



MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA - BOUMERDÈS
FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE



DÉPARTEMENT GÉOPHYSIQUE, GÉNIE PARASISMIQUE ET PHÉNOMÈNES
ALÉATOIRES

Filière : Sciences de la Terre et de l'Univers.

Option : Sismique, Sismologie et Méthodes de Potentiel.

MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDE

En vue de l'obtention du diplôme de Master en géophysique pétrolière.

THÈME :

**CONTRIBUTION DES DIAGRAPHIES CONVENTIONNELLES
POUR L'IDENTIFICATION DES NIVEAUX SHALE GAS
(BASSIN D'ILLIZI)**

Soutenu par :

RAMDANE AWATEF

Suivi par :

Dr. ELADJ.S

BOUMERDES 2015

REMERCIEMENTS

Tout d'abord je remercie notre Dieu de m'avoir donné le courage et la patience pour réaliser et achever ce modeste travail.

Je remercie mes parents pour leur soutien et leurs précieux conseils et qui ont mis à ma disposition tous les moyens possible pour terminer mes études dans de très bonne conditions.

Au terme de ce travail. Il m'est très agréable de remercier : Monsieur ELADJ.S, mon promoteur et notre chef de Département pour son suivi pas à pas de mon travail, car il était le seul à avoir dirigé et juger ce travail, ainsi que pour ses apports de critiques et remarques qui m'ont servis de bons guides pour la réalisation de ce mémoire.

Tout le corps enseignant du département géophysique à qui je dois le grand respect pour leur modestie et leur richesse en connaissance et qui m'ont fait bénéficier de leur expérience.

Monsieur MAALI pour ses conseils, son encouragement et son aide précieuse dans le choix du sujet traité. Il m'a fait bénéficier de sa riche connaissance en GÉOPHYSIQUE.

L'équipe de l'exploration au niveau de SONATRACH : Mr.DJABER, Mme.LESSOUANI, Mr.BOUKRABA, Mr.KACED,

pour leur patience et leurs conseils surtout dans le choix d'une meilleure documentation.

Le secrétariat de notre département pour la patience et la disponibilité durant toute la période d'étude.

Merci pour tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.



Dédicace

AVANT TOUT PROPOS, je tiens à remercier les deux personnes qui ont le plus cru en moi quel que soit les circonstances : mes parents, merci pour ne m'avoir jamais laisser tomber, c'est grâce à vous que je suis la personne d'aujourd'hui.

Sans oublier mes chers frères : Sofiane, Med El-Hadi et Hamza ainsi que ma complice de toujours ma sœur : Assia.

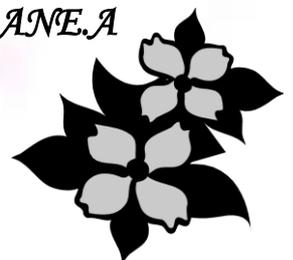
A tous les membres de ma famille surtout ma cousine Meriem ainsi qu'à tous le membres de ma deuxième famille à Alger la famille BELAZIZ et sans oublier ma famille aussi à Boumerdes la famille RAHMOUNE je leurs dit merci infiniment pour votre soutien inoubliable.

Atoutes mes connaissances de près ou de loin qui m'ont soutenu et qui ont fait en sorte que ce travail soit réalisé surtout : mr Tebiki ismail, mr M. Boukraba, Mme. Boubendir, mr Yaiche Yacine.

A tous mes amis qui se reconnaîtront ici et surtout Wafa, Souna, Sarah, Rima, faiza , chaima, yasmia, wahiba , nacera, yacine, houcine, charaf, abdesamed et tous mes collègues du groupe MAGP09 et MAGP10.

Tout le corps enseignant du département géophysique à qui je dois le grand respect et qui m'ont fait bénéficier de leur expérience.

