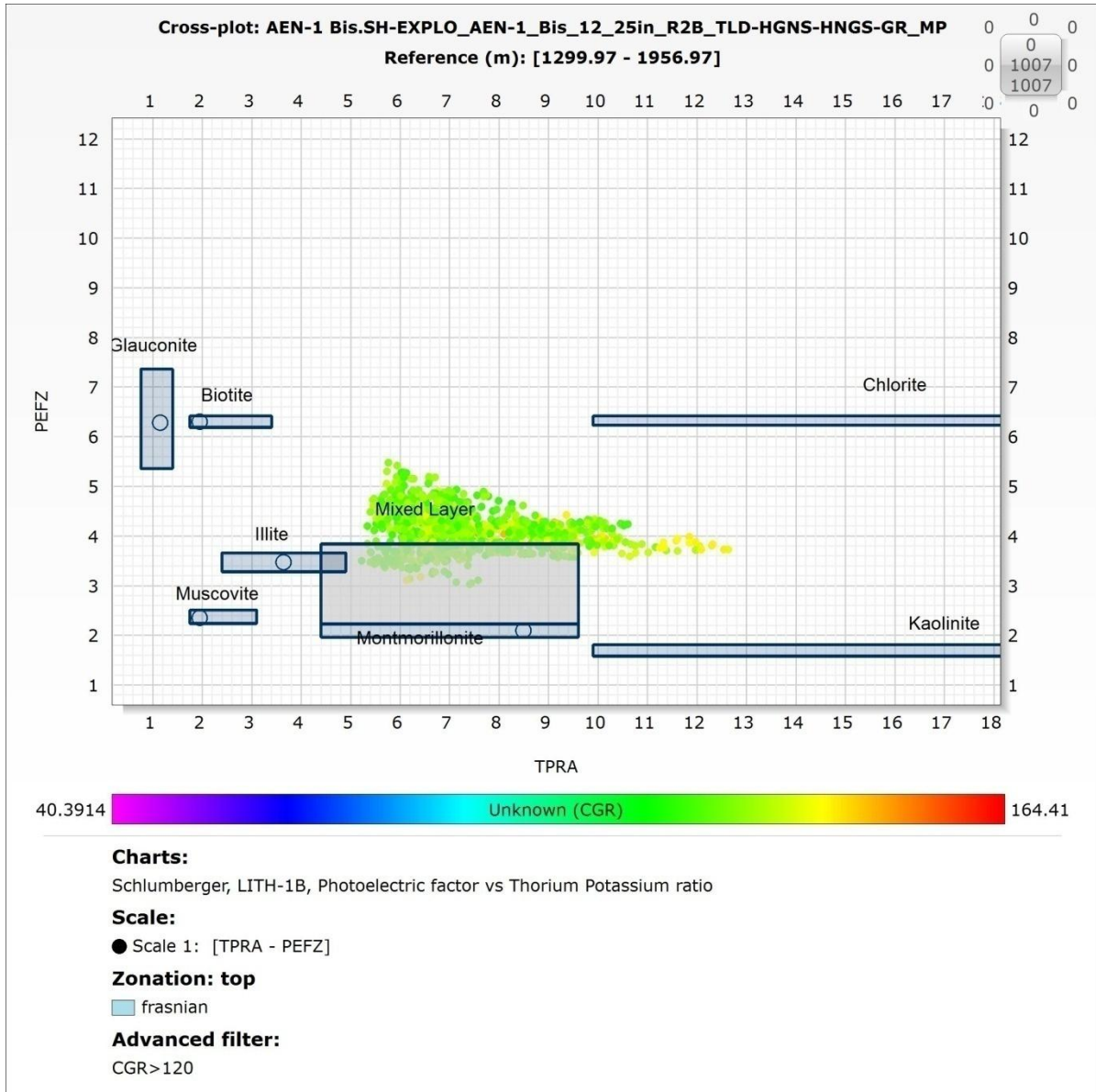
Les valeurs de PE (enregistrés par l'outil LDT) sont de l'ordre de 2 à 5,5 et les valeurs de K (enregistrés à partir de l'outil de rayons gamma spectraux) sont de l'ordre de 2,3 à 3,9. Ce cross plot révèle que le minéral argileux dominant est l'illite et la montmorillonite, avec des faibles concentrations de glauconite (Figure 42).



**Fig. 42 :** Charte CP-18A de Schlumberger pour l'identification des minéraux argileux du Frasnien au niveau de puits (AEN-1bis) en croisant Pe et K.

### I.3. Cross plot de Pe face au Th/K

Les valeurs de PE (enregistrés par l'outil LDT) sont de l'ordre de 3 à 5,6 et les valeurs de TPRA (enregistrés à partir de l'outil de rayons gamma spectraux) sont de l'ordre de 5,2 à 12,7. Ce cross plot révèle qu'au voisinage d'une zone mixte, les minéraux argileux dominants sont la montmorillonite et l'illite (Figure 43).



**Fig. 43 :** Charte CP-18B de Schlumberger pour l'identification des minéraux argileux du Frasnien au niveau de puits (AEN-1bis) en croisant le Pe et le ratio Th-K.

Les figures (42 et 43) sont des chartes d'identification de minéraux argileux préparées en croisant le Pe enregistré par l'outil LDT et Th, Th/K enregistré à partir de l'outil de rayons

gamma spectraux. Le Pe est mesuré dans l'outil de densité de lithologie en mesurant les rayons gamma de faible énergie au niveau du récepteur.

Le coefficient d'absorption photoélectrique (Pe) est une mesure du nombre atomique des noyaux des atomes dans la formation. La mesure de Pe peut être combinée avec K et Th / K pour l'identification des minéraux argileux. Les argiles de différents types comptent à différentes régions sur un croisement de Pe contre K et Pe contre Th/K. Différents minéraux argileux se rangent dans différentes régions sur Pe contre Th/K crossplot. Cette technique est similaire à l'identification des minéraux par le traçage croisé de différents éléments.

A travers les trois cross plots précédents CP 19, CP 18A et CP 18B, il est apparait que les, minéraux argileux les plus dominants au niveau de puits AEN-1bis sont la montmorillonite, l'illite et la kaolinite.

## II. Interprétation qualitative de composite du Frasnien

### II.1. Interprétation qualitative des logs de Caliper, GR et les ratios de Th, Ur et K

D'abord, basant sur le comportement du Caliper, on a découpé notre composite à six zones (en point de vue mécanique), donc suivant les propriétés physico-chimiques des argiles trouvées dans le puits AEN-1bis, que ce sont la montmorillonite l'illite et la kaolinite, on va les dispatcher le long de Frasnien.

