

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'UNIVERSONO



Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolière

THEME

Caractérisations Géochimique du Schistes de Silurien Région In-
Saleh Bassin d'Ahnet

Présenté par

**Boukhelkhal Abd Elmounaim
Larafi Djamal**

Soutenu publiquement le

Devant le jury :

Président :	M^{me} HAMMAD Nabila	M. C. B Univ. Ouargla
Promoteur :	Dr. KADRI Mohamed Mehdi	M. C. B Univ. Ouargla
Examineur :	Dr. MDJANI Fethi	M. C. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2017/2018

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

A decorative border of pearls and roses surrounds the text. The border consists of a top row of large pearls, a middle row of smaller pearls, and a bottom row of large pearls. On the left side, there are several roses, including a red one and several white ones with green leaves and buds. On the right side, there are more white roses with green leaves and buds.

Dédicace

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.

A mes chères frères Salah, Kamel,
Abdlazziz, Sayeh, Abd elrahim, Bachir et
Mohamed et mes adorable sœurs Karima
et Oum Habiba.

A tout la famille Boukhelkhal.

A tout mes amis Fethalla, Djamal eddine,
othman, Mohammed Lamine, Marouan et
Naim

ABD ELMOUHAMMAD

A large white rose with green leaves and water droplets is positioned in the bottom right corner of the page.

Remerciement

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.

Nous tenons à remercier nos encadreur de mémoire, Kadri M.Mehdi, Je le remercie de m'avoir proposé ce sujet, de m'avoir encadré et d'avoir consacré une grande partie de son précieux temps pour la réalisation de ce travail, Merci pour vos orientation rigoureuses et vos conseils constructifs.

Un grand merci aux membres de jury qui ont accepté d'examiner ce travail : Hammad NAbila. qui nous a fait l'honneur de présider le jury de soutenance. Medjani Fethi d'avoir accepté d'examiner ce travail.

Et tous les enseignants du département des sciences de la terre et de l'univers de l'Université d'Ouargla pour les précieux conseils donnés au cours de nos formation dans les études de graduation .

Et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin dans l'élaboration de cette mémoire.

Sommaire

Introduction générale.....	2
<i>Chapitre I: Un aperçus général sur la région d`étude</i>	
I.1- Cadre régionale du bassin l’Ahnet	4
I.1.1-.Situation géographique	4
I.1.2- Situation géologique.....	5
I.2- Le cadre pétrolier du bassin l’Ahnet	6
I.2.1- Le système pétrolier :	6
I.2.1.1-Les roches mères	6
I.2.1.2-Les réservoirs	6
I.2.1.3-Les roches de couverture.....	6
I.3- Le cadre géologique.....	6
I.3.1-Morphologie du bassin	6
I.3.2-Stratigraphie	7
I.4- Tectonique.....	12
I.4.1-L’Ahnet oriental	12
I.4.2-L’Ahnet central	13
I.4.3-L’Ahnet occidental	13
I.5-Le cadre Géologique Locale	16
<i>Chapitre II: Notion Fondamentale de la Prospection Géochimique</i>	
II. 1-Structure des Minéraux argileux	22

Sommaire

II.2. Classification des Minéraux Argileux	23
II.3- Chimie des Hydrocarbures	24
II. 3.1. Aliphatique	24
II.3.1.1- Les hydrocarbures aliphatiques saturés	24
II.3.1.2- Les hydrocarbures aliphatiques insaturés.	25
II.3.2- Aromatique.....	25
II.4- Richesse en matière organique COT	25
II.5- La Maturité thermique	26
II.6- Les Techniques des Gaz Ratio	27
II.6.1- Mouillabilité (Wetness-Wh) :	27
II.6.2- Rapport d'équilibre (Balance-Bh).....	27
II.6.3- Rapport caractère (Character-Ch)	27
II.7- Classification des ressources pétrolières	28
II.7.1- Quantités totales des Hydrocarbures initialement en place	28
II.7.1.1- Quantité des hydrocarbures initialement découverte en place	28
II.7.1.2- Quantité des hydrocarbures initialement non découverte en place	29
<i>Chapitre III : Méthodes et Moyens Analytique</i>	
III.1- Identification minéralogique par le Diffractomètre des rayons X	32
III.1.1- Principe	32
III.2- Identification des fluides piégés	33
III.2.1- Le Principe de fonctionnement.....	33
III.3- Caractérisations Géochimique	34
III.3.1- Pyrolyse ROCK-EVAL	34
III.3.1.1- Préparation des échantillons pour la pyrolyse :.....	36
<i>Chapitre IV: Etude de Cas Puit 1</i>	
IV.1- Caractérisation qualitative des gaz piégés	39
IV.2- L'identification Minéralogique	39

Sommaire

IV.3- Caractérisation Géochimique	40
IV.3.1-Quantité de la matière organique.....	40
IV.3.2-Type d'hydrocarbures.....	41
IV.3.3- Origine de la matière organique	41
IV.3.4- Maturité thermique	42
IV.4-L'intervalle à gaz sec.....	44
Conclusion générale	48
Références bibliographiques	50
Abstract	I
المخلص	I
Résumé	I

Liste des figures :

Figure 1: Carte des bassins sédimentaires du Sahara, Algérie(document SH).....	4
Figure 2 : Carte de situation géologique du bassin d’Ahnet (document Sonatrach).....	5
Figure 3 : Log Stratigraphique synthétique du périmètre d’étude (Kadri et Hacini,2017).....	12
Figure 4: Schéma structural du bassin de l’Ahnet (SONATRACH).....	14
Figure 5: Carte de Positionnement des Puits d’étude au niveau de la surface ...	17
Figure 6: Carte en isobath au mur de devonien	18
Figure 7: Carte en isobath au mur de silurien	19
Figure 8: Carte en isobath au toit de l’ordovisien	20
Figure 9: Structure des minéraux Argileux.....	23
Figure 10: Charte d’interprétations des Gaz Ratio (Baker Hughes).....	28
Figure 11: Schéma de classification des ressources pétrolière	30
Figure 12: Principe de L’ionisation	34
Figure 13: préparation des echantillons pour la pyrolyse.....	37
Figure 14: Résultats d’Analyse Chromatographique du Puits 1.....	39
Figure 15:Les assemblages minéralogique Des schistes de silurien (Puits1)....	40
Figure 16: l’origine de la matière organique	42
Figure 17: les indication de la maturité thermique en fonction du l’indice de production (en puits 1)	43
Figure 18: Log d’évaluation Du Puits 1.....خطأ! الإشارة المرجعية غير معرفة.	
Figure 19: Caractérisations des fluides de réservoir (Puits1)	44
Figure 20: la Variation des Taux de Gaz en fonction De la profondeur dans le Puits	45

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale

L'industrie pétrolière nomme conventionnelles concerne les réservoirs perméables avec un priorité considérable ; leur exploitation se faisant assez facilement. Les réservoirs nomme non conventionnels regroupe les shale/Tight/ coal bed Methan/ et les gas de la houle, les deux notions évolue au cours du temps avec les progrès de la Technologie .

On distingue quatre grands types de Réservoirs non conventionnels :

- Les gaz de schistes (Shale Gas) qui sont des gaz restés dans la roche mère et qui n'ont pas été expulsés. En effet, les roches mères argileuses étant peu perméables, une partie du gaz généré ne parvient jamais à sortir de la roche; c'est cette fraction qui est recherchée ;
- Le gaz de houille (Coalbed Methane ou Coal Seam Gas) aussi connu sous le nom de grisou ; il s'agit là encore de méthane resté piégé dans sa rochemère, mais celle-ci est de type charbonneux ;
- Les gaz de réservoirs compacts (Tight Gas) qui, échappés de la roche mère, se sont accumulés dans des réservoirs extrêmement peu perméables ;
- Les hydrates de gaz, qui sont une association cristallisée d'eau et de méthane. Ils se forment hors des systèmes pétroliers, dans certaines conditions de température et de pression, sous le fond des océans et dans les régions polaires ; leur instabilité est le principal frein à leur exploitation.

Dans la plate forme saharienne existent deux niveaux argileux reconnus parmi les plus prolifiques dans le monde. Ces niveaux sont appelés « les hot shales » dans le silurien et le Frasnien .

Ces argiles sont subdivisées en deux niveaux dont les parties basales ont un fort potentiel de gaz dans le bassin de l'Ahnet (d'après les études de Kadri et al 2017). Leur richesse en matière organique et grandes épaisseurs confèrent au bassin une importance de tout premier ordre dans le cadre de l'exploration des réservoirs d'hydrocarbures « non conventionnels » appelés aussi Shales gas .

À travers cette étude on essayera de présentés une approche préliminaire sur les caractéristiques géochimiques des schistes de silurien dans le bassin de lAhnet.

Chapitre I:

Un aperçus général sur la région d`étude

I.1- Cadre régional du bassin l'Ahnet

I.1.1.-Situation géographique

Géographiquement, la dépression de l'Ahnet s'étend sur une superficie de 75.000Km²; elle se trouve à environ 1200Km au Sud d'Alger et à 700Km de Sud-Ouest de Hassi Messaoud. (Fig.1). Ses coordonnées géographiques la place entre : 01° 00' – 03° 00' de longitude Est et 24° 00' – 27° 00' de latitude Nord.

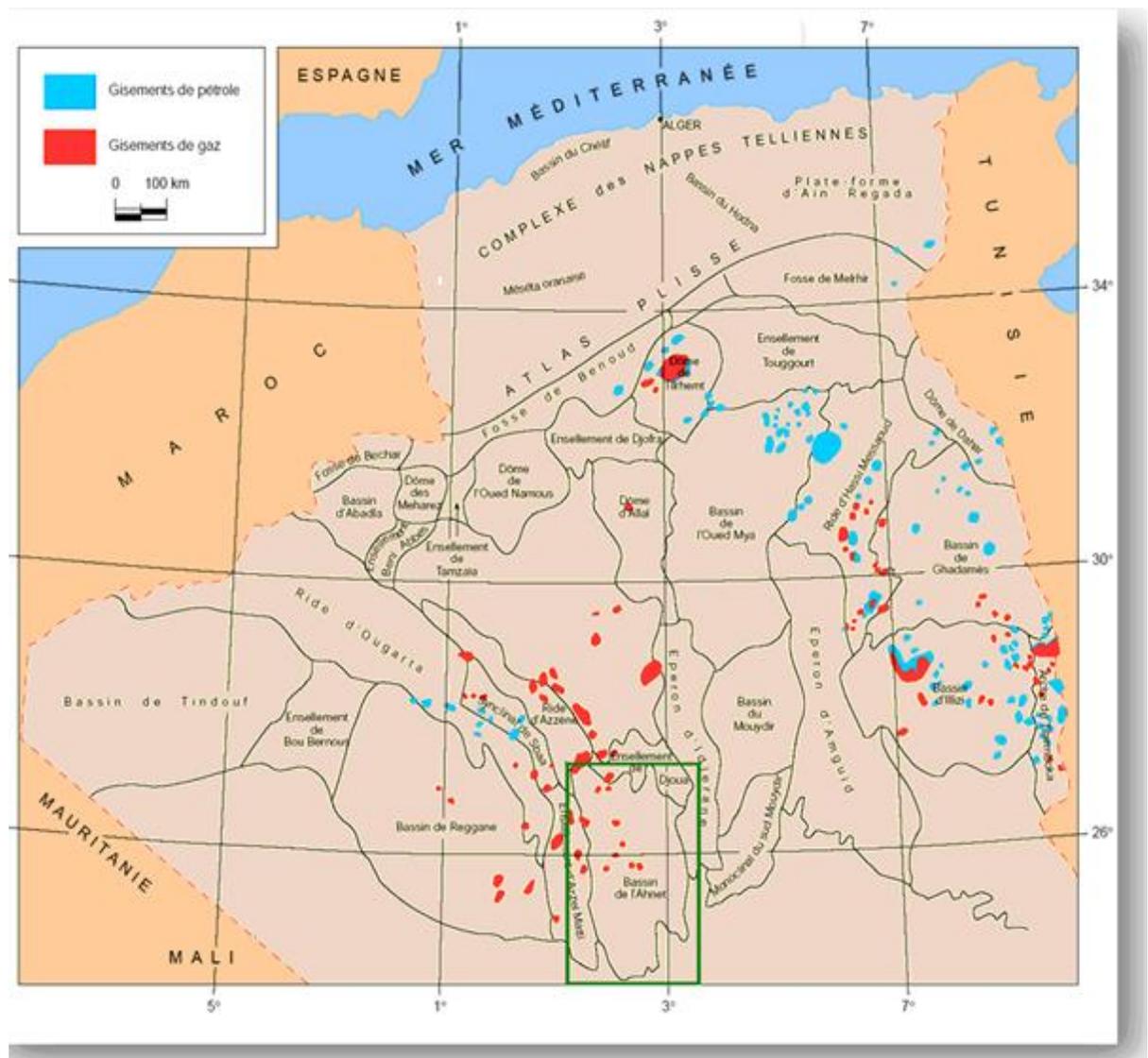


Figure 1: Carte des bassins sédimentaires du Sahara, Algérie(document SH).

I.1.2- Situation géologique

Du point de vue géologique, le bassin de l’Ahnet occupe la partie Sud de la synclise occidentale de la plate-forme saharienne. Il est limité au Sud, par le massif précambrien du Hoggar. A l’Est, par le môle d’Arak –Idjerane, qui le sépare du bassin de Mouydir .A l’Ouest, par la zone haute d’Azzel-Matti, qui le sépare du bassin de Réggane et au Nord, par l’ensellement de Djoua, qui le sépare de la dépression de Timimoun.

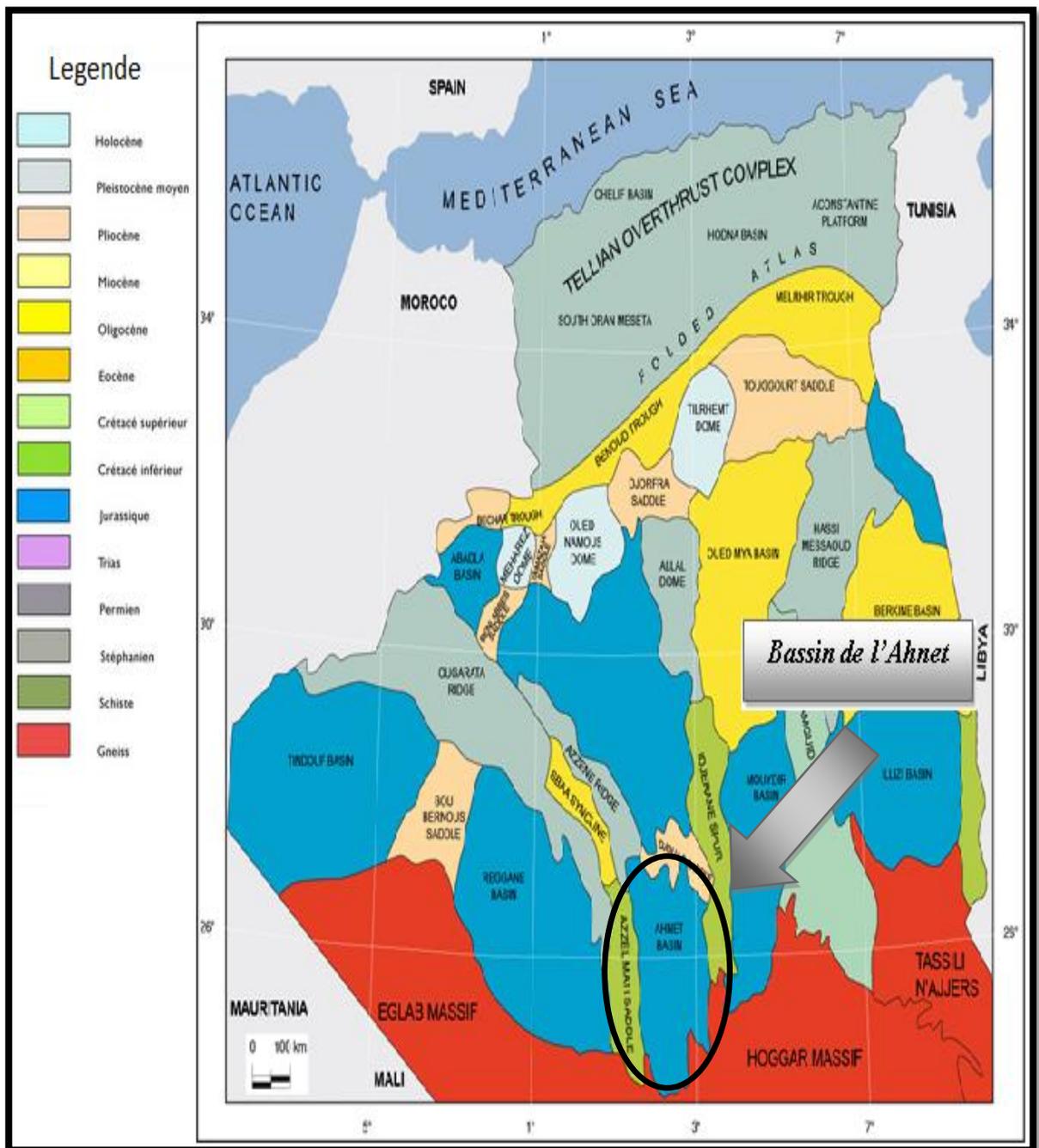


Figure 2 : Carte de situation géologique du bassin d’Ahnet (document Sonatrach).