RAMDANE.A



SOMMAIRE

Listes des figures

Liste des tableaux

Introduction générale

Chapitre I : Présentation de la région d'étude

I.1. Situation géographique.	2
I.2. Situation géologique.	2
I.2.1. Situation régionale.	3
I.2.2. -Cadre géologique.	3
I.2.3. Cadre géologique régional.	3
I.2.4. Litho stratigraphie du bassin d'ILLIZI	6
I.3. Aperçu paléogéographique	10
I.4. Structure et Tectonique du bassin.	11
I.4.1. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi.	11
I.4.2. Evolution géodynamique du bassin d'Illizi :	15

Chapitre II : Les outils de diaggraphie

Introduction	16
II.1. Définition des diagraphies	18
II.2. Type de diagraphies	18
II.2.1. Diagraphies nucléaires	18
II.2.2. Diagraphies de rayonnement Gamma naturel	18
II.2.3. Diagraphie densité	21
II.2.4. Diagraphie de neutrons	24
II.2.5. Diagraphie électrique	27
II.2.6. Tableau récapitulatif des diagraphies	34

Chapitre III : Réservoirs conventionnels et réservoirs non conventionnels

III.1. Gisement conventionnels	37
III.2. Définitions	37
III.2.1. Système pétrolier	37
III.3. Caractéristiques d'un système pétrolier et gazier conventionnel	40
III.3.1. Génération des hydrocarbures	40

III.3.2. Expulsion/Migration des hydrocarbures	42
III.4. Piégeage des hydrocarbures	44
III.4.1. Définition d'un piège	44
III.4.2. Types de pièges	44
III.5. Gisement non conventionnels	47
III.5.1. Définition	47
III.5.2. Classification des hydrocarbures non conventionnels gazeux	47
III.5.3. La notion ambiguë de schistes et de shales	49
III.5.4. Qu'est-ce que c'est le gaz de schiste ?	51
III.5.5. Exploration	52
 Chapitre IV : Evaluation et interprétation des réservoirs shale gas	
IV.1. Evaluation pétrophysique des réservoirs	59
IV.2.Caractéristiques	59
IV.3.Evaluation des réserves non conventionnelles	62
IV.3.1.Evaluation des réservoirs	62
IV.3.2.Shale gas	63
IV.4.Interprétation qualitative	64
IV.4.1.La sélection d'un bon Play Shale gas	64
IV.4.2.Types de diagraphies enregistrées	64
IV.5.Problème et recommandations pour l'évaluation de shale gas	70

Conclusion générale

Liste des figures

Figure : I-01 : Situation du bassin d'ILLIZI à l'échelle régionale.....	2
Figure : I-02 : Carte géologique dans le bassin d'Illizi	4
Figure :I-03 : Log stratigraphique et lithologique du bassin d'Illizi.....	8
Figure : I-04 : Esquisse structurale schématique de la synéclyse Est-Algérienne.	12
Figure : I-05 : Schéma structural du bassin d'Illizi.....	13
Figure : II-01 : Schéma de classification des diagraphies.....	16
Figure : II-02 : Principe de fonctionnement du détecteur à scintillations.....	18
Figure : II-03 : Détecteur à scintillation.....	19
Figure : II-04 : Exemple de log gamma ray pétrolier.....	20
Figure : II-05 : schéma des types de collision entre rayons gamma et électrons de formation.....	21
Figure : II-06 : Principe de l'outil LDT.....	22
Figure : II-07 : Exemple de log Gamma-Gamma	23
Figure : II-08 : Principe de la sonde neutron.....	25
Figure : II-09: Exemple de log neutron.....	26
Figure : II-10 : Schéma de l'outil d'induction	27
Figure : II-11: Schéma de l'outil SFL	30
Figure : II-12 : Schéma de l'électrode de l'outil MSFL MSFL.....	32
Figure : III-01 : Représentation d'un système pétrolier	37
Figure : III-02 : Evolution de la matière organique (IFPN).....	40
Figure : III-03 : Une partie des hydrocarbures formés est expulsée de la roche-mère vers un réservoir, puis migrent vers la surface. Au contact d'une couche imperméable, les hydrocarbures se concentrent pour former un gisement.....	42
Figure : III-04 : Photographie au MEB (Microscope à balayage électronique) de la porosité nanométrique dans les argiles des Barnett shale.....	43
Figure : III-05 : Les types d'hydrocarbures.....	44
Figure : III-06 : Gisement conventionnel et gisement non conventionnel.....	46
Figure : III-07 : Les différents types d'HC gazeux non conventionnels.....	47
Figure : III-08 : Une argile feuilletée riche en matière organique	49