Sachant que le Frasnien argileux est représenté au niveau de puits AEN-1bis par une épaisseur réelle de 350 m, les épaisseurs des six zones sont représentées dans le Tableau 07.

**Tab. 07 :** les six zones du Frasnien et leurs épaisseurs.

Zones	Top (m)	Bottom (m)
01	1568	1578
02	1578	1740
03	1740	1773
04	1773	1790
05	1790	1811
06	1811	1918

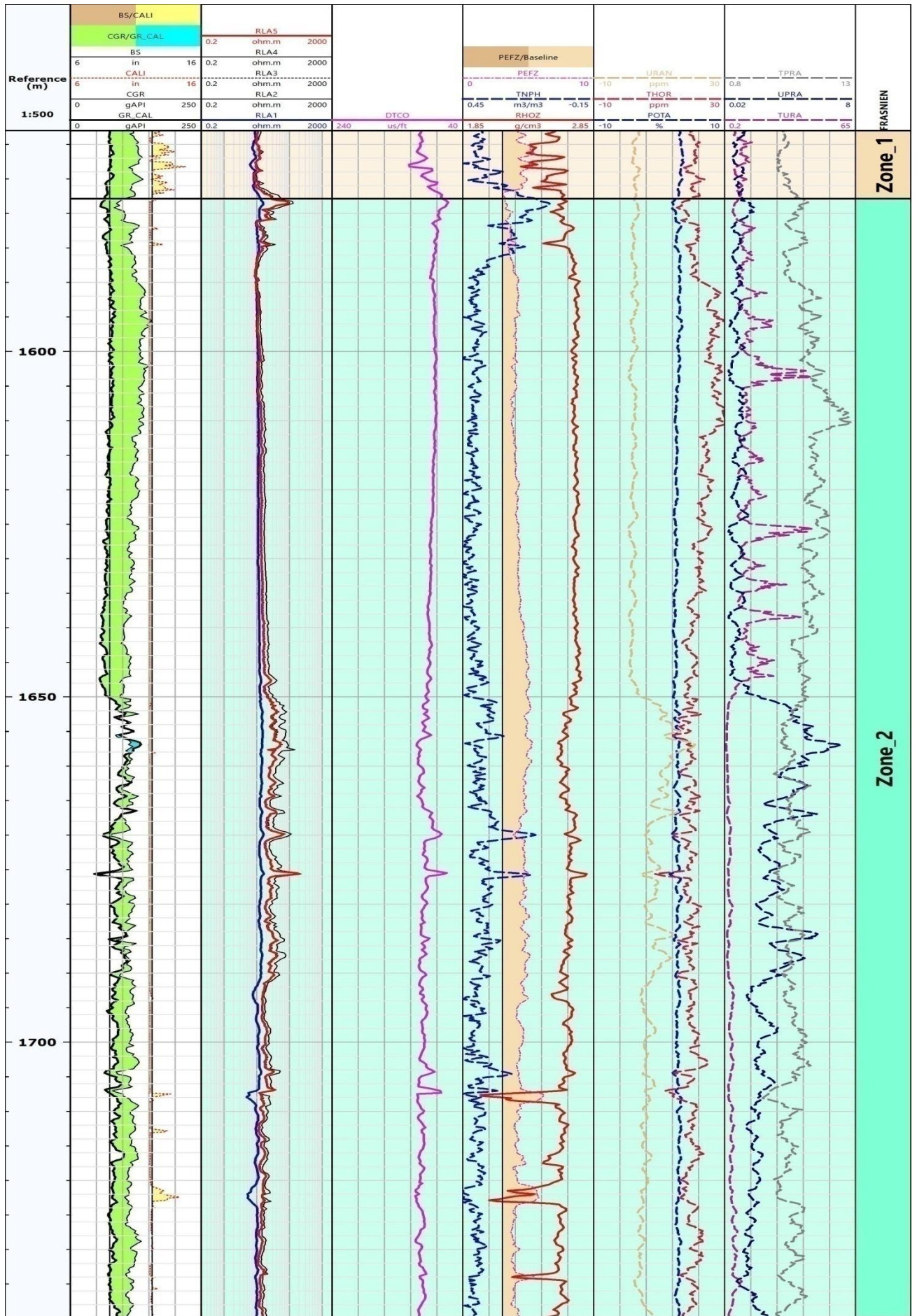


Fig 44 : Composite du Frasnien au niveau de puits AEN-1bis (Zone 01 à Zone 02).