I.2- Le cadre pétrolier du bassin l'Ahnet :

I.2.1- Le système pétrolier :

Le bassin de l'Ahnet renferme d'importantes réserves de gaz ; il est le plus potentiel en hydrocarbures gazeux des bassins Ouest de l'Algérie.

I.2.1.1-Les roches mères

Les argiles silurienne et frasnienne-faménienne constituent les principales roches mères à travers toute la plateforme saharienne. Elles ont une épaisseur de plusieurs centaines de mètres. Leur base est radioactive (« hot shale ») et, riche en matière organique déposée dans un milieu marin sous des conditions anoxiques. Les argiles siluriennes sont les plus potentielles, elles ont des valeurs de COT (Carbone Organique Total) entre 2 et 4% dans le bassin de l'Ahnet. Mais, à la base du Silurien les « hot shales » ont des valeurs de 2.1% de COT.

I.2.1.2-Les réservoirs

Les réservoirs dans le Dévonien inférieur sont d'âge: Emsien, Siegénien et Gédinnien. Dans l'Ordovicien il faut signaler les Formations des Quartzites de Hamra, l'unité IV d'origine glaciaire et la Formation des grés d'El Goléa

I.2.1.3-Les roches de couverture

Les réservoirs du Dévonien Inférieur ont une couverture assurée par les argiles frasniennes et faméniennes ainsi que les assises argileuses intermédiaires, situées entre les bancs de grés. Les réservoirs ordoviciens sont recouverts par l'épaisse série du Silurien qui peut atteindre 500m. Les Formations des Argiles d'Azzel et de Tiferouine, quand elles sont conservées sous l'Unité IV, assurent aussi ce rôle de manière convenable.

I.3- Le cadre géologique

I.3.1-Morphologie du bassin

Le bassin de l'Ahnet longe le flanc Nord du craton Ouest-africain, les déformations de cette région sont caractérisées par une série de plis reliés des inversions de failles extensives essentiellement dues à la phase hercynienne ; des compartiments chevauchés et déformés par des failles inverses sont aussi observés. Les plis sont généralement asymétriques avec une direction NW-SE parallèle à la direction de la chaîne d'Ougarta plus au nord.

I.3.2-Stratigraphie

La série stratigraphique type du bassin d'Ahnet comprend : (Fig.4)

-Un substratum précambrien.

-Un Paléozoïque bien développé dans la région, limité à sa base par la discordance Infratassilienne et à son sommet par la discordance hercynienne. -Un Mésozoïque représenté par le continental intercalaire.

La séquence pré-hercynienne comprend les roches du Précambrien jusqu'au Namurien. La séquence la plus épaisse se trouve au Nord du bassin de l'Ahnet, où elle dépasse 3000m de sédiments paléozoïques préservés dans le Précambrien peut avoir quelques 400m d'épaisseur. La discordance hercynienne érode les séquences du Nord vers le Sud épargnant seulement quelques 2000m du Paléozoïque dans le Sud du bassin.

a. *Le substratum*

Les dépôts paléozoïques du bassin de l'Ahnet reposent en discordance sur un substratum, lui-même constitué de deux unités différentes.

Le socle : qui n'est pas atteint par les sondages, est formé essentiellement de micaschistes et d'amphibolites, recoupées par des intrusions volcaniques (Boudjemaa 1987). Le socle serait semblable à celui formant le Pharusien occidental affleurant dans le Hoggar (Beicip 1972).

La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet : cette série a été décrite à l'affleurement sur des dizaines de Kilomètres dans la région de Bled El Mass, Elle correspond.

à une formation arkosique, conglomératique à faciès fluviale, où alternent des niveaux argileux et silteux à intercalation de Tigillite, marquant des épisodes de glaciation. La série pourprée de l'Ahnet a été décrite par J. Fabre (1976), comme faisant partie des molasses panafricaines du Sahara, conservées au niveau des bordures du craton Ouest africain. Cette série correspond à des accumulations de fin de cycle orogénique faisant ressortir des indices d'une tectonique synsédimentaire et présentant des produits du démantèlement de la chaîne pharisienne. (Caby R. 1968) Le Précambrien est représenté par l'unité I, formée essentiellement par des roches ignées, associées à des roches métamorphiques qui ont été le résultat des sédiments attribués au Cambrien précoce et déformés avant une phase érosive, conduisant à la formation d'une vaste pédiplaine marquant le top de l'unité par la discordance infra-tassilienne.

b. *Le Paléozoïque.*

Au niveau du bassin de l'Ahnet, la série du Paléozoïque est assez complète, depuis le Cambrien inférieur au carbonifère (Beuf. 1971). Elle est séparée par de nombreuses discordances dont les plus marquées sont :

- La discordance infra-tassilienne, séparant la couverture du socle.
- La discordance hercynienne, qui sépare la couverture paléozoïque des terrains mésozoïques. Cette couverture paléozoïque est subdivisée en deux ensembles morphologiques bien distincts

La ceinture tassilienne ou pays tassilien et l' Avant pays tassilien ou plateau pré-tassilien. Cette importante couverture paléozoïque reflète la séquence sédimentaire essentielle du bassin de l'Ahnet, les séries de cette couverture pouvant atteindre 3.000 m d'épaisseur au Nord, elle tend à s'amincir vers le Sud de la dépression. Elle est formé par des séries stratigraphiques, allant de l'infra-Cambrien jusqu' au Crétacé supérieur traversant différentes unités.

Le carbonifère est totalement érodé au niveau de la région d'étude.

➤ Le Cambro-ordovicien

D'après les subdivisions du Paléozoïque (Beicip 1972), le Cambro-ordovicien est subdivisé en trois Formations définis plus à l'Est en bordure du massif du Hoggar : -La Formation des Ajjers (renfermant les unités II, III1 et III2). -La Formation d'In Tahouite (renferme l'unité III3).

-La Formation de Tamadjert (renferme l'unité IV).

La formation des Ajjers : (Unité II+III-1+III-2).Elle se repose en discordance sur le socle et les séries intermédiaires. La datation de cette formation est encore mal définie, elle correspond soit au Cambrien supérieur ou a l'Ordovicien inférieur. Cette formation est subdivisée en trois unités : L'unité II (grès conglomératiques de base) : On attribue a cette formation un âge Cambrien, elle est constituée par des grès à grains grossiers conglomératiques, a stratifications obliques, elle s'est déposée dans un milieu fluviatile a une influence marine vers le sommet. L'unité III-1 : elle regroupe la zone d'alternance, les argiles d'El Gassi et les grès d'El Atchane. Son absence au Sud de l'Ahnet s'expliquerait probablement par un non dépôt. L'unité III-2 (Quartzite de Hamra) : elle est d'âge Arénigien,

constituée d'une barre quartzitique assez homogène à Tigillites et des grès à grain fins à moyens, durs et quartzitiques.

La formation d'In Tahouite (Unité III-3) : Cette formation argilo gréseuse témoigne d'un épisode marin transgressif d'âge Lianvirrien. Elle comprend une partie inférieure, essentiellement argileuse (argiles de Tiferouine, argiles d'Azzel déposées en milieu marin), surmontées par les grès de OuedSaret dont la limitesupérieure est marquée par la discordance taconique (ravinement glaciaire).

La formation de Tamadjert (Unité IV) : Elle comprend de bas en haut : *Les grès d'El Goléa. *Les argiles microconglomératiques. *La dalle de M'Kratta. Cette unité s'est déposée dans un environnement complexe glacio-marin afluviomarin avec des variations d'épaisseurs très importantes. L'unité IV repose sur diverses formations jusqu'au socle grâce à une surface d'érosion très intense.

➤ Le Silurien :

Il est subdivisé en deux unités lithologiques : Le Silurien argileux à la base.

La zone de passage du Siluro-Dévonien au sommet plus gréseuse

Le Silurien argileux :

Il est composé d'argiles marines franches connues régionalement sous le nom des argiles à Graptolites du Silurien. Dans le permis de In Bazzène, ces argiles sont schisteuses, avec quelques rares intercalations de calcaires gréseux et des grès argileux. Son épaisseur varie entre 342m à Djebel Beida (Djba-1) et 809m A Djebel Mouima (DM-10).

La zone de passage du Siluro-dévonien :

Elle est représentée par une série argilo-gréseuse avec une épaisseur moyenne de 150m, les argiles sont parfois schisteuses en quelques niveaux ou bien formées de petites lentilles irrégulières (MahbèsGuénatir, MG-101), comme on rencontre des intercalations grèsocalcaires.

➤ Le Dévonien :

Le Dévonien inférieur: Cet ensemble d'une épaisseur de 235m, est globalement argilogréseux. Il est subdivisé en :

Gédinnien : Il est représenté par des grès gris, fin à moyen, ilicos-argileux, localement quartzitique, légèrement carbonaté, avec des passées d'argiles noires. Siégénien II: s'agit d'un ensemble de grès, fortement quartzitiques, qui forment une barre massive et compacte au sein des dépôts du Dévonien inférieur. Vers le sommet on observe fréquemment dans les niveaux gréseux l'apparition des intercalations argileuses millimétriques à centimétriques, indurées, feuilletées (In Bazzène Nord et Anasmit Ouest).

Emsien : Il est représenté par des dépôts argilo-gréseux, compris entre le toit de la barre gréseuse et le mûr des calcaires du Dévonien moyen. La série est essentiellement argileuse, indurée feuilletée et fossilifère dans laquelle se développent des corps gréseux d'épaisseurs et d'extensions variables. Ces corps gréseux et perméables constituent avec ceux du Siégénien des aquifères à Anasmit Ouest.

Le Dévonien moyen : Il est caractérisé par une épaisseur sensiblement faible (une moyenne de 80m), subdivisé en deux parties :

Eifelien : C'est un ensemble argilo-gréseux, induré, parfois feuilleté, silteux à la base, avec des passées de calcaires ou de marnes.

Givetien : Il est représenté par une alternance de calcaires argileux, tendres, bioclastiques (Calcaires coquilliers, fossilifères). A ce niveau on a mis en évidence l'existence de constructions récifales, qui atteignent 85,5m d'épaisseur (Récif de Gouiret Es Soud au Nord de Garet Azzel Matti).

Le Dévonien supérieur : Cet ensemble est représenté globalement par des argiles gris foncé, indurées et feuilletées dont l'épaisseur atteint jusqu'à 800 m. Ces argiles sont nommées localement « séries de Maden Yahia », elles comprennent :

Frasnien : Il est représenté par une formation localement argileuse, tendre, avec des passées de calcaires dolomitiques, son épaisseur moyenne est d'environ 360m. La limite entre le Givetien et le Frasnien se situe au toit des calcaires zoogènes du Givetien.

Faménien : Il est caractérisé par une épaisseur variant entre 660m à In Bazzène Nord et Anasmit Ouest, et 46,5m à Anasmit Est, il est généralement représenté par un ensemble argileux homogène, feuilleté, tendre avec de rares petites passées de calcaires. La variation d'épaisseur est expliquée par le fait que la formation est érodée sous la discordance hercynienne. Cette érosion s'intensifie d'Ouest vers l'Est, en particulier à Anasmit.

Strunien : Cette formation est représentée par des alternances de grès siliceux à silico-argileux, moyennement durs et d'argiles rarement silteuses et feuilletées. Elle est plus affectée par la discordance hercynienne responsable de son absence dans certaines localités, telles que MahbèsGuénatir et Djebel Mouahdrine.

➤ Le Carbonifère :

Cette série est largement érodée et n'affleure que dans l'Ahnet central. A l'Ahnet seuls deux forages ; Tit-1 et Tirechoumine-1 traversent la série, dont l'épaisseur a atteint 900m. Elle comprend uniquement le Tournaisien et le Viséen.

Tournaisien : Il débute par des couches de grès fins, compacts, légèrement carbonatés, avec un ciment siliceux, parfois quartzitique et de fines passées d'argiles dans la partie médiane de ces couches. Vers le sommet de cette formation, les épaisseurs des niveaux carbonatés et argilo-gréseux augmentent.

Viséen : Il est formé d'argiles silteuses, parfois légèrement carbonatées abioclastes (Crinoïdes, débris de Lamellibranches et de Brachiopodes), avec des bancs centimétriques de grès fins à très fins, légèrement micacés. Dans la partie supérieure, les intercalations gréseuses deviennent nombreuses.

-Namurien : Il est subdivisé en deux parties : Une partie inférieure, représentée par des argiles indurées, peu silteuses, à débris de végétaux, des siltstones ou grès fins et des dolomies à bioclastes, l'ensemble est couronné par un banc de calcaire d'une épaisseur de 3m. Une partie supérieure, marquée par une alternance d'argiles légèrement micacées, avec des intercalations de siltstones argileux et de rares et minces bancs de calcaires et de dolomie grise. Les formations paléozoïques post-namuriennes sont érodées dans le bassin de l'Ahnet lors de la phase orogénique hercynienne.

c. Le Mésozoïque.

Le Mésozoïque est caractérisé par les dépôts du continental intercalaire (proposé par KILLIAN en 1931, pour les séries continentales post-paléozoïques plus vieilles que la transgression cénomanienne). L'érosion intense qui a bien marqué la fin de l'orogénèse hercynienne (phases Saalienne et Palatine) a atteint même le Carbonifère, à cet effet, les dépôts mésozoïques composés d'argiles silteuses avec quelques passées de grès fins (200 à 300m),

d'âge Jurassique inférieur à moyen, surmontés de grès (600 – 700m) du Crétacé inférieur suivis de boues silteuses(200-300m) du Cénomano-Turonien.