Figure : III-09 : Plaque comémorative du premier puits de gaz dans les Marcellus shales	50
Figure : III-10 : Les gisements dans les schistes se trouvent beaucoup plus profondément que les gisements conventionnels de gaz naturel.....	52
Figure : III-11 : Fluide de fracturation dans la section horizontale	54
Figure : IV-01 : La réponse des logs conventionnels avec les argiles à gaz.....	60
Figure : IV-02 : Photo d'une roche contenant le gaz de schiste.....	63
Figure : IV-03 : Log composite Du puits A « silurien ».....	66
Figure : IV-04 : Log composite Du puits A « franien ».....	68

Liste des tableaux

Tableau.II-01 : Tableau récapitulatif des diagraphies.....	33
Tableau.III-01 : Composants du fluide de fracturation et leur utilisation commune.....	56
Tableau.IV-01 : Conversion de kérogène en TO.....	61
Tableau.IV-02 : Stratigraphie du paléozoïque et les roches mères des bassins du Sahara, Alger.....	62
Tableau.IV-03 : Diagraphies enregistrées pour le puits A de la formation franien	65
Tableau.IV-04 : Lecture des diagraphies enregistrées pour la formation du silurien.....	67
Tableau.IV-05 : lectures des diagraphies enregistrées pour la formation du franien.....	69

Les réservoirs compacts ont un potentiel très prometteur mais différent des réserves conventionnels. Ils se caractérisent par des matrices dont la porosité utile et la perméabilité sont très faibles. L'appellation « gaz non conventionnel » recouvre principalement deux types de ressources gazières : le gaz de schiste ou (Shale gas) et le tight gas. Ce n'est pas leur nature chimique qui les distingue du gaz « conventionnel » .mais les caractéristiques géologiques de la roche qui les contient.

La caractérisation des réservoirs gréseux non conventionnels, dits « shale gas » est l'un des verrous technologiques de ces prochaines années pour pouvoir développer de nombreux champs à gaz dans le monde .Il existe plusieurs sortes de gaz non conventionnel dont le gaz de schiste, Le gaz de schiste est du gaz qui est resté dans la roche mère où il s'est formé

Les réserves de gaz non conventionnels s'étendent sur des espaces beaucoup plus vastes que celles de gaz classiques. Ce sont des champs de centaines, voire de milliers de kilomètres carrés. Ces réserves, peu exploitées jusqu'alors pour des raisons techniques, sont aujourd'hui convoitées par les grands groupes énergétiques. Les coûts d'exploitation ont en effet été réduits de moitié depuis quelques années.

L'extraction des gaz non conventionnel nécessite à la fois d'effectuer des forages horizontaux et d'utiliser une technique de fracturation de la roche par propulsion à haute pression d'un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques.

Cette étude a été proposée par la compagnie Sonatrach afin d'évaluer les réservoirs compacts en utilisant les techniques de diagraphies conventionnelles dans la région de bassin d' Illizi.

Elle comporte quatre chapitres : dans le premier chapitre on a fait une présentation de la région d'étude dont l'aspect géologique, géographique et pétrolier. Le deuxième chapitre présente un bref aperçu sur les diagraphies enregistrées et leur application

Dans le troisième chapitre, on a cité toutes les caractéristiques des hydrocarbures conventionnels et des hydrocarbures non conventionnels. Le quatrième chapitre est une évaluation et interprétation des réservoirs shale gas.