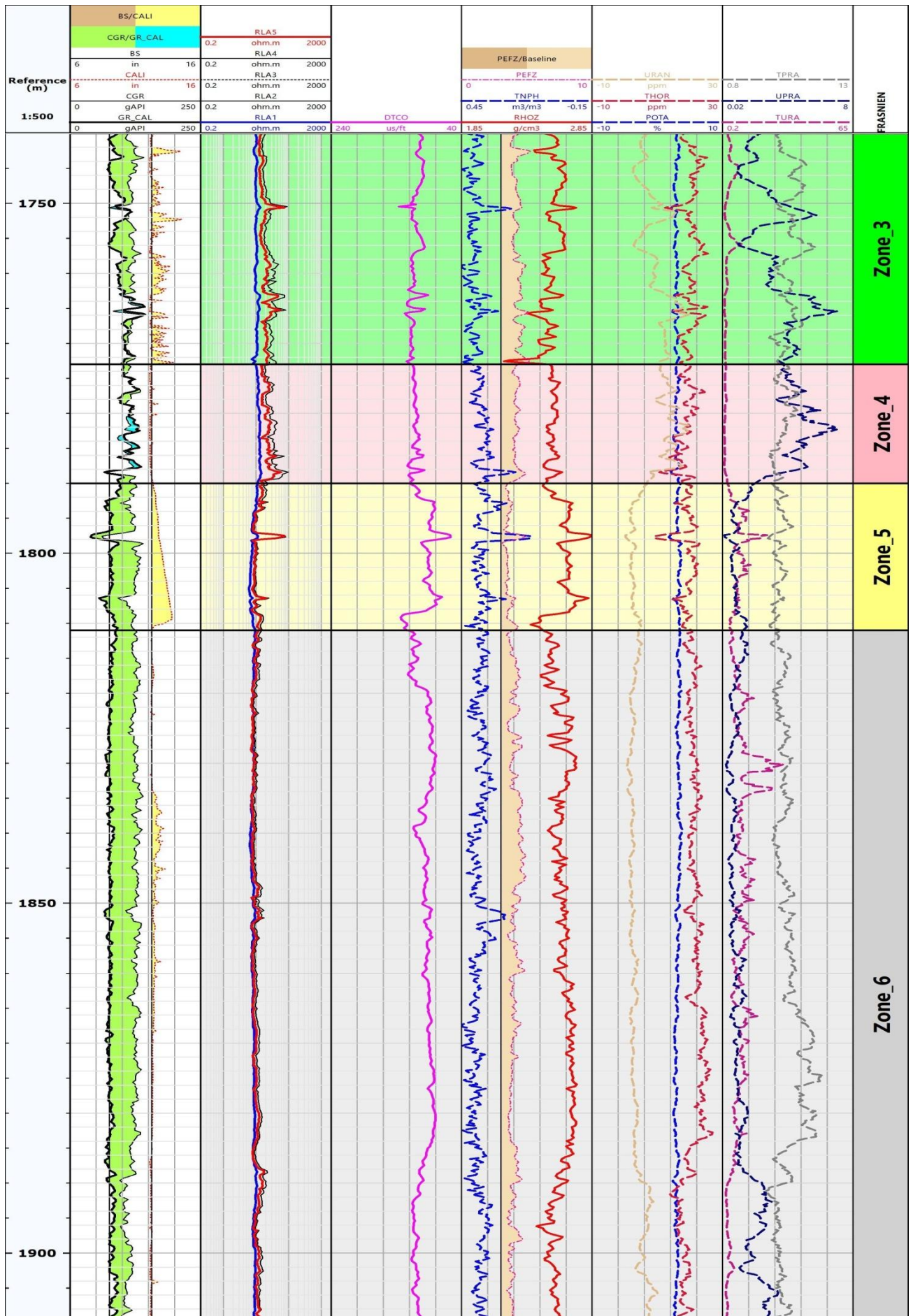


Fig. 45 : Composite du Frasniensien au niveau de puits AEN-1bis (Zone 03 à Zone 06).

D'après l'enregistrement ci-dessus (Figures 44 et 45) et basant sur le comportement mécanique du Caliper (soit lisse ou bien en dents de scie). Pour cela, on peut dire que la montmorillonite est concentrée au niveau des zones 02, 04 et 06 (car elle est très tendre, et facilement à couper comme un savon. Pour plus de détails, voir tableau 05, chapitre III), ce qui explique le comportement lisse du Caliper. Tandis que l'illite et la kaolinite sont concentrées au niveau des zones 01,03 et 05 (car l'illite est moyennement dur avec une valeur de dureté 2, et la kaolinite est relativement plus dur avec une valeur de dureté 2.5. Pour plus de détails, voir tableaux 04 et 06, chapitre III), ce qui explique le comportement odontique du Caliper. Pour plus de détails voir chapitre III.

**Tab. 08** : les six zones du Frasnien et leurs contenus typiques d'argile.

Zones	Toit (m)	Mur (m)	Type d'argile
01	1568	1578	Illite + kaolinite
02	1578	1740	Montmorillonite
03	1740	1773	Illite + kaolinite
04	1773	1790	Montmorillonite
05	1790	1811	Illite + kaolinite
06	1811	1918	Montmorillonite

Pour la piste des rayons gamma (totale et spectrale), on remarque qu'il y a une augmentation de la valeur de SGR le long de l'intervalle [1650-1692m], et aussi de l'intervalle [1748-1792m], la radioactivité de ces deux intervalles est différente. L'un est situé dans la partie supérieure [1650-1692m], est marqué par une radioactivité de 130gAPI, l'autre qui occupe l'intervalle [1748-1792m], est plus épais, de valeur de SGR plus élevée que le premier, environ 145gAPI. La radioactivité de ces deux parties est considérée suffisante, elle est supérieure à 120gAPI. Où la réponse radioactive est un bon indicateur de la richesse en argile.

Allant vers les enregistrements des rapports des éléments thorium (Th), potassium (K) et l'uranium (U), où ils peuvent être utilisés pour interpréter la composition des sédiments, la provenance et la diagenèse (Rider, 1996). L'abondance relative de Th, K et U permet également de caractériser le type minéral argileux et son abondance dans les sédiments. Th

et U et leurs interrelations sont également utiles pour donner une approche sur les environnements de dépôt (Hassan et al, 1976, Rider, 1996). Koczy (1956) a démontré que l'uranium a une affinité pour les schistes marins et le thorium pour les sédiments terrestres.

L'enregistrement montre une augmentation remarquable de Thorium par rapport aux autres éléments radioactifs, dont leur répartition moyenne est comme la suite : l'Uranium marque une valeur moyenne de 19 ppm, le Thorium est moyennement de 23 ppm et un pourcentage négligeable de Potassium.

L'existence d'Uranium dans la formation indique une forte teneur en minéraux argileux qui sont associés à la matière organique.

Généralement la valeur du rapport Th/U donne la nature de milieu de sédimentation (anoxique ou oxiq), où le milieu anoxique (en absence d'oxygène) indique que le milieu de conservation de la matière organique est marin, donc elle peut se transformer en hydrocarbures, par contre leur formation dans un milieu oxiq (en présence d'oxygène) est assez faible. Dans le shale gas quand le rapport Th/U < 2.5, le milieu est anoxique (Jarvie, 2010).

Pour cela, on voit que la valeur moyenne du rapport Th/U est 0.3 au niveau des deux intervalles à SGR remarquable [1650-1692m] et [1748-1792m], veut dire l'accroissance de la valeur moyenne d'Ur (23 ppm), face à la décroissance de valeur moyenne de Th (18 ppm). Ce qui implique que la formation des hydrocarbures est effectuée dans un milieu marin, sous condition anoxique (Th/U < 2,5) Correspond souvent à un faciès caractérisé par des niveaux sombres, laminés, riches en matière organique marine planctonique.

La composition en minéraux argileux suggère que les sédiments de la Formation Frasnienne proviennent d'une provenance de roches ignées acides dans des conditions chaudes (Adams, 1958), humides et tropicales. De plus, le rapport Th/K marque des valeurs petites un peu, au niveau des deux intervalles à SGR remarquable [1650-1692m] et [1748-1792m], par rapport des valeurs plus hautes dans le reste de Frasnien (vu que les pourcentages négligeables de K, face aux valeurs remarquables de Th). Cela confirme une condition marine profonde ouverte sous laquelle les sédiments de la Formation de Frasnienne ont été déposés (Weaver, 1958).



## II.2. Interprétation qualitative des logs de porosité, densité et résistivité

Afin de bien déterminer l'épaisseur de la zone utile, un ensemble des enregistrements de diagraphie doivent être présents (résistivité, densité, sonique et facteur photo-électrique).