ERE	ETAGES	EPAISSEURS	LITHOLOGIE	EVENEMENTS	TECTONIQUE
PALÉOZOÏQUE	MÉS	CONTINENTALE IT	211m	PHASE ÉROSIVE POST-HYRCYNIENNE	
	CARBONIFERE	35m	[Lithologie Carbonifère]	COMPRESSION HERCYNIEENNE	→ ←
				TRANSGRESSION MARINE	
	DEVONIEN	833m	[Lithologie Devonien]	COMPRESSION	→ ←
				CALEDONNIENNE	→ ←
				TRANSGRESSION MARINE	
	SILURIEN	547m	[Lithologie Silurien]	FONTE DE L'INLANDSIS	
				COMPRESSION TACONIQUE	→ ←
	ORDOVICIEN	364m	[Lithologie Ordovicien]	EXTENSION	← →
				CAMBRO-ORDOVICIEN	← →

Figure 3 : Log Stratigraphique synthétique du périmètre d'étude (Kadri et Hacini,2017)

I.4- 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.

L'image structurale actuelle a principalement été cquisea lors de l'Orogenèse hercynienne qui a complètement modelé ce bassin, fortement influencé par la tectonique héritée du Panafricain, (A. Rahmani, 2002).

Cette orogénèse hercynienne a aussi réactivée les éformationsd cassantes au cours de la collision du craton Ouest-africain et le bouclier Touareg (orogénèse éburnéenne). (fig.4) Ces événements ont donné naissance à trois domaine structuraux bien distincts qui sont :

I.4.1-L'Ahnet oriental :

Ce domaine correspond à une zone structuralement haute, située à proximité du môle d'Arak-Idjerane qui constitue la frontière entre les bassins de l'Ahnet et Mouydir.

Cette partie du bassin est jalonnée par deux accidents majeures qui sont la faille d'Ers-Oum El Lil à l'Est et la faille Foum-Belrem à l'Ouest.

I.4.2-L'Ahnet central :

Cette partie de l'Ahnet est une zone structuralement basse. Les failles sont peu nombreuses et les structures sont de grandes dimensions. La tectonique semble avoir moins affecté cette zone. Elle est très enfouie par rapport aux autres parties du bassin, on y rencontre le maximum d'épaisseur de sédiments d'âge paléozoïque. Ce complexe structural est limité par la structure de Bahar El Hammar à l'Ouest et la structure de Gaa-MtaaAzzebar à l'Est.

I.4.3-L'Ahnet occidental :

Le domaine occidental de l'Ahnet est limité à l'Ouest par l'ensellement d'Azzel-Matti et le prolongement de Blad El Mass, à l'Est par l'accident sud-méridien d'Adrar Morrat et Sebket El Mellah. Au Nord-Ouest par la cuvette de Sbaa, et au Nord par le bassin de Timimoun. Cette partie structuralement élevée est située à la limite entre l'Ahnet central et la dépression de Reggane. C'est une zone allongée Nord-Sud, formée de plis à axes subméridiens délimitée par de grands accidents à composante décrochante disposés en relais.

Plusieurs événements tectoniques ont affecté la plate forme saharienne incluant le Bassin de l'Ahnet.

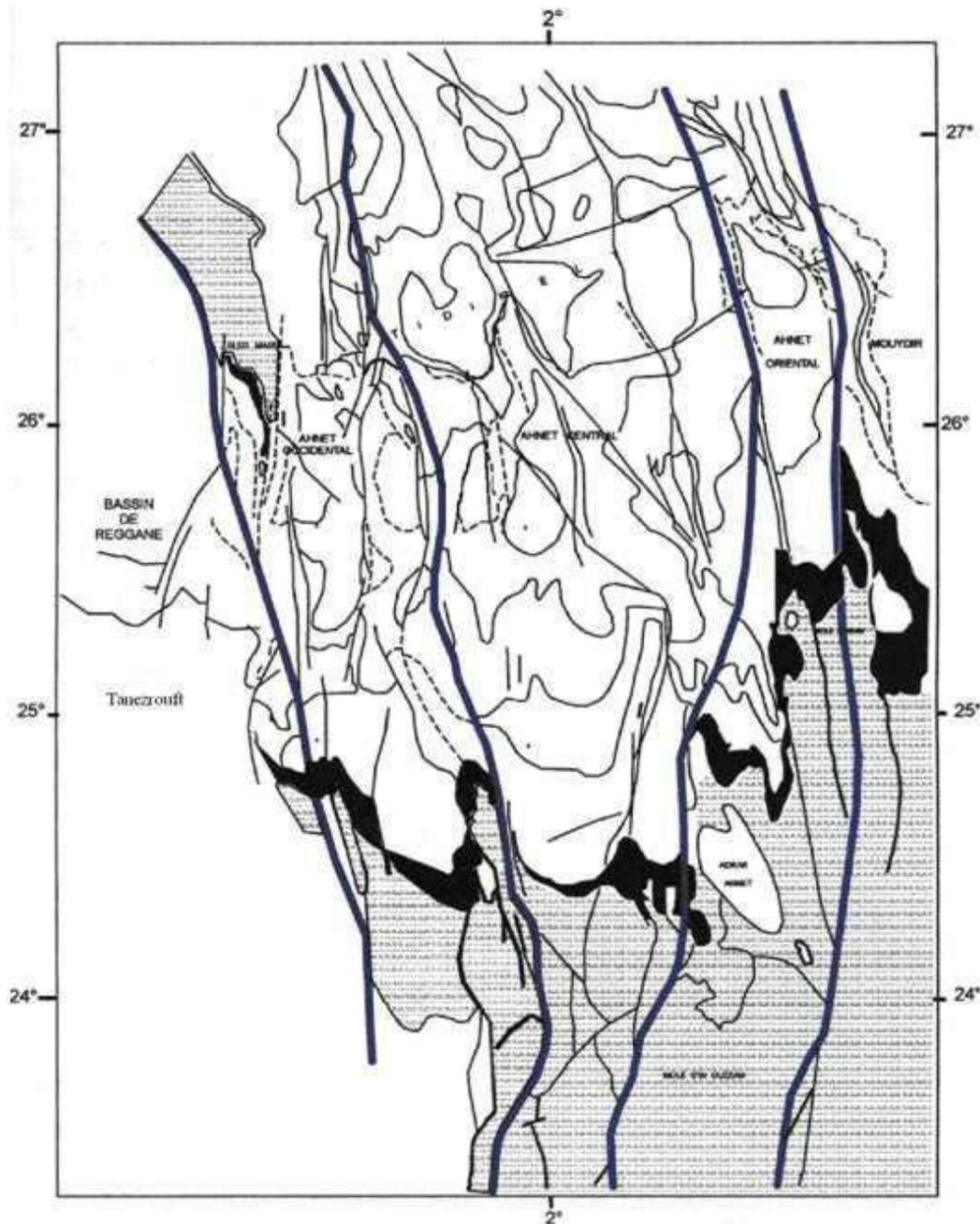


Figure 4: Schéma structural du bassin de l'Ahnet (SONATRACH)

La phase panafricaine est à l'origine de la création d'un important réseau de fracturation à rejet horizontal de l'ordre d'une centaine de Kilomètres, qui est souligné par des mylonites (Caby, 1968). Ces accidents forment un réseau de failles conjuguées d'orientation Nord-est Sud-ouest pour les décrochements dextres et Nord-ouest Sud-est pour les décrochements sénestres. Ce système est interprété comme le résultat d'une contrainte compressive maximale

horizontale de direction Est-Ouest expliquée par le poinçonnement du bouclier Touareg (le Hoggar) plastique par le craton Ouest africain rigide. La phase cambro-ordovicienne est caractérisée par un régime distensif tel qu'à la fin de l'orogénèse panafricaine, succède une importante période d'érosion qui va niveler les structures et aplanir les reliefs aboutissant à une pénéplaine caractérisée par un léger plongement vers le Nord. Les séries Cambro-ordoviciennes montrent des variations d'épaisseur et de faciès de part et d'autre d'accidents Nord-sud, ce qui indique une instabilité tectonique accompagnant leur dépôt.

La mise en place des roches volcaniques intercalées dans les grès du Cambrien où les argiles trémadociennes d'El Gassi sont en faveur d'une distension Nord-ouest/Sud-est non négligeable. Cette phase est suivie d'une transgression généralisée à l'Arénigien-Llanvirnien. (Beuf, 1971).

La phase taconique est caractérisée par le changement des contraintes du régime distensif ou régime compressif. De direction Est-ouest le long des accidents subméridiens, entraîne des bombements régionaux, et des soulèvements, en particulier sur le bouclier Réguibat et Touareg. Ces événements sont d'âge Caradoc à Ashgil et correspondent à la phase de compression taconique. Durant cette période, un changement climatique a provoqué l'installation d'une calotte glaciaire au niveau du Sahara central.

En effet, les dépôts ont un caractère glaciaire et périglaciaire avec de nombreuses discordances de ravinement. La phase silurienne est caractérisée par un régime distensif indiqué par des forages traversant de nombreuses séries volcaniques. La fonte de la calotte glaciaire entraîne une transgression généralisée, qui atteint le Sahara méridional où se déposent les argiles noires à Graptolites, riches en matières organiques. La phase calédonienne est en régime compressif de direction Est-ouest. Durant cette période un soulèvement général est suivi d'érosion et de nivellement des structures.

Le Dévonien inférieur : distensif d'âge Lochkovien-Parguien est marqué par des variations d'épaisseur et de faciès le long des axes structuraux subméridiens d'une part, et dans les parties méridionales et orientales du Hoggar. D'autre part on enregistre la présence d'un volcanisme sous forme de coulées basiques intercalées dans les séries sédimentaires.

Ces phénomènes sédimentaires et volcaniques indiquent une phase distensive d'âge Lochkovien-Praguien qui a provoqué le reflux synsédimentaire des failles et des structures préexistantes.

Durant le Dévonien moyen et supérieur, les mouvements de cette période sont caractérisés par la présence de deux discordances : la première située juste au-dessus de l'Emsien, et la seconde située au Frasnien.

Il est difficile de dire si ces discordances résultent des mouvements compressifs ou distensifs, ou de variations eustatiques entraînant de légères érosions locales.

Les datations faites sur la base de la micropaléontologie, ont mis en évidence une discordance à la base du Carbonifère sur le Dévonien anté-Famennien.

Les mouvements hercyniens sont divisés en mouvements précoces : Viséen de direction Nord 40 et une phase tardi-hercynienne d'âge probable Stéphanien de direction Nord 120. Les mouvements de cette phase ont joué un rôle majeur dans la structuration des différents bassins de la plate-forme saharienne et dans la distribution des roches réservoir et roches mères. Les mouvements de cette orogénèse hercynienne ont contribué à donner l'image actuelle du bassin l'Ahnet. (BHP, 1995).

Le bassin de l'Ahnet est un méga-graben à l'échelle de la plate-forme saharienne, sa structuration actuelle a été acquise pendant le cycle orogénique hercynien avec des modifications lors de la phase post-hercynienne. Ces événements tectoniques offrent une structuration complexe dans le périmètre d'étude qui est constitué de vastes synclinaux et anticlinaux souvent associés à des failles inverses.

I.5-Le cadre Géologique Locale

Pour étudier la géologie locale, on a sélectionné 4 puits réalisés dans le bassin de l'Ahnet, qui vont nous tracer un périmètre. Toute notre étude va se focaliser sur ce périmètre (fig. 5), les puits positionnés dans le ouest sont pratiquement soulevés par rapport au puits positionné dans la partie orientale.

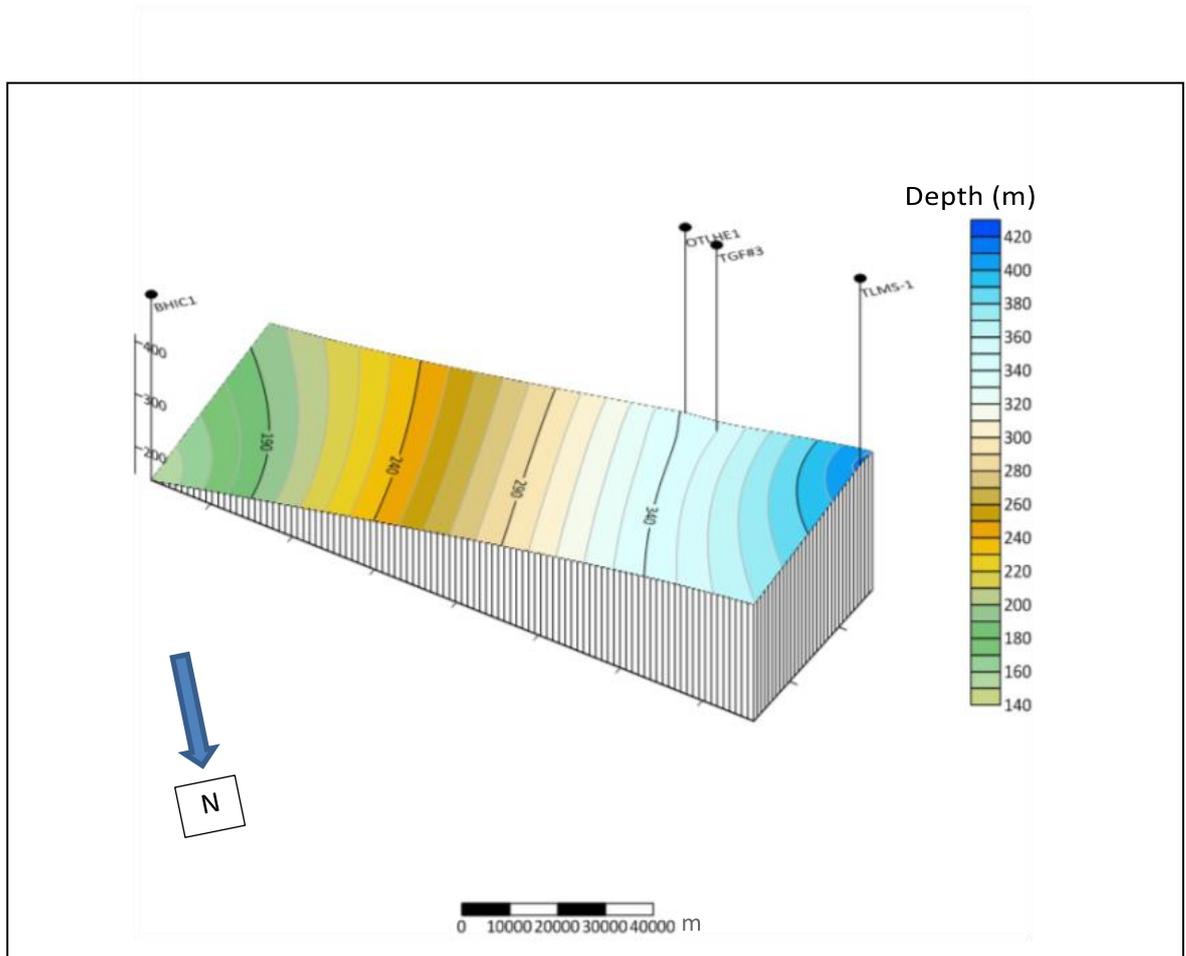


Figure 5: Carte de Positionnement des Puits d'étude au niveau de la surface

La série du dévonien dans le périmètre d'étude a un caractère continental et marin à la fois, représentées par des intercalations d'Argile gris foncé à noire, indurée, fortement silteuse, micacée, feuilletée, carbonatée et Grès blanc, fin à moyen, subarrondi à subanguleux, siliceux à silicoquartzitique, dur, localement gris-blanc à gris sombre, fin à moyen, parfois grossier, silicoargileux avec passé de Calcaire gris blanc, argileux, tendre et cristallin (Kadri et al,2017). Le passage fin silurien début dévonien marqué par la phase compressive calédonienne (Boudjema, 1987 ;S.Beuf et al,1971). Bien visible avec le soulèvement de la partie Est.