I.1. Situation géographique.

Le bassin d'illizi est situé dans la partie Sud orientale du Sahara algérien.

Il représente l'une des plus grandes provinces pétro -gazéifère de l'Algérie.

Ce bassin couvre environ une surface de l'ordre de 100.000 km². (Fig. I-01)

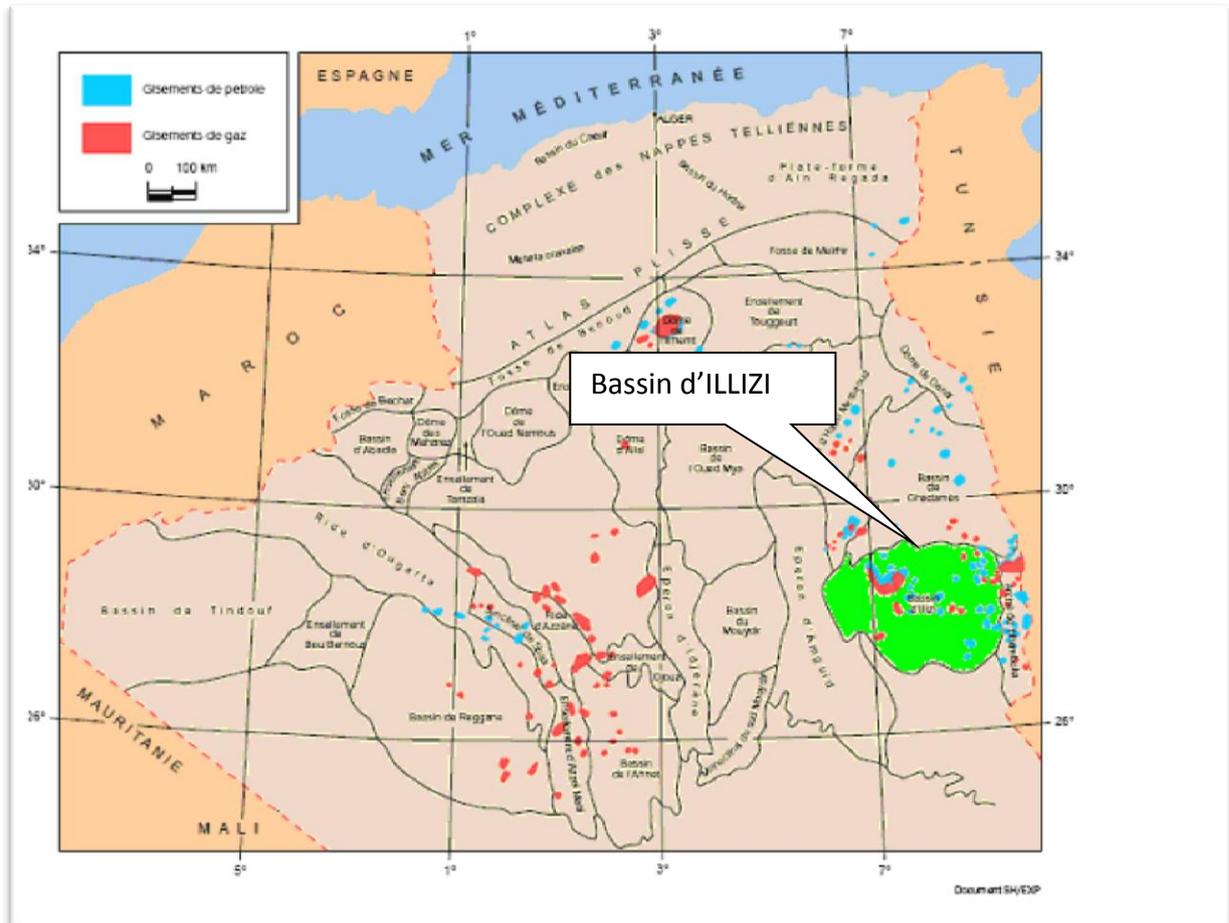


Fig. I-01 : Situation du bassin d'ILLIZI à l'échelle régionale.