Les Figures (44 et 45) montrent que les deux fenêtres [1650-1692m] et [1748-1792m] qui correspondent à deux bancs argileux épais, parallèlement à une augmentation considérable de la concentration en éléments radioactifs (Ur) contenus dans la formation Frasnienne, en face laquelle on remarque une résistivité élevée (jusqu'à 200 ohm.m) due au phénomène d'invasion face à des passages silteux d'un part, et l'indication d'existence d'hydrocarbure qui est non conducteur d'autre part.

Le facteur photo-électrique désigne le rapport Absorption/Densité, il est en fonction de l'absorption des rayons gamma et la section de capture. Plus la section de capture est grande, plus l'absorption est importante, et plus le facteur photo-électrique est élevé, par conséquence le milieu est dense. La richesse des shales en matière organique confère à la matrice une faible densité et une faible variation des facteurs *TNPH /RHOZ/PEFZ*.

TNPH : (Thermal Neutron porosity).

RHOZ : densité de la roche.

PEFZ : facteur photoélectrique.

En effet, la diagraphie de ces paramètres cités ci-dessus montre un faible facteur photo-électrique (PEFZ), encore la combinaison TNPH et ROHZ montre un écart qui peut être interprété par la présence des hydrocarbures. Une faible densité volumique apparente (ROHZ) indique la présence de la matière organique mature, c'est le gaz qui est moins dense que la matrice de la roche environnante (le kérogène est caractérisé par une densité volumique variant entre 0.95 et 2.1), pour plus de détails sur les types de kérogène voir Annexes B.

Les résultats de ces diagraphies montrent que la densité diminue avec l'augmentation de la richesse en matière organique (TOC), ce qui fait la roche mère Frasnienne est une zone d'intérêt le long des deux intervalles [1650-1692m] et [1748-1792m].

Dans l'interprétation des diagraphies soniques, la matière organique, l'eau et l'argile ont leur temps de transit ( $\Delta t$ ) plus petit que les autres composants matriciels. En plus, la résistivité de la matière organique est beaucoup plus élevée que celle de l'eau et de l'argile. Ce qui permet de dire qu'un décroissement de ( $\Delta t$ ) au niveau de ces deux intervalles [1650-

1692m] et [1748-1792m], jusqu'à 80 us/ft, associé à une augmentation de la résistivité (jusqu'à 200 ohm.m) implique la présence de la matière organique.

### III. Graphique de l'attribut sismique Vp/Vs

De plus, et à fin de plus confirmer ou infirmer la présence d'hydrocarbure, on a généré le graphique de l'attribut sismique Vp/Vs, sous la nomenclature DtcDtsR (Figure 47), donc c'est le rapport entre la vitesse des ondes sismiques de compression, et celle des ondes sismiques de cisaillement qui traversent la formation Frasnienne, focalisant sur les deux bancs argileux les plus radioactives [1650-1692m] et [1748-1792m].

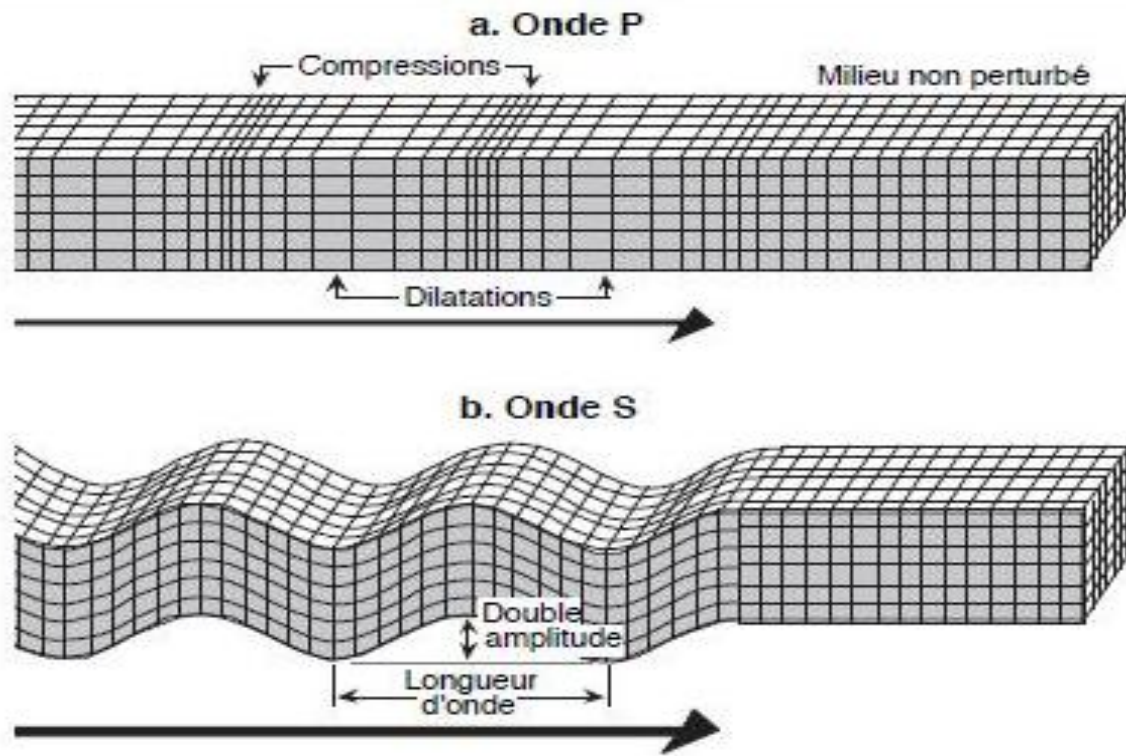
#### III.1. Aperçu sur les ondes sismiques P et S

Le log acoustique est un enregistrement continu, en fonction de la profondeur, de la vitesse de propagation des ondes acoustiques dans les formations.

Dans un milieu homogène, infini, isotrope et élastique deux sortes d'ondes peuvent se propager :

Le premier type d'ondes est appelé ondes longitudinales, ondes de compression ou ondes primaires **P** car ce sont elles qui arrivent en premier. Le mouvement des particules se fait selon un mouvement de compression et de dilatation, le sens de vibration des particules est parallèle à l'axe de propagation.

Le second type d'ondes correspond à un mouvement de cisaillement, on les appelle des ondes transversales, ondes de torsion ou ondes secondaires **S** car ce sont elles qui arrivent en second. Le mouvement des particules dans ce cas se fait perpendiculairement à la direction de propagation (Figure 46).



**Fig. 46:** La propagation des ondes sismiques P et S (Google image).

### III.2. interprétation du graphique $V_p/V_s$

La vitesse de propagation des ondes acoustiques dépend essentiellement de la matrice de la roche, du fluide et de la porosité.