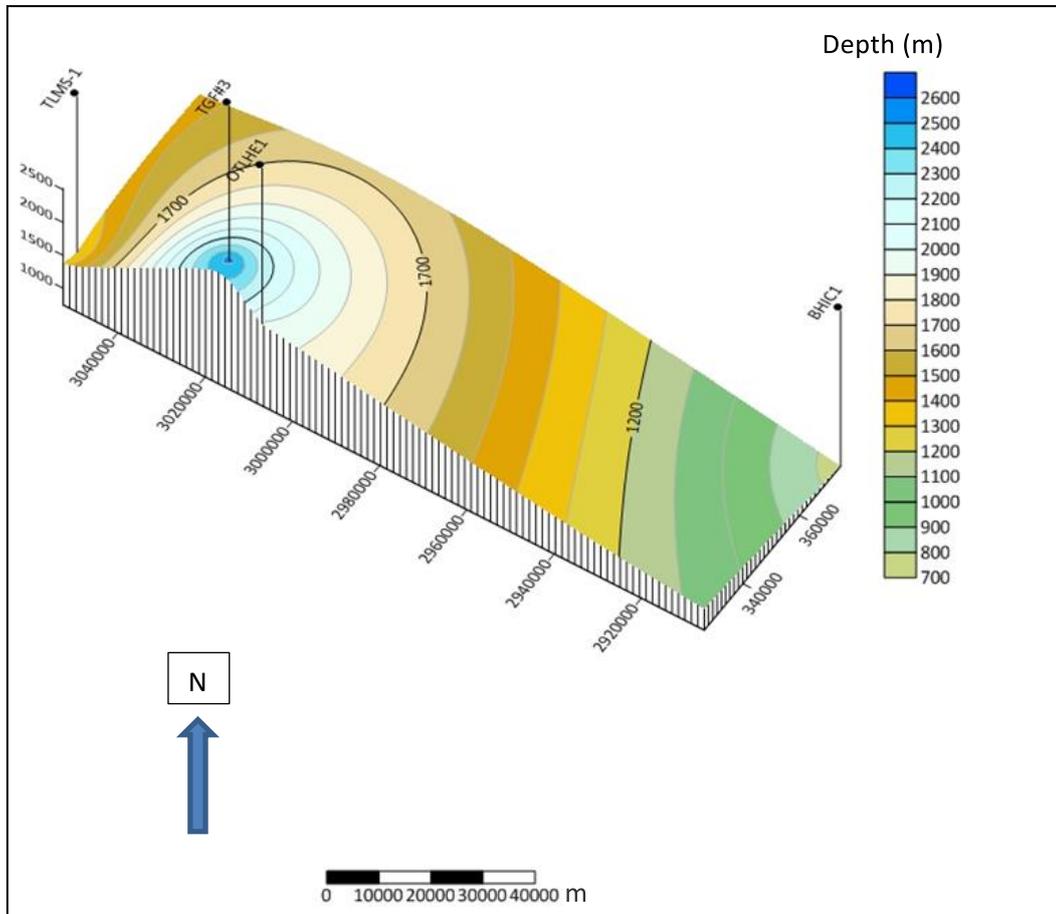


Figure 6: Carte en isobath au mur de devonien

La série sédimentaire du silurien matérialiser par des Argiles gris-noir à noire, indurée, micacée, silteuse, légèrement feuilletée, charbonneuse et pyriteuse avec rares passées de Grès blanc, translucide, fin à moyen, subarrondi à subanguleux, siliceux à silicoargileux, moyennement dur à friable et de Calcaire blanc, microcristallin, moyennement dur et gris-blanc, tendre, argileux.

Sur le plan structural la carte en isobathe au mure de Dévonien et silurien montre que ya pas un événement marquant et la structure a gardé le même modèle hérité de l'ordovicien.

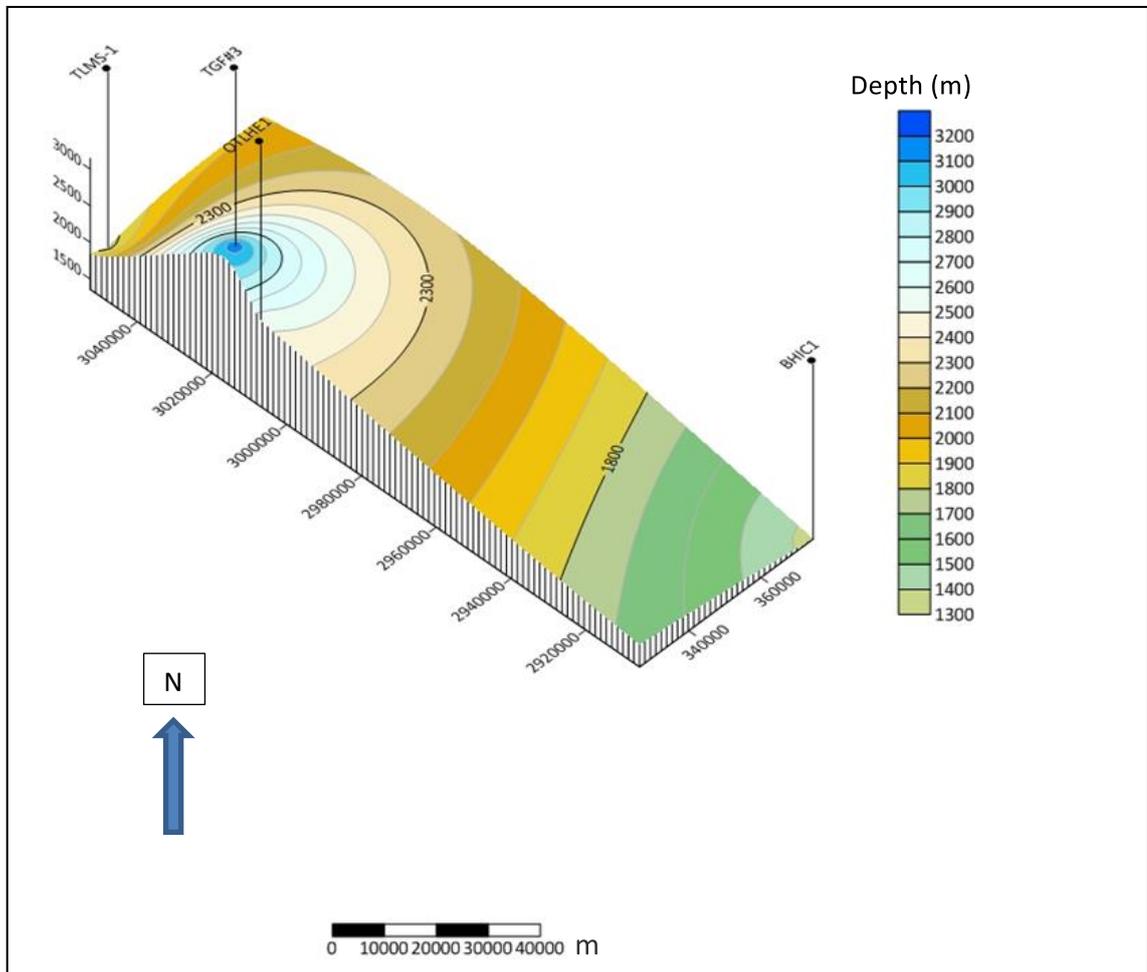


Figure 7: Carte en isobath au mur de silurien

L'étude lithostratigraphique basée essentiellement sur des données de forage, et vu que les puits d'étude ils ont été réalisés pour attendre les objectifs principaux qui sont les grés de quartzite de Hamra de l'ordovicien alors on s'est retrouvé limité avec les décisions d'arrêts de forage qui sont avant le top de cambrien dans l'ensemble des puits.

L'ordovicien dans notre périmètre d'étude matérialiser par des débris clastiques continentaux avec la prédominance des Grés gris blanc à blanc, transparent à translucide, très fin à fin, silicoquartzitique à quartzitique, compact, très dur. Avec fines passées d'Argile noire indurée, silteuse, légèrement feuilletée avec Trace de pyrite et grains de quartz translucide à inclusion des minéraux verts (Kadri et al, 2017).

La carte en isobathe au toit de l'ordovicien (fig.8) montre que notre périmètre d'étude a la fin de l'ordovicien a été modelé en formant des plis a axe e-w suivi par des soulèvements bien visibles dans la partie est. C'est l'empreinte de la phase compressive taconique (Boudjema, 1987 ;S.Beuf et al, 1971).

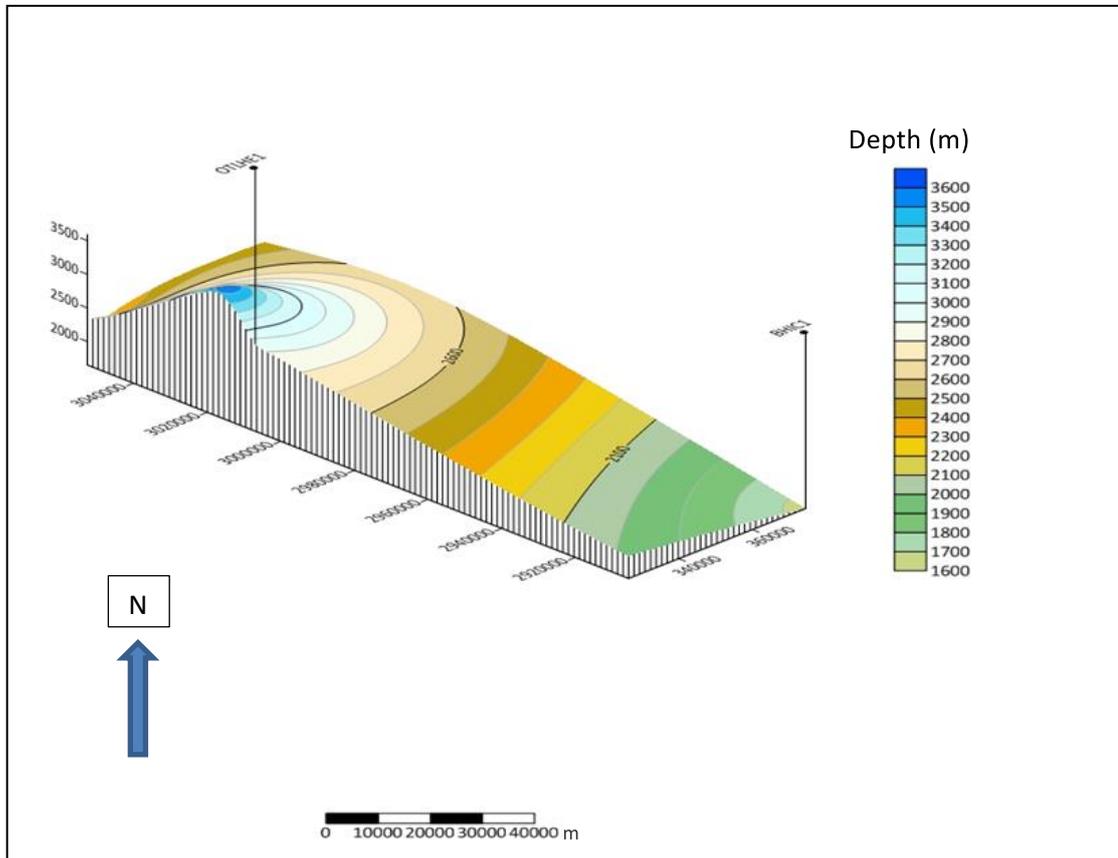


Figure 8: Carte en isobath au toit de l'ordovicien

Chapitre II:

**Notion Fondamentale de la Prospection
Géochimique**

Chapitre II : Notion Fondamentale de la Prospection Géochimique

La prospection géochimique récent prend en considération tout les analyses au laboratoire qui veulent fournir les paramètres clés de l'exploration des gaz de schiste telque DRX, richesse en matière organique (Kadri et al 2017).

Les argiles métamorphisées ou bien les schistes sont considérés comme roche mère qui peut générer des hydrocarbures le long de son histoire d'enfouissement.

II. 1-Structure des Minéraux argileux:

Les minéraux argileux appartiennent à la famille des phyllosilicates, leur structure est un empilement de couches tétraédriques et octaédriques qui forme les feuillets. Les tétraèdres comportant quatre oxygènes à leurs sommets et un cation central ce cation est principalement Si^{4+} (SiO_4)⁴⁻, fréquemment Al^{3+} (AlO_4)⁵⁻, et plus rarement Fe^{3+} (FeO_4)⁵⁻ (Laurent Caner, 2011). Les tétraèdres sont liés entre eux par les oxygènes des trois sommets, un oxygéné restant libre.

Dans les phyllosilicates, les tétraèdres forment des feuillets composés de 6 tétraèdres. Les O libre s'orientons dans la même direction. La formule de base est $(\text{Si}_4\text{O}_{10})^{4-}$. La charge négative est compensée par accommodation de cations de petite taille si, Al et rarement Fe^{3+}

Les tétraèdres s'associent à des feuillets octaédriques composés d'un cation central et 6 oxygènes ou bien hydroxyle, ces anions (O^{2-} , OH^-) sont liés à un cation central trivalent (Al^{3+} , Fe^{3+}) ou bivalent (Fe^{2+} , Mg^{2+}), la combinaison entre les octaèdres assurés par les arêtes

L'agencement des couches permet de distinguer trois principaux types de minéraux :

Type T-O (1 couche octaédrique et 1 couche tétraédrique)

Type T-O-T (1 couche octaédrique entre 2 couches tétraédriques)

Type T-O-T-O est similaire au type précédent, mais l'espace interfoliaire est occupé par une couche d'octaèdres.

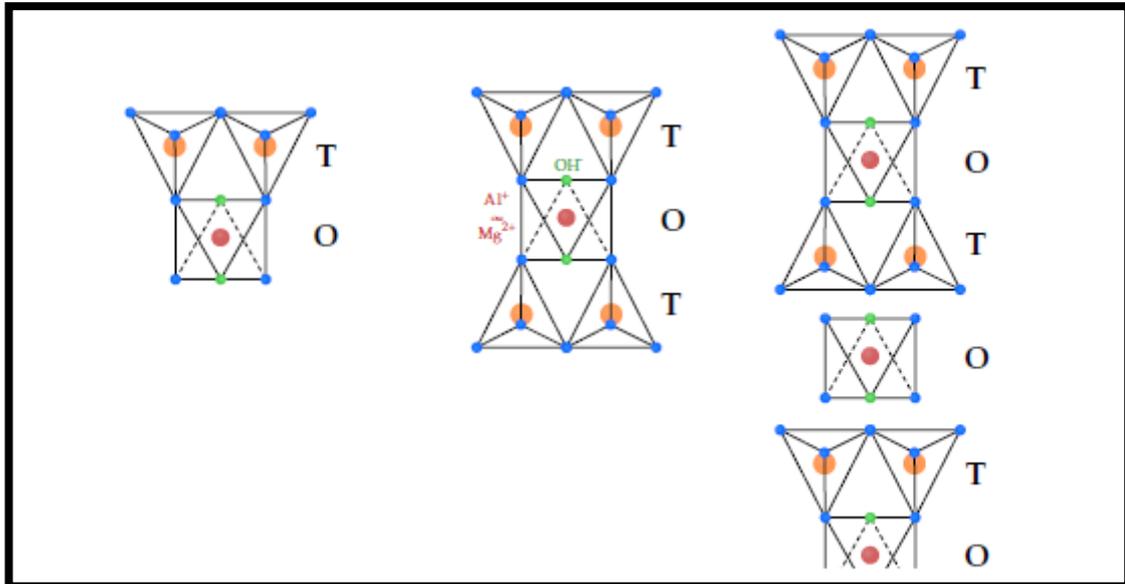


Figure 9: Structure des minéraux Argileux

II.2. Classification des Minéraux Argileux :

➤ L'illite

Les illites appartiennent à la famille des phyllosilicates 2 :1. Le feuillet élémentaire est composé d'une couche octaédrique d'aluminium comprise entre deux couches tétraédriques de silicium. Dans les couches tétraédriques de silicium, un ion Si^{4+} sur quatre est remplacé par un ion Al^{3+} . Le déficit de charge qui en résulte est compensé dans l'espace interfoliaire par des ions potassium K^+ qui assurent des liaisons fortes entre les feuillets.