(Schlumberger wec Sonatrach)

I.2. Situation géologique.

I.2.1. Situation régionale.

Le bassin d'illizi fait partie de La synéclise Est Algérienne. Il est limité par les môles d'Ahara au Nord, Tihemboka à l'Est, Amguid el Biod à l'Ouest et le massif cristallo-métamorphique du Hoggar au Sud une superficie d'environ 170.000 km²

I.2.2. -Cadre géologique.

I.2.3. Cadre géologique régional.

Le bassin d'Illizi fait partie de la synclise Est Algérienne ; La série stratigraphique comprend des terrains d'âge paléozoïque qui affleurent dans sa partie méridionale et d'âge mésozoïque à cénozoïque qui affleure dans sa partie septentrionale.

Les principaux éléments structuraux qui caractérisent le bassin d'Illizi sont :

- Le môle d'Ahara au Nord de direction E-W.
- La voûte de Tin-Fouye, dans la partie Nord-Ouest.
- Le môle de la Tihemboka à l'Est.

D'une manière générale la dépression centrale d'Illizi s'individualise entre le môle d'Amguid el Biod à l'Ouest et le môle de la Tihemboka à l'Est. (Fig I- 02)

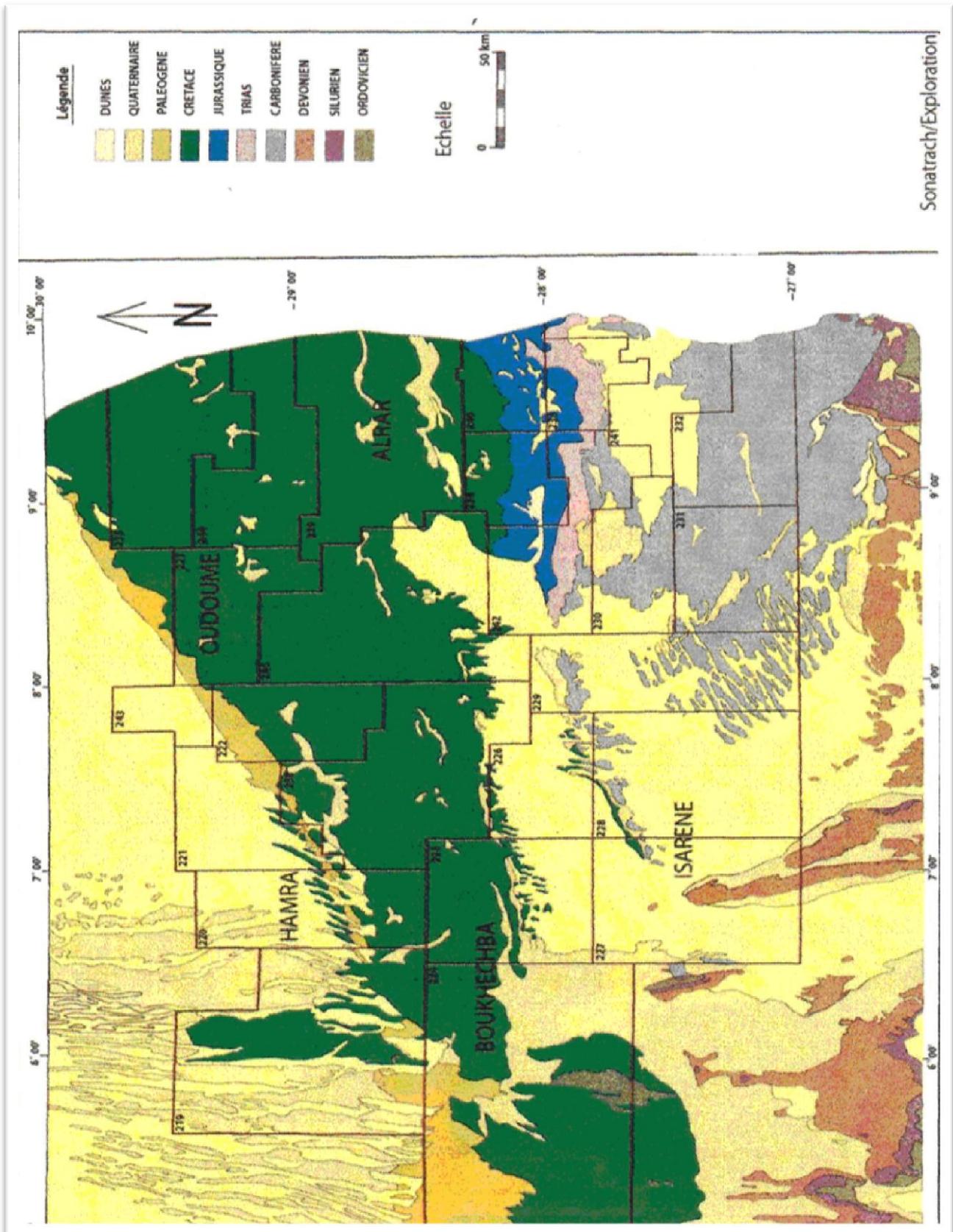


Fig.I-02 : Carte géologique dans le bassin d'Illizi.
(Schlumberger wec Sonatrach)

I.2.4. Litho stratigraphie du bassin d'ILLIZI

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophyliennes et volcanique.

La coupe lithologique type du bassin d'Illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie des séries paléozoïques tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et Al, (1963, 1971), Dubois (1967) et Biju -Duval et Al (1968). (Fig I- 03)

Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires.

La série stratigraphique type du bassin d' Illizi épaisse de plus de 3 000 m est la suivante :

❖ Le Cambrien

Il est constitué par une succession de formation détritique, essentiellement gréseuse.

- **L'unité I :** (conglomérats d'EI Moungar) épaisse de 300m, est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques, c'est une série très localisée et représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne panafricaine.
- **L'unité II :** sa puissance est de l'ordre de 200 à 300m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux et épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux ; Ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est Cambrien.

❖ Ordovicien :