Sachant que les ondes de compression **P** propagent partout, et les ondes de cisaillement **S** ne propagent que dans le solide, pour cela, le rapport  $V_p/V_s$  sera plus grand face aux zones à hydrocarbures, par contre ce rapport sera plus petit face aux zones secs. Revenant au graphique ci-dessous (Figure 47), on trouve que les deux intervalles [1650-1692m] et [1748-1792m] qui ont une valeur remarquable de rapport  $V_p/V_s$ , avec une concentration intense du nuage des points au niveau de ces deux intervalles, (les points de l'extrémité on les tenir pas en considération).

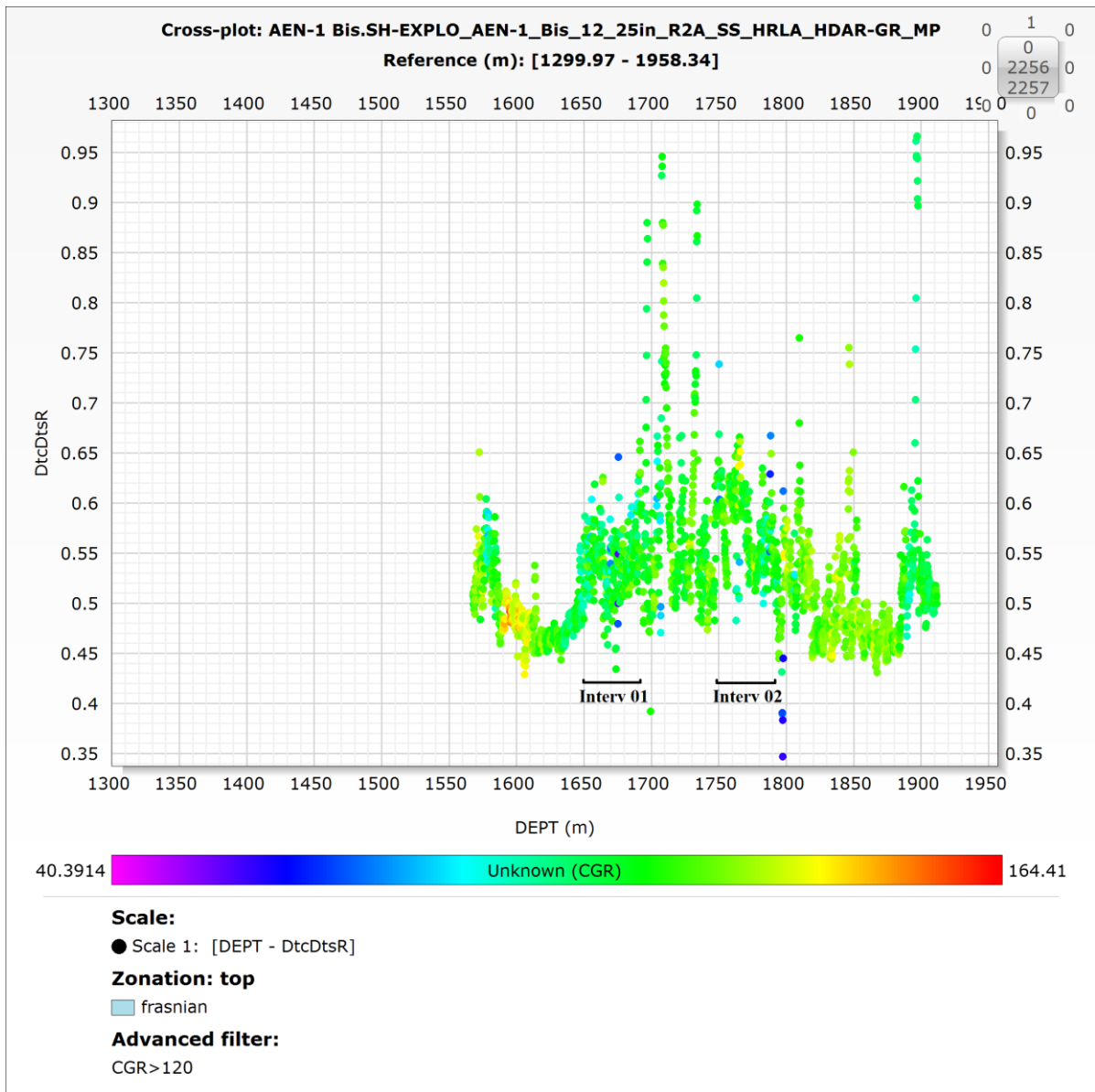


Fig. 47 : Graphique de l'attribut sismique Vp/Vs.

Donc et d'après l'interprétation ci-dessus, et avec les interprétations des diagraphies précédentes, on déduit la confirmation de l'indication de la présence d'hydrocarbure au niveau des deux intervalles [1650-1692m] et [1748-1792m].

**Conclusion**

L'étude des diagraphies NGS de puits AEN-1bis dans la région d'Ahnet a été faite, avec les autres diagraphies supplémentaires, pour déterminer la composition des sédiments et donner une approche sur l'environnement de dépôt. La concentration de Th, K et U et leurs Cross-plots ont permis de tirer les conclusions suivantes:

- Le rapport Th/K indique que la montmorillonite, l'illite et la kaolinite sont les principaux minéraux argileux dans le Frasnien.
- La concentration moyenne de thorium ( $< 25\text{ppm}$ ) suggère que les sédiments de la Formation Frasnienne ont été déposés dans des conditions marines ouvertes (Rider, 1996).
- Les résultats de diagraphies indiquent la présence des hydrocarbures au niveau des deux intervalles [1650-1692m] et [1748-1792m].
- Le rapport Th/U donne la nature de milieu de sédimentation (anoxique ou oxique), généralement dans le shale gas quand le rapport Th/U  $< 2.5$ , le milieu est anoxique (Jarvie, 2010).
- Le rapport Vp/Vs confirme l'indication des hydrocarbures au niveau des deux intervalles [1650-1692m] et [1748-1792m].

---

## **CONCLUSION GENERALE**

---

## **CONCLUSION GÉNÉRALE**

Parmi les gisements non conventionnels, le shale gas qui est simultanément considéré comme une roche mère et une roche réservoir de basse qualité riche en matière organique, Son développement nécessite une fracturation hydraulique pour créer une perméabilité artificielle suffisante qui est sensible à la minéralogie et les propriétés pétrophysiques de la roche.