➤ Les smectites

Appartiennent à la famille des phyllosilicates 2 :1. Le feuillet élémentaire est caractérisé par l'empilement de 2 couches tétraédriques séparées par une couche octaédrique. Les atomes de silicium constituent majoritairement les tétraèdres, mais des cations (Al, Fe) peuvent se substituer au Si dans ces tétraèdres.

➤ Les vermiculites

Chapitre II : Notion Fondamentale de la Prospection Géochimique

Les vermiculites appartiennent à la famille des phyllosilicates 2 :1. Elles constituent une famille proche de celle des smectites, mais elles sont caractérisées par un déficit de charge plus important. Elles sont majoritairement trioctaédriques. Le déficit de charge est essentiellement dû aux substitutions tétraédriques et la compensation est assurée dans l'espace interfoliaire par des cations (Mg^{2+} principalement) et des couches d'eau.

➤ Les chlorites

Appartiennent à la famille des phyllo silicates 2 :1 :1. L'espace interfoliaire des chlorites est occupé par un feuillet d'hydroxydes chargé positivement, L'espace basal caractéristique atteint 14Å. Les chlorites sont stables à haute température grâce aux liaisons fortes existant entre les hydroxyles.

➤ La kaolinite

Appartiennent à la famille des phyllosilicates 1 :1. Le feuillet élémentaire est composé d'une couche tétraédrique de silicium et d'une couche octaédrique d'aluminium

➤ Les minéraux interstratifiés

Ils résultent de l'empilement aléatoire de plusieurs espèces de minéraux argileux (deux en général). Les combinaisons possibles entre les différents minéraux sont extrêmement nombreuses, mais seulement quelques unes représentent la majorité des interstratifiés naturels.

II.3-Chimie des Hydrocarbures

Les Hydrocarbures c'est une combinaison de carbone et d'hydrogène où le carbone présente 83 à 87% en volume et l'hydrogène 10 à 14 %, La majorité des molécules organiques sont des hydrocarbures qui se regroupe en deux grandes familles

II. 3.1.Aliphatique :

II.3.1.1-Les hydrocarbures aliphatiques saturés

Caractériser par des liaisons simples entre les atomes de carbone, chaque carbone est liée à 4 différents atomes

II.3.1.1.1-Les Alcanes

Ce sont des hydrocarbures saturés ayant la formule C_nH_{2n+2} avec n le nombre d'atomes de carbone dans la chaîne d'hydrocarbures ,On distingue deux types des alcanes (normale) et les alcanes (isomère)

Chapitre II : Notion Fondamentale de la Prospection Géochimique

- **Les alcanes normaux** : la chaîne des carbones est une chaîne droite unique.
- **Les iso-alcane**: La chaîne des carbones est une chaîne ramifiée ou branchée, Le premier dans la série des iso-alcane est l'isobutanes.

II.3.1.2- Les hydrocarbures aliphatiques insaturés.

Déterminer par les liaisons doubles ou triples, certains carbones partagent deux ou trois paires d'électrons avec un autre atome Il y a deux catégories d'hydrocarbures insaturés:

II.3.1.2.1-Les alcènes

Sont des hydrocarbures avec une ou plusieurs liaisons doubles sont nommés de la même façon que les Alcanes, mais ils terminent avec "ène". La formule générale pour les alcènes est C_nH_{2n}

II.3.1.2.2-Les alcynes

Sont des hydrocarbures avec une ou plusieurs liaisons triples on les nomme de la même façon que les alcènes, sauf que le suffixe est "yne", leur formule générale est ; C_nH_{2n-2}

II.3.2- Aromatique

C'est des hydrocarbures insaturés qui possèdent un ou plusieurs radicaux phényles avec trois doubles liaisons reliées à la chaîne carbonique, ça formule générale est C_nH_{2n-6} .

Dans ce chapitre et par les moyens analytiques au laboratoire en essayerons de classer les potentiels schistes du silurien avec les fluides qui le renferme selon l'ordre de classement des minéraux et des hydrocarbures pour donner une identité bien détaillée à ces intervalles est pour cela on a choisi le puits MNDJH pour des analyses approfondies et détaillées

II.4- Richesse en matière organique COT

La classification des roches mère par ordre de potentialité de génération des hydrocarbures selon SCHLUMBERGER montre qu'une roche qui contient moins de 0.5%TOC elle est considérée comme roche incapable de générer des hydrocarbures, entre 0.5 %- 1 % et 1 %-2 % un faible et équitable potentiel respectivement et entre 2 % et 5 % une bonne richesse en matière organique, plus de 5 % de TOC une excellente.

Dans notre étude le paramètre COT a été mesuré par la technique de Pyrolyse Rock eval.

Chapitre II : Notion Fondamentale de la Prospection Géochimique

II.5-La Maturité thermique

La maturité thermique comme définition est l'état de dégradation de la matière organique en fonction de la profondeur d'enfouissement avec l'augmentation de la pression litho stratigraphique et le gradient géothermique, elle a un rôle primordial dans la formation des hydrocarbures (Hood et al, 1975), la maturité dans notre étude elle est déterminée par les techniques des gaz ratio (Haworth et al. 1985) en utilisant les enregistrements des analyses des gaz par chromatographe durant le forage, ces fluides proviennent des formations géologiques traverser.

L'idée d'utiliser ces techniques à pour objective de minimiser le cout et gagné du temps du déplacement des échantillons au laboratoire pour des analyses lourdes couteuses comme la vitrinite et l'altération thermique, et l'usage il parait très utile surtout avec le lancement des projets gaz de schiste à travers le monde surtout que la maturité est un paramètre clef dans l'évaluation des schistes.

Auparavant ces techniques sont utilisés dans les réservoirs conventionnels pour caractériser les fluides de réservoir et déterminer les zones de contact, toujours dans la même logique on a essayé d'utiliser les caractères des fluides renfermés pour avoir une idée sur l'état de maturité de la matière organique qui est la source de ces fluides, qui peut être décrite en général par cinq étapes successives:

- l'enfouissement de la matière organique dans des formations sédimentaires type qui assure un mieux confiné, réducteur qui va activé l'activité bactérienne (anaerobique) c'est le stade de la dégradation biogénique.
- Avec l'enfouissement souterrain, en passe au stade de dégradation thermique gouverné par la pression lithologique et le gradient géothermique, avec l'augmentation progressive de température, des molécules de pétrole se forme (fenêtre à huile)
- Migration des hydrocarbures vers une roche-réservoir perméable poreuse
- Avec l'augmentation des paramètres précités en allons en profondeur en assiste a la formation des fenêtres a gaz.
- La carbonisation c'est la transformation progressive de la matière organique en charbon.

Chapitre II : Notion Fondamentale de la Prospection Géochimique

II.6-Les Techniques des Gaz Ratio

C'est une technique fondée sur trois équations qui relie les gaz détectés durant le forage du méthane (C1) jusqu'au pentane (C5), les gaz enregistrés manifestes comme une suite continue gouvernée par deux poles, C1 gaz sec et C5 liquide léger.

II.6.1-Mouillabilité (Wetness-Wh) :

C'est le rapport de la somme des gaz sans méthane (C1) sur la même somme avec C1 exprimé en %, ce paramètre va nous donner une idée sur le type de fluide s'il a une tendance vers les gaz secs ou bien vers les condensats et les huiles.

$$Wh = \frac{C2 + C3 + C4 + C5}{C1 + C2 + C3 + C4 + C5}$$

II.6.2-Rapport d'équilibre (Balance-Bh)

Le rapport balance ces une comparaison directe entre les les deux poles, l'un qui a une tendance vers les gaz et l'autre vers les huiles, il a une relation inverse avec la densité. Il sert à confirmer le potentiel de production du gaz, par conséquent une valeur très élevée indique que le fluide est un gaz très sec, puis le rapport diminue dès qu'il y a des traces des d'huiles.

$$Bh = \frac{C1 + C2}{C3 + C4 + C5}$$

II.6.3-Rapport caractère (Character-Ch)

Ce rapport il est très utilisé pour déterminer avec précision les zones gaz à celle des zones qui contiennent des gaz associés aux huiles la prédominance d'éthane (C3) par rapport au butane (C4) et pentane (C5) confirme que le réservoir il est a gaz.

$$Ch = \frac{C4 + C5}{C3}$$

Chapitre II : Notion Fondamentale de la Prospection Géochimique

Pour déterminer les caractéristiques du fluide de réservoir en fonction des gaz ratio on va se référer aux valeurs repère pour chaque type (J.H. Haworth, M.P. Sellens, A. Whittaker; 1985).

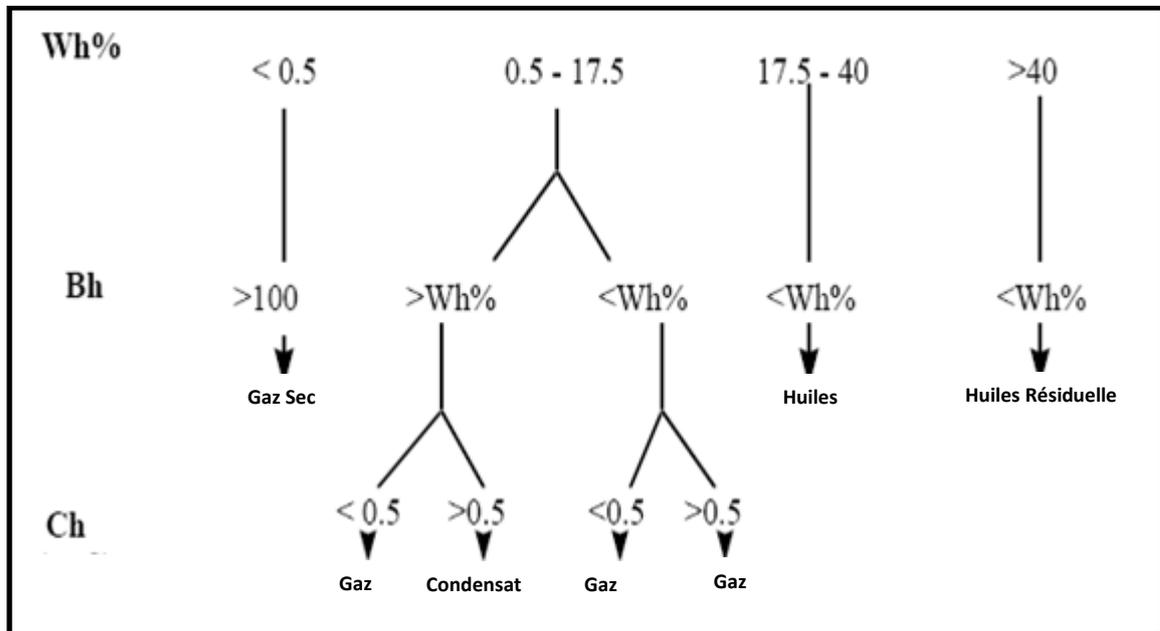


Figure 10: Charte d'interprétations des Gaz Ratio (Baker Hughes)

II.7-Classification des ressources pétrolières

II.7.1- Quantités totales des Hydrocarbures initialement en place

C'est des volumes estimés dans des sites explorés déjà plus les quantités estimées dans les accumulations à découvrir, c'est l'équivalent de la notion des ressources totales.

II.7.1.1- Quantité des hydrocarbures initialement découverte en place

C'est des quantités estimées, à une date donnée, contenu dans des terrains déjà explorés qui sont prêts à entamer la phase production.

a. Production des Hydrocarbures

C'est les quantités qui ont été déjà récupérées à une Date donnée. Bien que toutes les ressources récupérables soient estimées (vendus ou non vendus), la production elle est mesurée en fonction du facteur vent qui dépend du prix du baril dans le marché.

Chapitre II : Notion Fondamentale de la Prospection Géochimique

b. Les Réserves

Sont des quantités qui devraient être récupérables par l'application d'un projet de développement dans des terrains déjà exploré.

Les réserves sont classées selon le niveau de certitude associé aux estimations et peuvent être sous classés en fonction de l'activité et modération du projet.

c. Les Ressources contingentes

Sont des quantités estimées, à une date donnée, pouvant être récupérées, mais les projets de développement appliqués ne sont pas murs pour le développement commercial dû d'une ou plusieurs raisons ; par exemple, l'inexistence d'un marché viable, ou lorsque les techniques de récupération commerciale dépendent d'une technologie en cours de développement ou lorsque l'évaluation de l'accumulation est insuffisante pour l'évaluation et l'estimation.

Les ressources contingentes sont classées selon le niveau de certitude associé aux estimations et peuvent être sous-classes en fonction de leur maturité et/ou de leur statut économique.

d. Les Réserves irrécupérables

C'est des quantités estimées et prouvées, mais qui ne peut pas être considérée dans un projet de développement a une date donnée.

II.7.1.2- Quantité des hydrocarbures initialement non découverte en place

C'est des quantités estimées, contenues dans des sites à découvrir ou a exploré dans le future, subdiviser en deux majores classe

a. Les Ressources prospectives

Sont des quantités estimées, dans des terrines non explorées qui pouvant être probablement récupérable par l'application des projets de développement futur. Les ressources prospectives ont à la fois une chance de découverte et une chance de développement.

b. Les ressources non récupérables

C'est des quantités des hydrocarbures découverts ou non découvertes initialement en place qui n'est pas recouvrable, une partie de ces quantités pourrait devenir recouvrable avec le développement technologique; le reste ne peut jamais être récupérable.

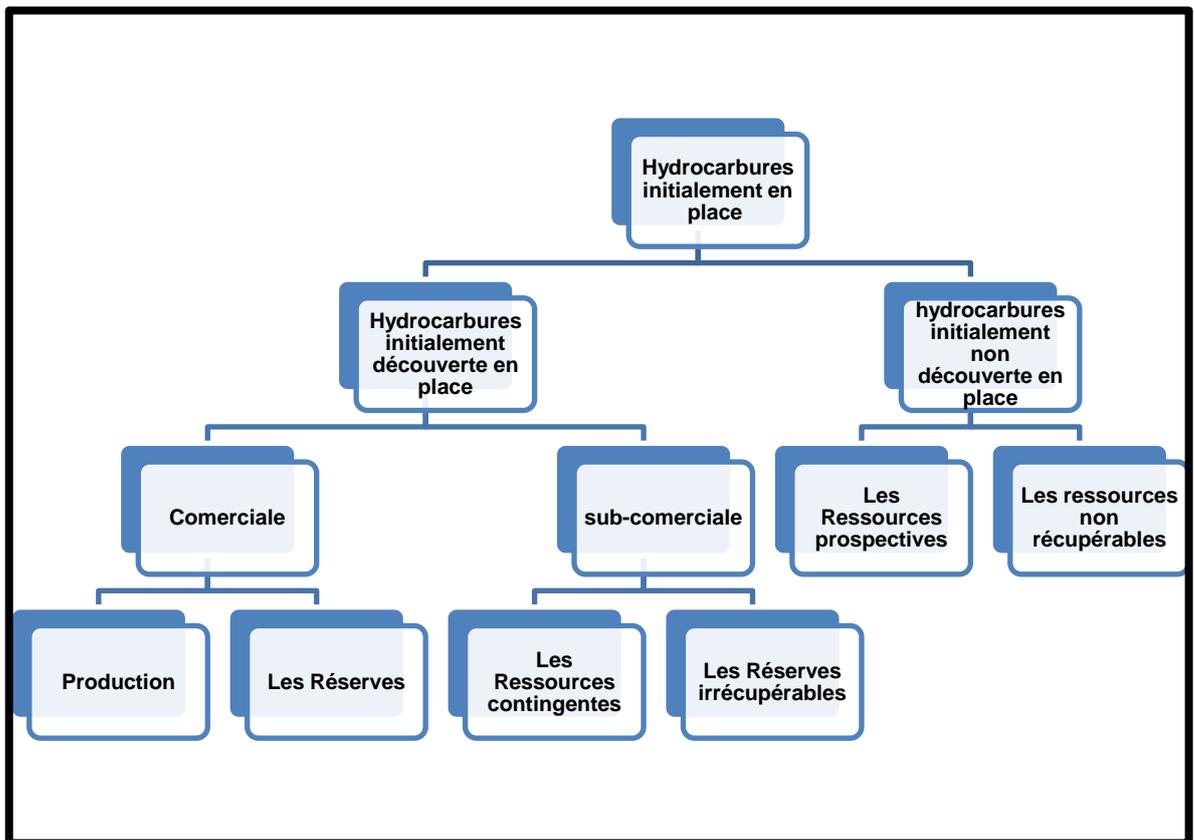


Figure 11: Schéma de classification des ressources pétrolière

Chapitre III :
Méthodes et Moyens Analytique

III.1- Identification minéralogique par le Diffractomètre des rayons X

III.1.1-Principe

Les échantillons récupérés durant le forage sont broyés finement, une quantité mise sur des portes-échantillons, puis soumise à un faisceau des rayons X pour être diffractés par les plans réticulaires des phases cristallines celle-ci est régie par la loi de Bragg

$$n \lambda = 2d \sin \theta$$

λ =longueur d'onde en angströms

d = distance réticulaire en angströms

θ = angle de diffraction ou de réflexion en degrés.