A l'échelle du bassin d'Illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités.

- **L'unité III-1 :** son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.
- **L'unité III-2 :** formée essentiellement de grès fins à grossiers à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.

- **L'unité III-3** : elle est d'âge Caradoc, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne constituée de grés micacés fins à ciment argileux ou siliceux à Scolithos alternant avec de rares passées d'argilite ; Cette série passe vers le sommet à des grés grossiers à fins à Scolithos et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.
- **L'unité IV**: son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grés et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend :
 1. L'unité IV-2 qui est une série de comblement des paléotopographies façonnées par l'avancement des glaciers est constituée de dépôts variés
 2. L'unité IV-3 appelée dalle terminale est essentiellement gréseuse

❖ Le Silurien :

Le Silurien est composé de bas en haut par les formations suivantes :

- ✓ Formation de l'Oued Imirhou formée d'argiles à graptolites d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses ; caractérisée par une série condensée appelée argiles radioactives très fossilifère et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30 m.
- ✓ Zone de passage (unité M) formant le réservoir basal du A épais d'environ 100m. Cette unité est constituée d'alternance de grés, d'argile et de silt ; les grés sont fins à moyens à stratifications obliques.
- ✓ Barre inférieure (unité A) du réservoir A ; il s'agit de grés fins à moyens à stratifications obliques d'une épaisseur moyenne de 30 m.
- ✓ Talus à Tigillites (unité B) du réservoir A ; son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grés fins argileux associés à des terriers. Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères,

❖ Le Dévonien :

A l'échelle de la région d'étude il est représenté en général par le Dévonien inférieur d'une puissance

de l'ordre de plus de 200 m et sa stratigraphie est comme suit :

- ✓ La barre moyenne (unité C1) au réservoir A d'âge Géddinien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grés fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées.