Le champ d'Ain Enakhal est l'un des champs les plus récents explorés pour le gas de schiste dans le bassin d'Ahnet. Un certain nombre de puits exploratoires ont été forés pour délimiter les horizons contenant des hydrocarbures. La formation Frasnienne de Dévonien supérieur héberge une épaisseur importante des argiles radioactives, considérées comme des faciès de réservoir et au même temps de roche mère. En plus des diagraphies normales, les diagraphies NGS (Natural Gamma Ray Spectrometry) sont largement utilisées pour estimer la composition des sédiments et l'environnement de dépôt général des faciès réservoirs. La présente étude utilise et analyse les logs NGS de de puits AEN-1bis de la région d'Ahnet du champ d'Ain Enakhal pour déterminer la composition en minéraux argileux et l'environnement de dépôt de-la Formation Frasnienne.

La spectroscopie gamma naturelle a prouvé son utilité dans l'interprétation des éléments radioactifs et la minéralogie argileuse des roches clastiques. Les estimations spectrales du potassium  $K_{40}$ , de l'uranium  $U_{238}$  et du thorium  $Th_{232}$  et leurs rapports fournissent des ensembles de données importants pour estimer la minéralogie des sédiments et leurs conditions de dépôt. Par conséquent, les données NGS disponibles pour le puits AEN-1bis ont été utilisées pour déchiffrer les types de minéraux argileux, qui sont essentiellement la montmorillonite, l'illite et la kaolinite.

Les roches mères (shale gas) constituent une opportunité de prolonger économiquement l'exploitation des énergies fossiles, celles offrent la possibilité d'opérer une transition énergétique progressive vers des énergies moins polluantes. L'exploitation des roches mères pose des problèmes d'acceptation sociale notamment parce qu'elle utilise la fracturation hydraulique, pourtant c'est une technologie assez utilisée dans le monde pétrolier.

## **PERSPECTIVES**

Au cours de cette étude, nous avons tenté à caractériser la roche mère sédimentaire Frasnienne du bassin d'Ahnet, et il serait également intéressant que cette présente étude soit complétée par la proposition des zones les plus favorables à effectuer la fracturation hydraulique au sein de ce Frasnien. Cette étape du processus s'avère ultime, afin d'apprécier l'exploitabilité du gisement.

D'une part, on suggère que les meilleures zones de Frasnien à réaliser la fracturation hydraulique, sont les quelles qui contiennent l'illite et la kaolinite (zones 01,03 et 05), contrairement les zones qui restent (02,04 et 06), sont considérées comme mauvaises, à cause de leurs contenu de montmorillonite, ce dernier est extrêmement tendre, en plus d'être avoir un comportement intense du gonflement.

D'autre part, les intervalles qui confirment l'indication des hydrocarbures [1650-1692m] et [1748-1792m] ont font partie des zones 02, 03 et 04. Donc on recommande sur la fracturation hydraulique au niveau de la zone 03 (33m), car elle renferme l'illite et la kaolinite, en plus de leur indication d'hydrocarbure.

Il est recommandé de confirmer ces résultats préliminaires pour une étude plus poussée. Et de voir le changement latéral de faciès par la corrélation avec des autres puits voisins.



---

**REFERENCES**  
**BIBLIOGRAPHIQUES**

---

## RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

**Ahmed Daoud**, (2009) Géologie de sous sol (cours de géologie régional).

**Adams et Weaver**, (1958). **Serra**, (2003).

**Alyssa Charsky, S. H.** (2013). *Direct Total Organic Carbon (TOC) log from a New advanced Gechemical Spectrscopy Tool.*

**Athmane Rahmani, Mohamed Kaced, Mohamed Arab**, ( 2012), the potential of shale gas in Algeria, Shale gas workshop, Oran.

**Beghoul, M.** (2015, Octobre). *Exploration et exploitation des réserves et réservoirs d'hydrocarbures non conventionnels.*IAP Boumerdes.

**Beuf** (1971), **Caby** (1970).

**Cardot** (2007), **Jackson** (1997), **API** (2013).

**Choufa Nassima**, (2013), Epuration des eaux usées : l'élimination des micropolluants dans les eaux usées par un matériau argileux.

**Combaz, A.** (1886). *Les 'zone gamma' du Silurien des région Saharien, Contenu Organique et conditions de dépots.* Bréhéret: Les couches riches en matiere organique et leurs conditions de dépôt, Doc Geol, Min.

**Dan Jarvie**, (2010), Worldwide shale gas and oil plays and potential, NAPE Conference.

**Dedier Favreau, Thierry Rouad**, (2013), Gaz non conventionnels, Technique de l'ingénieur,France.

**Delineau T. Allard T. Muller J-P. Barres O. Yvon J. Cases J-M . FTIR reflectance vs. EPR studies of structural iron in Kaolinite .Clays and Clay Mineral, 42, P. 308-320. (1994).**

**EIA.** (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.* U.S. Energy Information Administration.

**EIA/ARI** World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment (June 2013).

**Joseph F, H.** (2012). *The oli and gas industry- A nontechnical guide.*Oklahoma: Pennwell.

**Gabriel Marty**, (2011), L'exploitation des gaz de schistes, entre promesses économiques et conséquences environnementales, Washington.

**G.W.Brindly \_ G.Brown:** Crystal Structure of Clay Minerals and their Xray

**Kaced, M.** (2013). *Le potentiel shale gas en Algerie.* Alger.

**Konan K. L., Soro J., Andji J.Y.Y., Oyetola S., Kra G., J. Soc. Ouest-Afr. Chim. (2010)**

**Ledoux .R. and White J.L.** infrared study of the OH groups in intercalated Kaolinite Complexes.13<sup>th</sup> Nat.Con.on Clays and Clay Minerals. P.289-315. (1965).

**Lüning et al**, (2004), Temporal-special reconstruction of the early Frasnien (late Devonian) anoxia in NW Africa: new field data from the Ahnet basin (Algeria), journal of sedimentary geology 163, Elsevier.

**Majid Badsì**, (1998), Fracturation naturelle des roches application au bassin d'Ahnet, Thèse de doctorat, Université de Paris VI.

**Passey et al**, (2010), From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Pétrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs, SPE 131350.

**Rapport de d'IFPEN** "Hydrocarbures-de-roche-mère Etat-des-lieux" (22 janvier 2013).

**Reddy et Rao**, (2006), **Reddy et al**, (2013), **Rider** (1996),

**Rollet P., Bouaziz R.**, L'analyse thermique et les changements de phase (1972).

**Schlumberger**. (2014). *Introduction to shale reservoirs*. next, a Schlumberger company.

**Sonatrach- Schlumberger**, (2007), Well Evaluation Conference, Algeria.

**SONATRACH-Exploration**, Rapport d'implantation du puits AIN EN NAKHAL-1Bis, Bloc 340a, Périmètre AHNET, Bassin AHNET (2017).