Les diffractogrammes obtenus, à l'aide d'un diffractomètre à rayons X, sont interprétés. Les positions et les intensités de pics observés sont comparées aux fichiers de référence *PDF-ICDD* (Powder Diffraction File - International Center for Diffraction Data) pour l'identification des phases minéralogiques présentes. Et éventuellement l'utilisation de *RIR* (Reference Intensity Ratio) inclus dans le logiciel *HighScore Plus* du fichier PDF-ICDD permet l'estimation semi-quantitative des phases correspondantes détectées

La fraction fine (minéraux argileux) est extraite par voie humide, après élimination des matières gênant telle que la matière organique et les carbonates. Les suspensions d'argiles ainsi obtenues sont étalées sur des supports adéquats pour le traitement thermique et séchage à 550°C pendant une heure l'appareil utilisé est de type ; diffractomètre PANalytical: XPERT-PRO, tube radiogène céramique à anticathode de cuivre, puissance du générateur à RX: 40 mA, 45 Kv.

Logiciel pour l'acquisition des données: **DataCollector de PANalytical**

Logiciel pour traitement des données: **HighScore Plus de PANalytical**

Longueur d'onde CuK α [Å]: **1,5418**.

III.2- Identification des fluides piégés

➤ Sur chantier

Les cabines de surveillance géologique sont équipées par un chromatographe en phase gazeuse les principaux éléments sont :

- Un injecteur
- Une colonne chromatographique
- Une cellule de détection.
- Un dispositif de circulation inverse (refoulement de tous les gaz vers l'extérieur).
- Enregistreur.

III.2.1- Le Principe de fonctionnement

L'échantillon est mélangé avec un gaz vecteur avant d'être introduit dans la colonne remplie de particules inertes calibrées granulométriquement les éléments constituant le mélange (échantillon + air) vont se déplacer au travers de la colonne à des vitesses différentes en fonction de leur capacité à être adsorbés ou retenus.

La caractéristique principale de chaque colonne est de présenter des temps de rétention différents pour chaque type de gaz l'ayant traversé jusqu'à l'arrivée de chacun d'eux dans la chambre du détecteur à un moment bien précis du cycle d'analyse.

En fin d'analyse, le gaz porteur est inversé ("back flush") pour repousser hors du circuit les gaz en cours d'analyse et nettoyer la colonne.

Comme le chromatographe du laboratoire, le principe de détection c'est l'ionisation électronique, des ions sont formés par la flamme provenant de la combustion de l'hydrogène dans l'air si une substance carbonée (organique) est présente dans cette flamme, le nombre d'ions formés augmente considérablement. Une électrode collectrice capte les ions produits permettent le passage du courant et indique par le fait même la présence d'un gaz.

Quand un échantillon, contenant des hydrocarbures, est introduit dans la chambre, il se produit un craquage des composés organiques dans la zone chaude de la flamme, puis ionisation chimique avec l'oxygène de l'air. Ces ions produits entraînent une variation de potentielle au niveau du circuit.

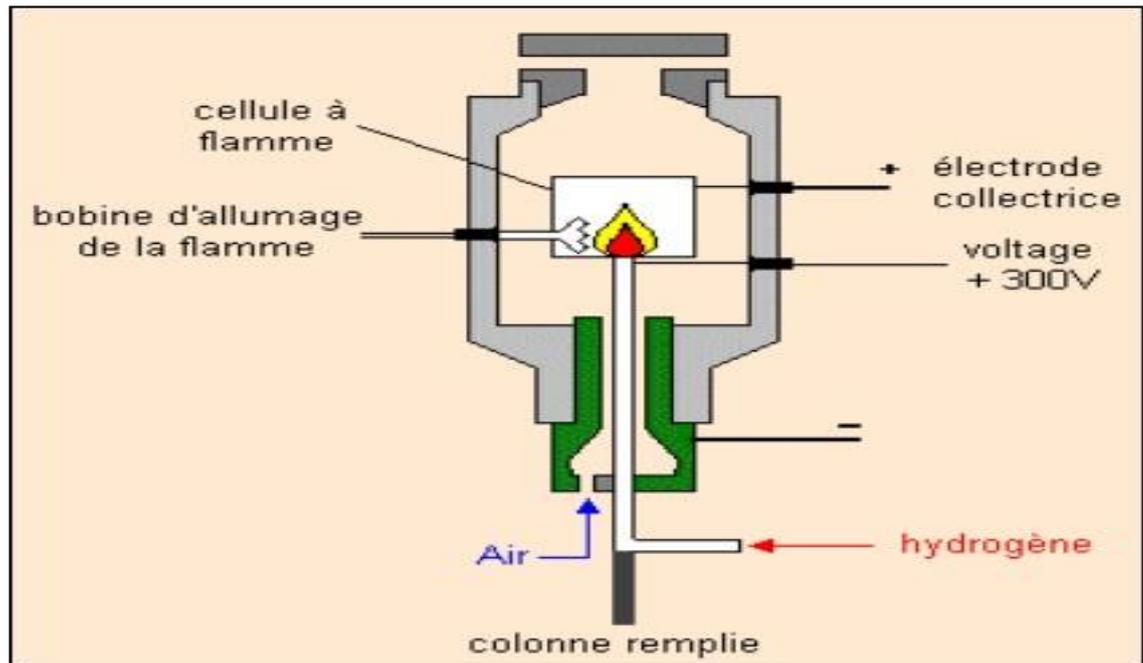


Figure 12: Principe de L'ionisation

III.3- Caractérisations Géochimique

III.3.1- Pyrolyse ROCK-EVAL

La technique de pyrolyse ROCK-EVAL est une méthode qui a été développée par l'IFP (Institut Français du Pétrole) dès 1973. Elle a été conçue pour fournir des informations sur:

- Le potentiel pétrolier de la roche mère,
- La quantité des hydrocarbures libres,
- Le type de matière organique et son état d'évolution.

Le principe de cette technique est de chauffer en programmation de température à raison de **25°C/min** en moyenne, pendant **20min**, sous atmosphère inerte: **hélium**, un petit échantillon de **100g** de roche afin de déterminer :

- Les hydrocarbures gazeux et liquides libres contenus dans la roche. Ceci correspond au pic *S1*; il est exprimé en mg d'hydrocarbures/g de roche; cette quantité est variable et dépend du potentiel pétrolier des roches, de leur degré d'évolution et des phénomènes de migration.

- les hydrocarbures formé par craquage du kérogène pic *S2*, exprimé en mg d'HC/g de roche. Ces composés hydrocarbonés représentent la quantité totale d'huile et de gaz que le kérogène peut encore produire ultérieurement Le *S2* est appelé, également, « *potentiel pétrolier résiduel* ». Ces valeurs varient avec la teneur en *COT* de l'échantillon, le type et le degré de maturation du matériel organique.
- Le *CO2* piégé au préalable dans un tamis moléculaire est rejeté par réchauffage, puis détecté. Ceci correspond au pic *S3* exprimé en mg de *CO2*/g de roche
- La température expérimentale de pyrolyse est enregistrée au sommet du pic *S2*, c'est {dire au moment où est libéré le maximum de composés hydrocarbonés provenant du craquage du kérogène. Elle correspond à la *T.max* qui est exprimée en degrés Celsius
- Le *CO2* résultant de la combustion de la matière organique (ayant déjà subi une pyrolyse) sous air à 600°C est absorbé par un tamis moléculaire. Par réchauffage de ce dernier, le *CO2* est envoyé sur un détecteur à conductibilité thermique. Ceci correspond au *TOC* (carbone organique total).

Les paramètres calculés par cette méthode sont :

- **L'index de production (IP)**

Il exprime par la production d'hydrocarbures libre par rapport a la totalité des hydrocarbures obtenus par pyrolyse.

- **L'index d'hydrogène (IH)**

Il exprime le rapport des hydrocarbures libérés par le kérogène lors de la pyrolyse au carbone organique total. il est exprimé en mg d'HC /g de COT.

- **L'index d'oxygène (IO)**

Il exprime le rapport entre le *CO2* libéré par le kérogène lors de la pyrolyse au carbone organique total. , il est exprimé en mg *CO2* / g de COT Les diagrammes IH - IO permettent de reconnaître les différents types de la matière organique :

- **Type I:** matière organique aquatique (lacustre ou marine)
- **Type II:** matière organique aquatique marine
- **Type III:** c'est une matière organique formée par des débris de végétaux supérieurs.

L'index de production (IP) \Rightarrow $S1/(S1+S2)$

L'index d'hydrogène (IH) \Rightarrow $(S2 \times 100)/COT$

L'index d'oxygène (IO) \Rightarrow $(S3 \times 100)/COT$

III.3.1.1-Préparation des échantillons pour la pyrolyse :

La préparation est faite dès la remonté des déblais sur le lieu de forage:

1. Un lavage à l'eau pour éliminer les polluants solubles de la boue,
2. Un tamisage pour sélectionner les déblais à diamètre $< 3-4\text{mm}$,
3. Un triage sous la loupe des polluants solides et pâteux,
4. Séchage soit de 15 à 20min d'exposition à l'air de 500mg pour éliminer l'eau d'imbibition.

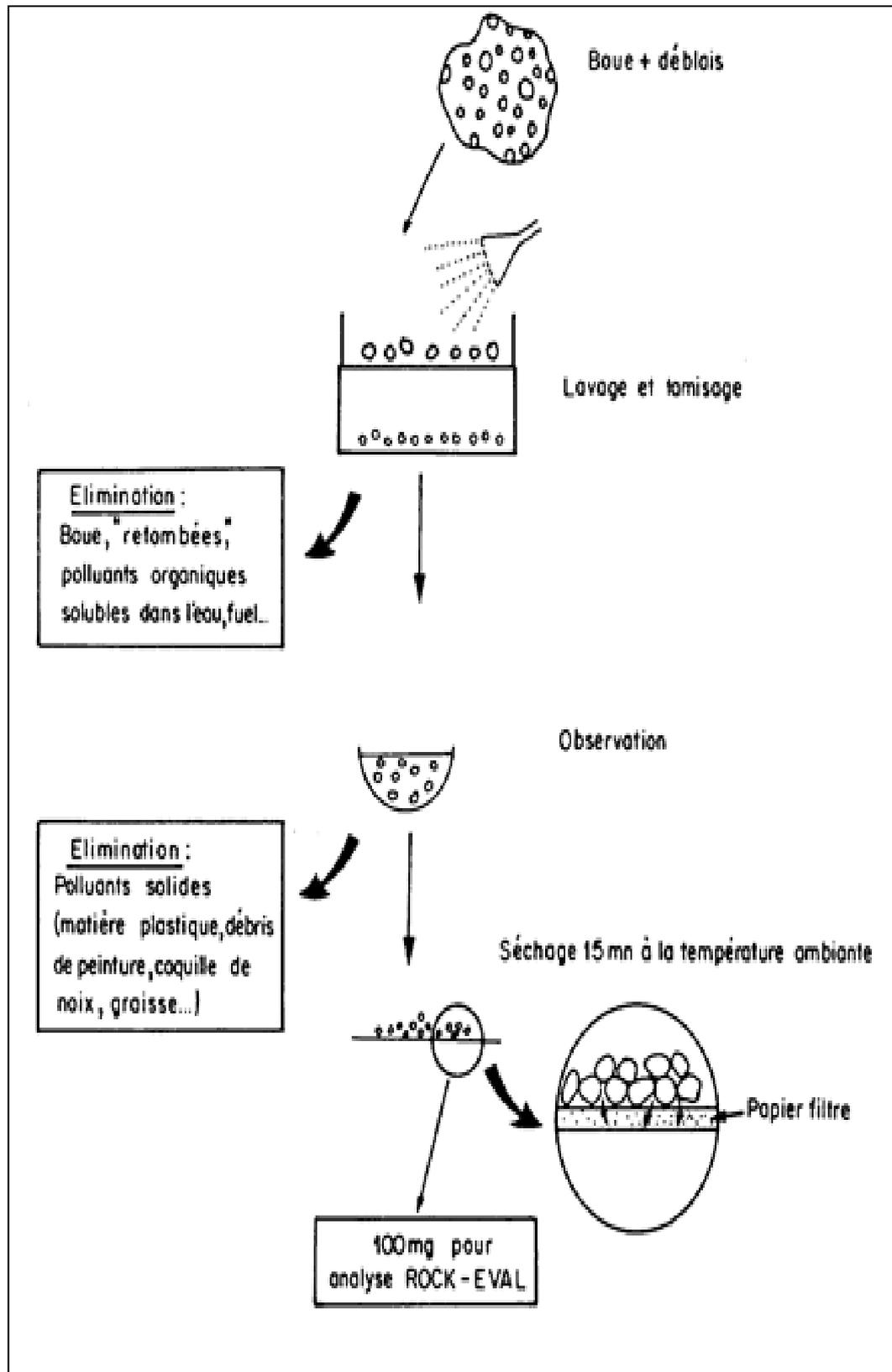


Figure 13: préparation des échantillons pour la pyrolyse

Chapitre IV:

Etude de Cas Puit 1

IV.1- Caractérisation qualitative des gaz piégés

L'enregistrement des gaz durant le forage de puits 1 sélectionnés pour l'évaluation a révélé l'existence des hydrocarbures aliphatiques type alcane, les résultats de puits sont représentés dans des histogrammes.