- ✓ Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6 d'âge Géddinien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances de grés et d'argile silteuses soulignant un environnement fluvio estuarien.
- ✓ La barre supérieure (unité C3) ; d'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray, sa configuration est cylindrique

Le dévonien moyen et supérieur qui correspondent aux séries de Tin-Meras et de Gara Mas Melouki ne sont représentées d'une manière générale appelée formation d'Irheme d'âge Strunien. Ce sont de grés fins à moyens passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre 40 à 70 m.

❖ Le Carbonifère

Dans le bassin d'Ilizi le Carbonifère est représenté par une épaisse formation argilo-gréseux (de 100m environ) qui renferme des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux. Cette série englobe :

- Le Tournaisien argilo-gréseux.
- Le Viséen argilo-gréseux.
- Le Westphalien représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire avec une zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques.
- La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

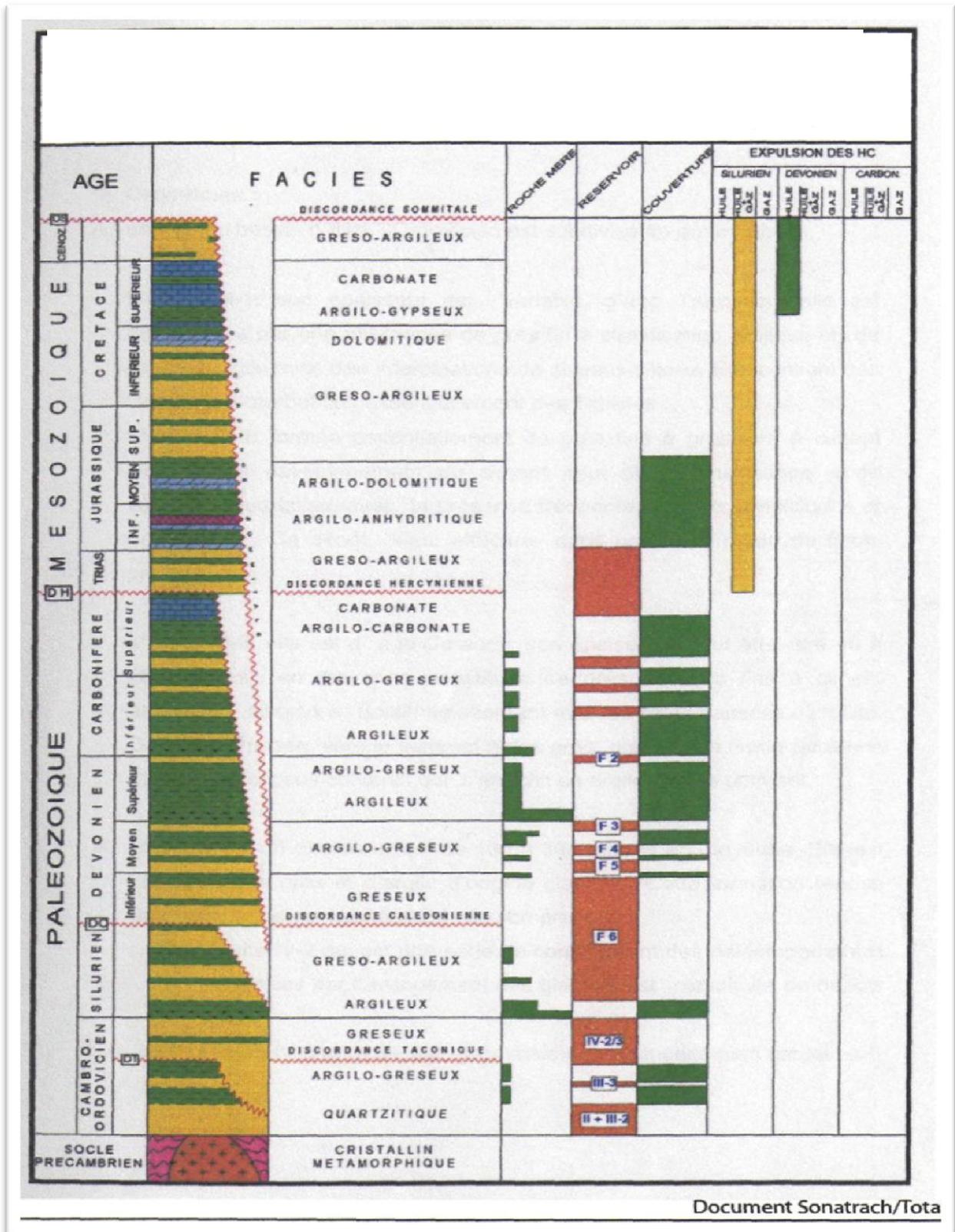


Fig I- 03 : Log stratigraphique et lithologique du bassin d'Illizi
(Document Sonatrach)

I.3. Aperçu paléogéographique

Les affleurements, les études de carottes et les nombreux travaux réalisés sur la plateforme saharienne nous permettent de donner un aperçu sur le milieu et la paléogéographie de ce secteur d'étude :

- **Au Cambrien** : les dépôts sont attribués à un milieu fluvial en tresses ayant permis la mise en place d'épandages sableux sur la surface infratassilienne.
- **A l'Ordovicien** : milieu est marin, car la transgression Trémadocienne, dure jusqu'au Caradoc. A la fin de cette période il y a installation de la calotte glaciaire.