**S.Cailler, S.Hénin, and M. Rautureau** : Minéralogie des argiles. Masson ,ed 1. (1982).

**Souhila Bagdi Issaad**, (2012), L'inconventionnel en Algérie ; une solution au déclin des gisements d'hydrocarbures?, Séminaire internationale de la géologie saharienne, Ouargla.

**Souad Haoued Mouissa**, (2011), Etude des réservoirs non conventionnels, Thèse d'ingénieur spécialisé, IAP.

**TOTALE**, Exploration & Production Gaz non conventionnels (novembre 2011).

**WEC Algérie** (2007), La géologie pétrolière de l'Algérie

---

# ANNEXES

---

## ANNEXES A : Chapitre VI

### Les méthodes pétrographiques pour l'étude des argiles

#### 1. Préparation de l'échantillon argileux

- **Source**

Le prélèvement d'un échantillon d'une région concernée.

- **Concassage, Séchage et broyage**

L'échantillon prélevé a subi les opérations unitaires suivantes :

- Concassage des roches de l'échantillon en morceaux par un mortier,
- Séchage dans l'étuve pendant 24 h (T = 65°C),
- Broyage des morceaux de l'échantillon argileux dans un broyeur,
- Tamisage de la poudre de l'échantillon (Tamis de 50µm).

#### 2. Détermination du pH

La détermination du pH est nécessaire pour quantifier l'apport de l'acidité lorsque le solide est en contact avec la solution. Une solution à 10% d'argile m/v est préparée avec de l'eau distillée, le mélange est laissé reposer 4h à 25° C, pour permettre aux ions de passer en solution. La solution d'argile obtenue est homogénéisée par un agitateur magnétique. La lecture est faite directement sur un pH-mètre.

#### 3. Taux d'humidité

La mesure du taux d'humidité consiste à déterminer la masse d'eau éliminée par le séchage d'un matériau humide jusqu'à l'obtention d'une masse constante à une température de  $105 \pm 5$  °C pendant 24 heures, La masse du matériau après l'étuvage est considérée comme la masse des particules solides ( $m_s$ ). La détermination du taux d'humidité a été calculée à partir du rapport de la masse de l'eau ( $m_{eau}$ ) sur la masse des particules solides ( $m_s$ ). Celui-ci donne la teneur en eau de l'échantillon analysé comme cela a été présenté :

$$"H (\%) = (m_{eau}/m_s) * 100 = (m_t - m_s / m_s) * 100"$$

$m_{eau}$  : masse d'eau (g).

$m_s$  : masse de l'échantillon sec (g).

$m_t$  : masse de l'échantillon humide (g).

#### 4. Densité

La mesure de la densité apparente de l'échantillon étudié a été réalisée par la détermination du volume d'une masse  $m$  de l'échantillon à l'aide d'un pycnomètre.

$$"Densité = \text{Masse du volume de l'échantillon} / \text{masse du même Volume d'eau}"$$

#### 5. Indice de gonflement

Par la mise en suspension, l'argile peut fixer une quantité notable d'eau, ce qui a pour effet d'écartier les uns des autres en traduisant ainsi un gonflement.

Nous remplissons une éprouvette graduée de 100 ml avec 50 ml d'eau distillée et nous ajoutons 0,5 g d'argile. Après 45 min, nous ajoutons encore 0,5 g d'argile. Après 2H, on note le volume de gonflement. L'indice de gonflement est mesuré par la formule suivante :

$$\text{"Indice de gonflement (\%)} = (\text{volume de gonflement} * 50) / (50 - \text{humidité})"$$

## 6. Colloïdalité

Cette propriété est liée à la présence de charges négatives à la surface de chaque grain d'argile. Le caractère colloïdal se traduit par le recouvrement de chaque grain d'argile par une double couche d'ions hydrosoluble de charges opposées. La colloïdalité a été mesurée par la mise en suspension d'une quantité d'argile donnée, en ajoutant 0,2g de MgO pour permettre la défloculation, après une agitation de 5 min, le mélange est placé dans une éprouvette graduée. Après 24h nous mesurons le volume V (ml) occupé par le surnageant. La colloïdalité est mesurée par la formule suivante :

$$\text{"C (\%)} = 100 - V"$$

## 7. Porosité

La détermination de la porosité permet d'évaluer le pourcentage du vide dans le matériau. Elle est due alors à la présence dans la structure du solide des pores, de canaux et des cavités de différentes dimensions. Elle influence la diffusion des molécules à l'intérieur des solides.

Nous procédons par mettre dans une éprouvette de 10 ml un volume d'un solide de masse M1, nous ajoutons du méthanol M2 jusqu'à atteindre le volume de 2 ml dans l'éprouvette. La porosité (P) est déterminée par la formule suivante:

$$\text{"P} = V1/Vt = \{[(M2 - M1) / \rho_{\text{méthanol}}] - V2\} / Vt"$$

## 8. Capacité d'échange cationique

Les argiles ont la propriété de fixer de façon réversible certains cations contenus dans les solutions environnantes. La capacité d'échange de cations (CEC) correspond au nombre de charges négatives susceptibles de fixer des cations de cette manière. Elle est exprimée en centimols par kg (cmol kg<sup>-1</sup>), qui est une traduction dans le système international de parts des milliéquivalents par 100 g (MEQ), qui ont été traditionnellement utilisés pendant des décennies. Les cations ne peuvent être échangés s'ils sont faiblement liés aux surfaces externes ou internes (Espaces entre les couches de cristaux).

## 9. Perte au feu

La perte en poids exprimée en (%) est la perte de poids d'un échantillon après calcination à 1100°C, rapportée au poids initial. Il permet de connaître la quantité des

produits susceptibles de se décomposer ou de se volatiliser au cours de la cuisson. La perte au feu a été mesurée par la mise d'une quantité d'argile dans un creuset en porcelaine préalablement taré, soit son poids P<sub>1</sub>. Le creuset est mis dans un four, avec augmentation progressive de la température jusqu'à 1000 °C pendant 1h. Le creuset a ensuite été retiré et mis dans un dessiccateur pour refroidir et pesé, soit son poids P<sub>2</sub> [11].

La valeur de la perte au feu est donnée par la relation suivante :

$$\text{"PAF} = (P_1 - P_2/P_1) * 100\text{"}$$

### **10.Rayonnement infrarouge (IR)**

La méthode de spectroscopie infrarouge consiste à soumettre une suspension argileuse diluée (< 1mg dans une solution aqueuse) à une gamme de rayonnement infrarouge. Les argiles absorbent le rayonnement selon les fréquences de vibrations de leurs composés cristallins (ex. liaison OH, Si-Al-F dans tétraèdre, le Mg dans octaèdre et la liaison Si-O-Si dans tétraèdre).