La représentation graphique dans les puits 1 montre la prédominance du méthane, avec l'enregistrement de différents types d'alcane de l'éthane jusqu'à pentane,

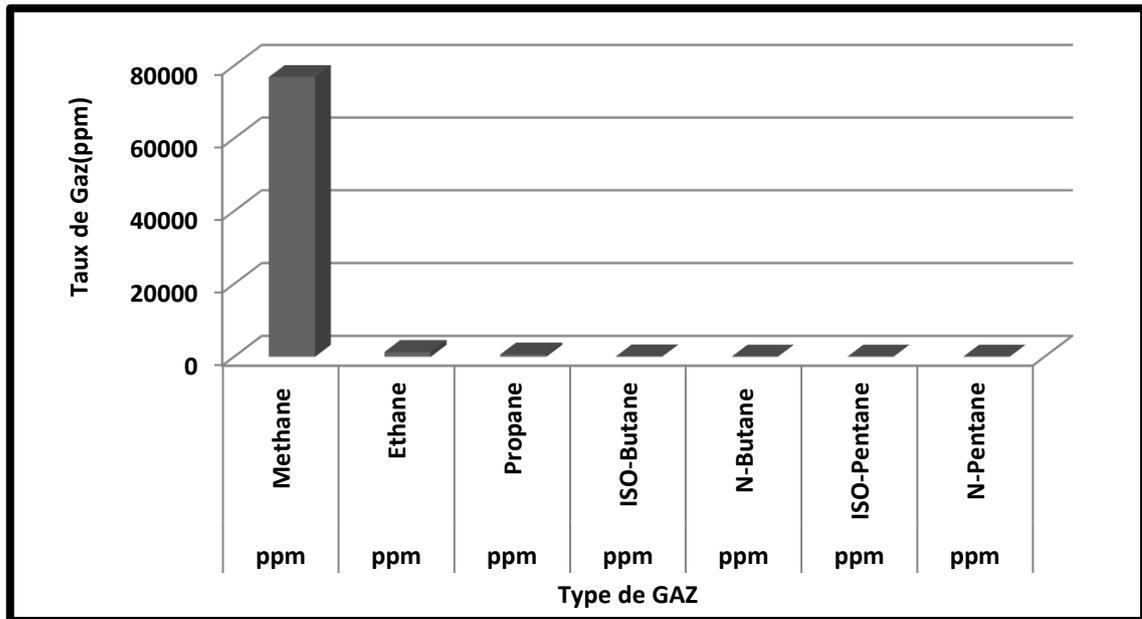


Figure 14: Résultats d'Analyse Chromatographique du Puits 1

IV.2- L'identification Minéralogique

L'étude minéralogique par DRX, a été réalisée sur 15 échantillons prélevés du puits 1. Les quinze échantillons couvrent la partie riche en matière organique qui renferme des gaz. Les assemblages argileux identifiés dans la série sédimentaire du silurien, sont constitués de quatre minéraux argileux, trois sont simples (chlorite, illite, kaolinite et un correspondant à des édifices interstratifiés).

Dans une première lecture des résultats on constate la prédominance de l'illite (fig) avec un moyen total de l'ordre de 40%, suivi par les interstratifiés et les chlorites équitablement de l'ordre de 22,5 %, la kaolinite présente le plus faible pourcentage qui est de 15%.

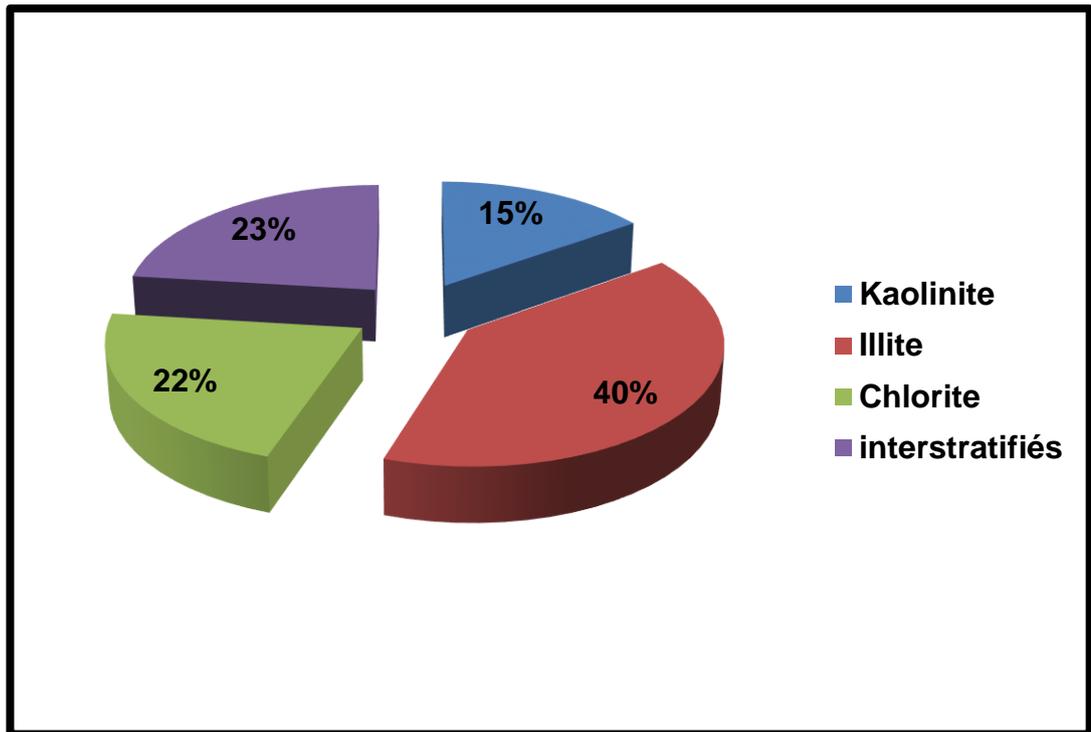


Figure 15: Les assemblages minéralogique Des schistes de silurien (Puits1)

IV.3- Caractérisation Géochimique

Les mêmes échantillons analysés par le diffractomètre des rayons x ont été pyrolysés par le rock eval, pour caractériser la matière organique source des hydrocarbures est définir quelque paramètre essentiel dans l'exploration pétrolière comme ; l'indice d'hydrogène et oxygène, la température maximale, les taux des hydrocarbures volatils (S1, S2) et le total organique carbonné TOC.

IV.3.1-Quantité de la matière organique

La quantité de la matière organique dans schiste du silurien a été évaluée en mesurant la quantité de TOC, l'intervalle étudié contient des teneurs en matière organique qui varie de 7.1% à 10.6%, avec un moyen de l'ordre 8.4%, c'est les caractéristiques d'une très bonne roche mère susceptible de générer des hydrocarbures.

Les valeurs du pic (S1) qui sont de l'ordre de 0,20mgHc/gros viennent nous dire, le contraire est indiqué, que c'est une matière organique qui a expulsé toutes ces potentialités.

IV.3.2-Type d'hydrocarbures

L'indice d'hydrocarbure (IHC) est le rapport S_2 / S_3 , est un indicateur de potentialité de produire du gaz ou bien du pétrole, selon Peters et al, 1994 les points repère de l'indice d'hydrocarbure sont :

- inférieur a 2 ça signifie que la matière organique elle est susceptible de généré du gaz plus que d'autre type d'hydrocarbure,
- supérieur a 5 ça signifie que la matière organique elle est susceptible de généré du pétrole plus que d'autres types d'hydrocarbure,
- entre 2 et 5 ça signifie que la matière organique elle est susceptible de généré du gaz ou bien du pétrole

Les indices d'hydrocarbures enregistrés dans notre puits sont de l'ordre de 7.3, donc cela indique que la matière organique a plus de chance de générée des gaz que du pétrole.

IV.3.3- Origine de la matière organique

L'origine de la matière organique peut être identifié par les indices hydrogène (IH) et d'oxygène (IO), les schistes potentiels da la base de silurien présente des indices d'hydrogène inférieurs a 150 mg/g cela indique que l'origine de la matière organique est continentale type III (D.W.Walpes, 1985).

L'interpolation des donnés de (IH) versus (IO) dans un diagramme modifié de Van krevelen () confirme l'origine aquatique marine type II

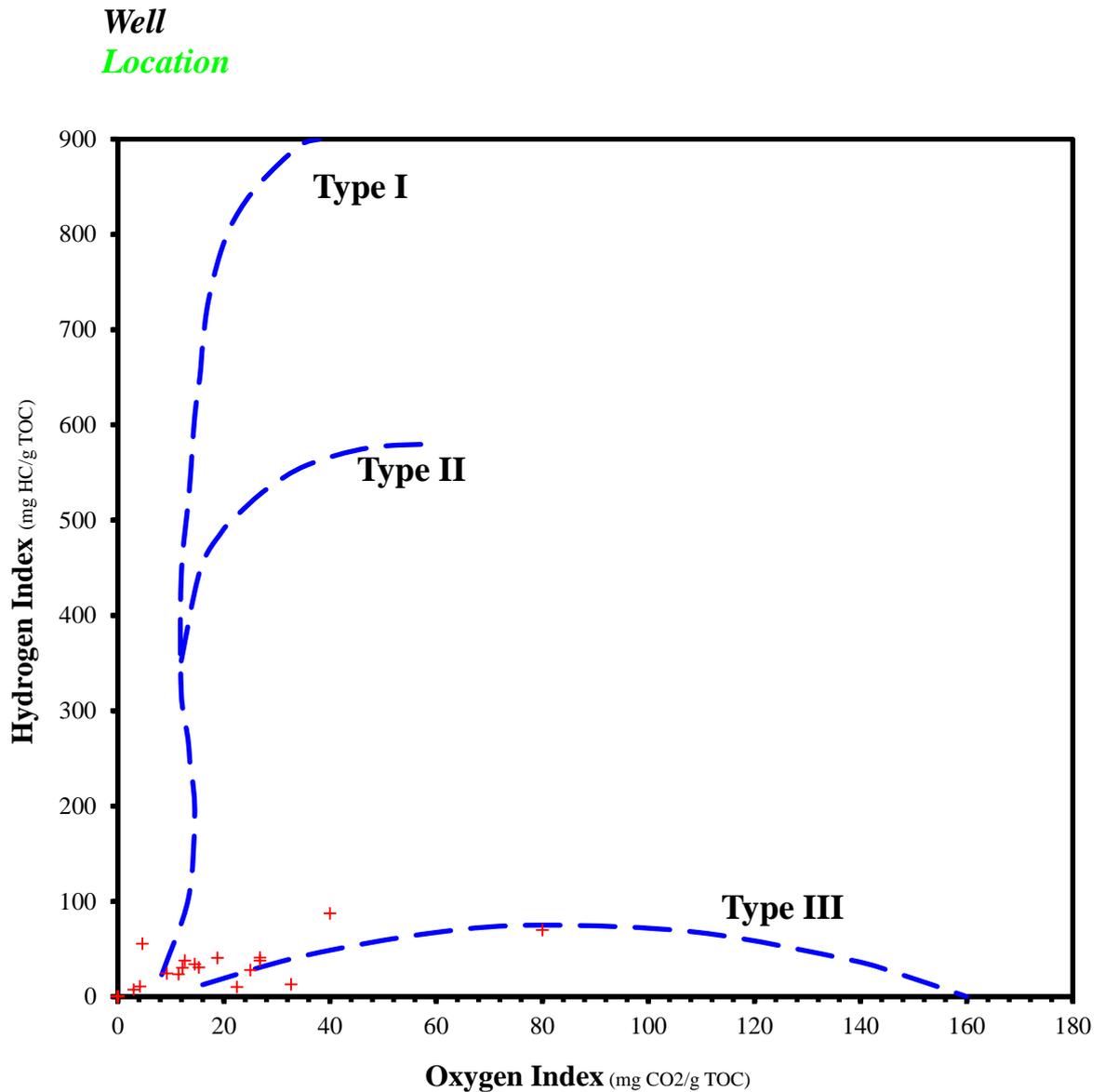


Figure 16: l'origine de la matière organique

IV.3.4- Maturité thermique

Le paramètre qui nous indique le degré de maturité, c'est le Tmax enregistré au pic S2 et l'indice de production (IP), tenons compte que les ranges des températures maximales de fenêtre a huile est : 435 °c a 465 °c avec un indice de production qui oscille de 0,2 a 0,4.

A des températures inférieures a 435 °c et des indices de production moine de 0,2, la matière organique elle est considérée comme immature, les fenêtres a gaz apparaitre a partie d'une température maximale de 470 °c et indice de production supérieur a 0,4

Les échantillons analysés sont pelotés dans un diagramme proposé par **PETER**.1986 entre les deux paramètres (T_{max} et IP), L'interprétation du diagramme montre que l'intervalle renferme des HUILES

Se diagramme il est beaucoup plus compatible dans l'évaluation des schistes en tant que roche mère que réservoir, le regroupement des point dans la surface des huile par rapport a l'indice de production indique que la matière organique a expulsé tout ces potentialité (Kadri et al 2017)

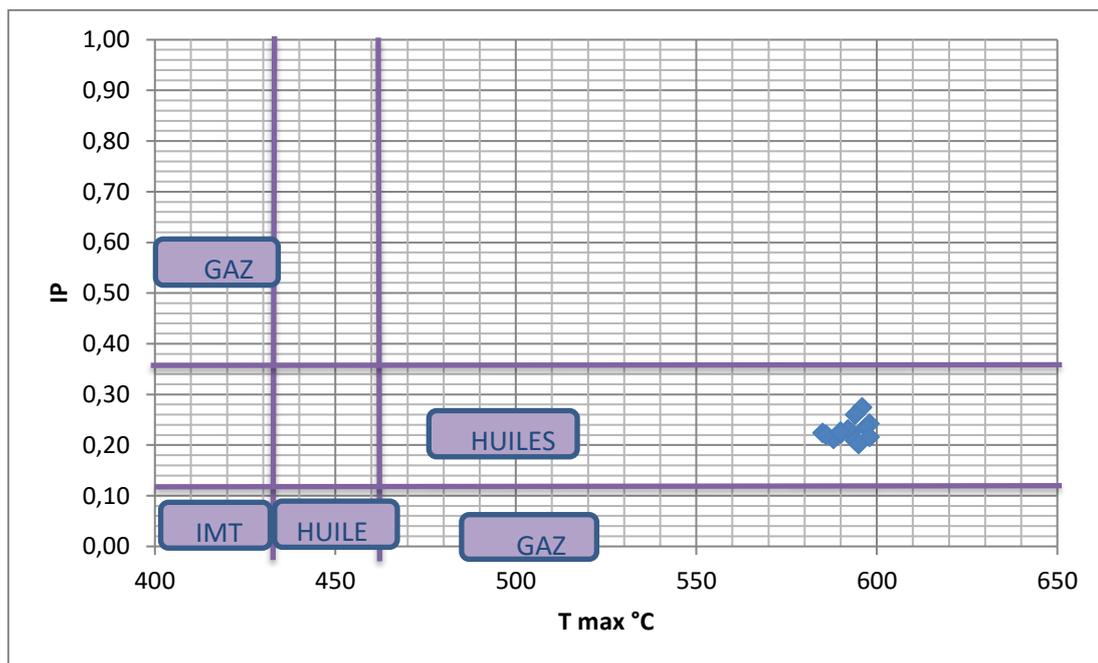


Figure 17: les indication de la maturité thermique en fonction du l'indice de production (en puits 1)

IV.4-L'intervalle à gaz sec

L'enregistrement des analyses chromatographiques des gaz durant le forage nous a permis d'interpréter et déterminer les trois paramètres de base impliquée dans les gaz ratio talque ; la mouillabilité, la balance et le caractère.

D'après la charte de caractérisations des fluides de réservoir en constate que la le silurien renferme des gaz, avec un caractère qui est inférieur a 0,5 dans tout l'intervalle et la mouillabilité varie de 1,23 % a 6,5 %, largement inférieur a la balance qui oscille de 40 a 251 dans tout l'intervalle du silurien et cela confirme le type de fluide déclarer (J.H. Haworth et al, 1985), (Figure 18)

Sur le plan quantitatif en remarque que le taux de gaz a augmenté a la base de silurien, le premier pic de gaz a été enregistré à la cote 1692m avec maintien jusqu'à la base de silurien et cela coïncide pratiquement avec le top de l'intervalle gaz sec qui est a 1700m, (Figure 19)

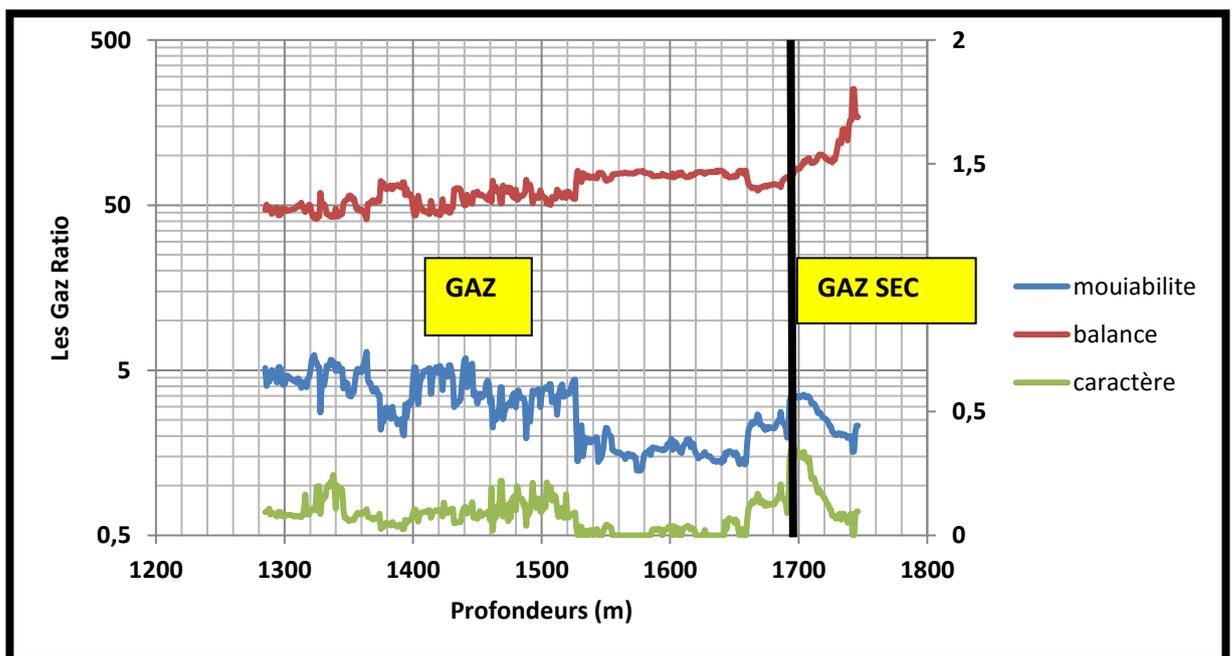


Figure 20: Caractérisations des fluides de réservoir (Puits1)

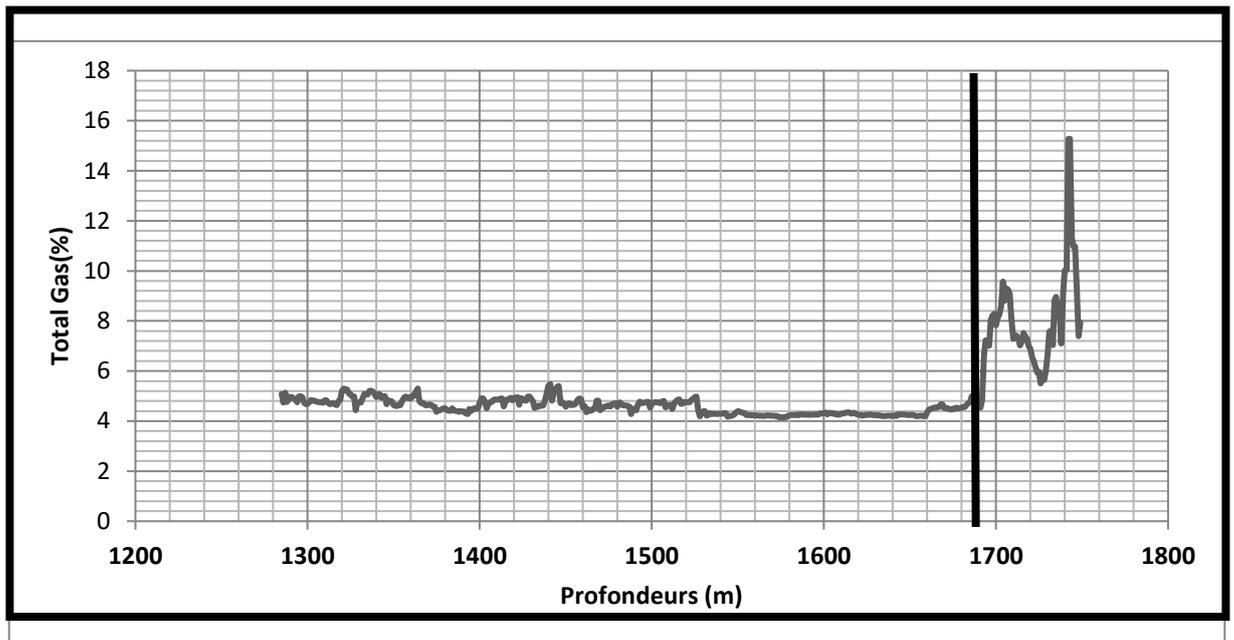
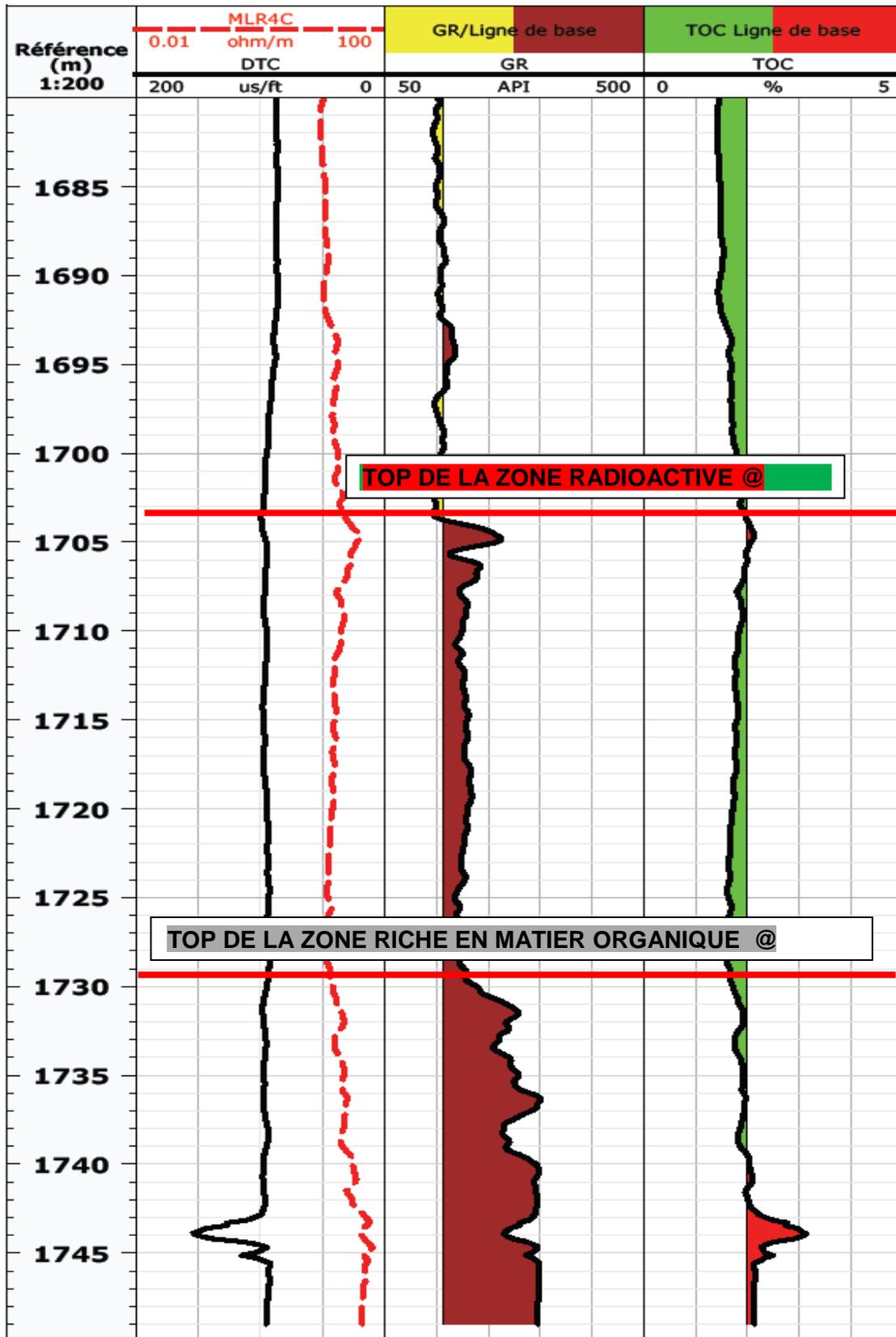


Figure 21: la Variation des Taux de Gaz en fonction De la profondeur dans le Puits



Conclusion générale

Conclusion générale

À travers cette étude, on essaye de contribuer à l'étude des caractéristiques géochimiques des schistes en utilisant, les données de mudlogging en combinaison avec celle des diagraphies. Rappelons que notre sujet de mémoire se rattache à la thématique scientifique intitulée ; (Caractérisations Géochimiques des schistes de Silurien dans le bassin de l'Ahnet), les objectifs attendus par cette étude est la familiarisation avec les techniques de caractérisations géochimiques ainsi qu'une idée ou bien un aperçu sur la matière organique et les schistes de Silurien.

Les échantillons analysés prélevés du puits 1 couvrant la base de Silurien, attribuant à la zone potentielle les aspects suivants :

- Les natures de gaz libre existant entre les feuillets de schiste sont de type alcane, avec une prédominance totale du méthane.
- Les intervalles potentiels peuvent être estimés à partir de la variation des taux de gaz total, ou on a constaté que ces zones sont caractérisées par une augmentation remarquable.
- L'identification minéralogique des échantillons montre que les schistes à gaz sont en majeure partie attribués à Illite avec une progression de cristallisation vers la base.
- La matière organique est de type III, continentale.
- Les températures maximales attendues lors du pic S2 de la pyrolyse indiquent que la matière organique est dans un état post-mature en phase de production des gaz.

bibliographie

Références bibliographiques

- [1]Asses.A.,Loumi.KH.,(2015).The shale gas reservoir of the ahnet basin. université de Boumerdes.
- [2]Advanced Resources International.,(2013).World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.
- [3]Ariketi.R., (2011). Estimation of level of organic maturity(LOM) and total organic carbon (TOC) in absence of geochemical data by using resistivity and density logs- example from cambay shale,tarapur area,cambay basin,india. J. Indian association of sedimentologists, vol.30,No. 1, pp.55-63.
- [4]Carpentier.B.,et al.,(1989). Diagraphies et roche mères,estimation des teneurs en carbone organique par la méthode carbolog.revue de l'institut francais du pétrole,vol.44,N°6.
- [5]Charles.Boyer.,et al.,(2006). producing gas from its source, Oil field review.Schlumberger.
- [6]Dan.J.,(2010).Worldwide shale gas and oil plays and potential, NAPE Conference
- [7]EL Nady M M., (2015). Source rock evaluation for hydrocarbon generation in Halala oilfield, southern Gulf of Suez,Egypt, Egypt.J.Petrol.
- [8]Gunningham.N.,(2014). A shale gas revolution for China, Climate Policy, 14:2, 302-320, DOI: 10.1080/14693062.2014.842857.
- [09]HOOD.A., et al.,(1975). Organic Metamorphism and the Generation of PetroleumThe American Association of Petroleum Geologists Bulletin V 59, No 6 (June 1975), P. 986-995. 7 Figs.
- [10]Hunt. J.M.,(1996). Petroleum Geochemistry and Geology. second ed.,W.H. Freeman and Company, 1996, 743p.
- [11]Jing.W.,et al.,(2011). A New Technology for the Exploration of Shale Gas Reservoirs, Petroleum Science and Technology, 29:23, 2450-2459, DOI:10.1080/10916466.2010.527885.
- [12]Kadri.M.M.,Hacini.M.,(2017). Evaluations of frasnian shale reservoir,cas study well DAK-1,Ahnet Basin, southern algerie.J.Sci.,2017,9(1),542-552.
- [13]Kadri.M.M.,Hacini.M.,(2018). Preliminary Reservoirs Characterizations of Silurian Shale, Case of Ahnet Basin, Southern Algeria. *International Journal of Latest*

bibliographie

*Research in Engineering and Management" (IJLREM)ISSN: 2456-0766 www.ijlrem.org
Volume 2 Issue 2 || February. 2018 || PP 29-33*

- [14] Logan.P.,Duddy.I.,(2015). An investigation of the thermal history of the Ahnet and Reggane basins, central algeria,and the consequences for hydrocarbon Generation and

Abstract

The application of the unconventional reservoir evaluation approach proposed by Kadri.M.M, Hacini.M., (2017), shows that the potential interval in the Silurian formation located in the bottom, with dry gas prone easily recoverable.

In the face of the characterization study of these economic interest intervals, a samples was recovered from well 1 the studied include ; DRX, and modern organic geochemistry, log analysis and Gas ratio, the main results are:

- ❖ Shales gas are mainly attributed to Illite with a progression crystallization towards the bottom
- ❖ Free gases are alkane with predominance of methane
- ❖ Organic matter is type II, aquatique marine, Ordovician age.

Keywords: Ahnet Basin, Silurian Shale, unconventional reservoir , Characterizations, Geochemistry

المخلص

تطبيق المقاربة التقييمية للخزانات غير التقليدية المقترحة من قبل الاستاذين قادري وحسيني (2017)، تبين ان قاعدة الطبقة الجيولوجية ذات العمر السيلوري ، هي المنطقة التي من المحتمل ان تضم غازات سهلة الاسترداد.

بهذف توصيف هذه المناطق القيمة من المنظور الاقتصادي، اخذت عينات من الحفر الأول المحدد، حيث درست بواسطة: الاشعة السينية، والجيوكيمياء العضوية الحديثة مع تفسير التسجيلات ونسب الغازات، فكانت اهم النتائج كالتالي :

❖ الشست ذو الغاز ينسب في معظمه الى الـ "ايليت" مع تطور في التبلور كلما اقتربنا من القاعدة

❖ الغازات الحرة هي عبارة عن الكانات يغلب عليها الميثان

❖ المادة العضوية هي من النوع II ، مائية بحرية ، ذات عمر اردوفيزي .

الكلمات المفتاحية : حوض لحنات، الشست السيلوري، حوض غير تقليدي، توصيف، الجيوكيمياء.

Résumé

L'application de L'approche d'évaluation des réservoirs non conventionnelle proposée par Kadri.M.M.,Hacini.M.,(2017), montre que la base de silurien c'est la zone potentielle susceptible de renfermé des gaz facilement récupérables.

Dans le bute de la caractérisations de ces zones d'intérêt économique des échantillons provenant de sondage 1 sélectionné ont été étudiées par les méthodes de DRX, et de géochimie organique moderne avec l'interprétation des diagraphies et des gaz ratio, les principaux résultats sont :

- les schistes à gaz sont en majeure partie attribués à Illite avec une progression de cristallisation vers la base
- Les gaz libre sont de type alcane avec prédominance de Méthane
- La matière organique il est de type II, aquatique marine, d'âge Ordovicien.

Mots-Clés : Bassin d'Ahnet, schiste silurien, réservoir non conventionnel, caractérisation, géochimie