## ANNEXES B : Chapitre VI

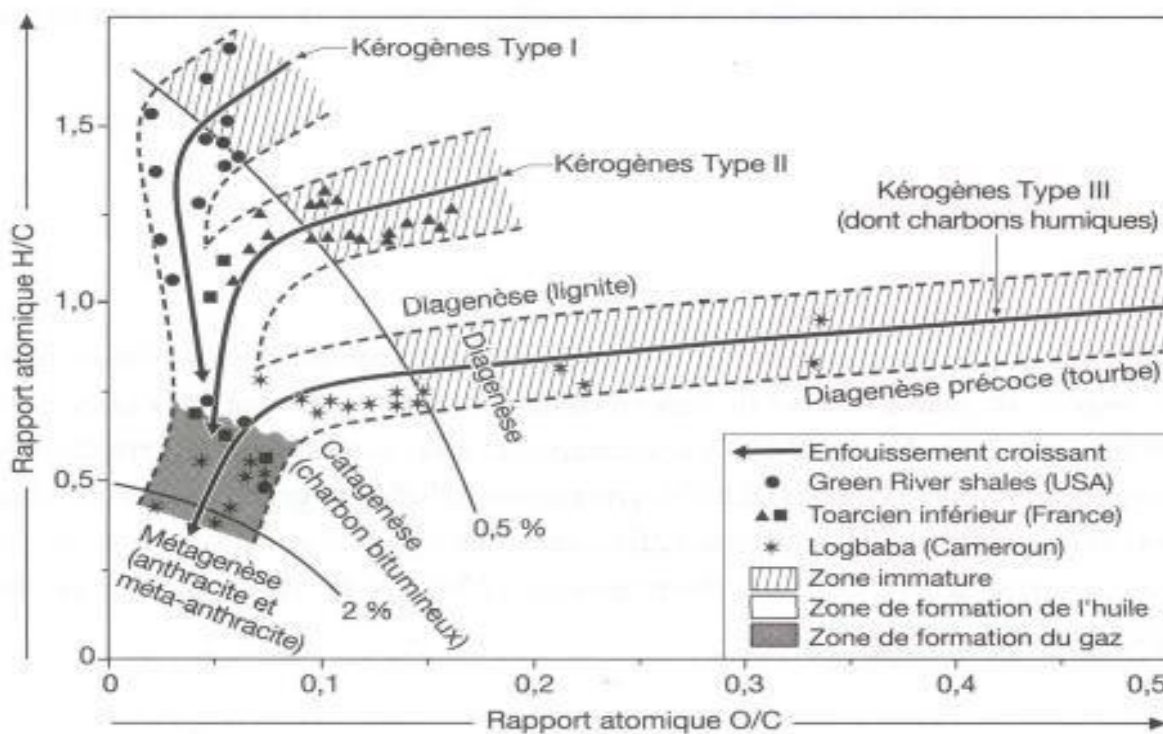
## Les types de kérogène

**Type I:** Les kérogènes de type I, immatures sont caractérisés par des rapports H/C élevés, et des teneurs en oxygène faibles (rapport O/C). La structure chimique est caractérisée par des chaînes hydrocarbonées linéaires. Le milieu de dépôt est très confiné de type lacustre (fluvial), où les conditions de préservation sont très bonnes.

**Type II:** Les milieux de sédimentation de type marin. Ces kérogènes se caractérisent par des rapports H/C moins élevés et des rapports O/C plus grands que ceux de type I. Leur structure est caractérisée par des chaînes hydrocarbonées linéaires moins longues et ils possèdent plus de structures cycliques. Ces kérogènes sont l'origine de nombreux pétroles bruts et gaz à travers le monde (ex : Dévonien et Crétacé du Canada, Silurien du Sahara).

**Type III:** Dans ce type, le rapport H/C faibles et O/C fort. Ces kérogènes sont riches en structures cycliques (aromatiques) et portent de nombreuses fonctions oxygénées. Ces kérogènes constituent de nombreux charbons et roches mères de pétrole.

**Type IV:** Ce type correspond à du matériel organique continental ou marin caractérisé par un rapport H/C faible, associé à de très fortes valeurs de O/C. Cette famille correspond à du matériel qui ne présente aucun intérêt économique.



**Fig. B1 :** Les types des kérogènes en fonction des rapports H/C et O/C.



## RÉSUMÉ

Dans ce présent travail, on a fait une caractérisation des argiles du Frasnien, au niveau de puits AEN-1bis situé dans le champ d'Ain Enakhal, bassin d'Ahnet au sein du Sahara Algérienne. Notre objectif est basé sur l'exploitation des données de la spectroscopie gamma naturelle, basant sur les apports des interprétations des éléments de potassium K40, l'uranium Ur238 et du thorium Th232 utilisées pour estimer la composition minéralogiques des sédiments et donne une idée sur l'environnement de dépôt. En plus en les couplant par les autres diagraphies différées, à fin de confirmer ou infirmer l'existence des hydrocarbures en générale, et le shale gas en particulier.

**Mots clés :** Ahnet, shale gas, Frasnien, spectroscopie gamma naturelle.

## ABSTRACT

In this work, we have made a characterization of the Frasnian clays, at AEN-1bis well located in the Ain Enakhal field, Ahnet basin within the Algerian Sahara. Our objective is based on the exploitation of natural gamma spectroscopy data, based on the contributions of the K40 potassium, uranium Ur238 and thorium Th232 elements used to estimate the mineralogical composition of sediments and gives an idea of the deposit environment. In addition by coupling them by the other loggings, to confirm or deny the existence of hydrocarbons in general, and shale gas in particular.

**Key words:** Ahnet, shale gas, Frasnian, natural gamma spectroscopy.

## ملخص

في هذا العمل، قمنا بتوصيف طين Frasnian في بئر AEN-1bis الذي يقع في حقل عين النخل، حوض Ahnet صدر الصحراء الجزائرية. ويستند هدفنا إلى استغلال بيانات التحليل الطيفي لأشعة غاما الطبيعية، استناداً إلى إسهامات عناصر البوتاسيوم K40، واليورانيوم Ur238 والثوريوم Th232 المستخدمة لتقدير التكوين المعدني للرواسب وتعطي فكرة عن بيئة الإيداع. بالإضافة إلى ربطها بسجلات Loggings الأخرى، لتأكيد أو إنكار وجود المحروقات بشكل عام، والغاز الصخري بشكل خاص.

**الكلمات المفتاحية:** Ahnet ، غاز الصخر الزيتي ، Frasnian ، مطيافية غاما الطبيعية.