- **Au Silurien** : après la fonte des glaciers, une transgression glacio-eustatique diachrone précoce vers le SUD-EST et tardive vers le Nord-Ouest a marqué cette période du Paléozoïque.

La fin du Silurien est marquée par les mouvements épirogéniques calédoniens qui ont conduit à l'émergence de vastes régions dont l'érosion constitue la source d'apport des séries détritiques du Dévonien inférieur.

- **Le Dévonien inférieur gréseux** : il est rattaché à un réseau fluvial méandrique.
- **Le Dévonien inférieur argileux gréseux (Emsien)** : marqué par le début d'une transgression marine qui se poursuit jusqu'au Dévonien supérieur.
- **Au Dévonien moyen et supérieur** : la sédimentation est essentiellement argileuse à intercalations de niveaux carbonates fossilifères témoignant l'installation d'un milieu marin à la fin du Dévonien.
- **Au Carbonifère** : dès le début du Tournaisien, une sédimentation argilo sableuse entrecoupée de niveaux d'oolithes ferrugineuses indique une régression marine et l'installation d'un milieu de transition.
- **Au Mésozoïque** : les sédiments rattachés à cet ensemble sont de type continental à lagunaire. L'installation respective d'un milieu continental puis lagunaire s'est manifestée durant tout le Mésozoïque.
- **Le Cénozoïque** : marqué par la reprise d'une sédimentation détritique témoignant d'une régression généralisée sur toute la plateforme saharienne.

I.4. Structure et Tectonique du bassin.

Le bassin d'Illizi ne représente qu'une entité de la plate forme saharienne. Il se range dans la catégorie des bassins infracratoniques stables de type synclise qui se sont formés dans la partie Nord du Gondwana, et comprenant d'Est en Ouest : les bassins de Kufra et de Murzuk (Libye), du Mouydir, de l'Ahnet, de Sbaa, de Reggane et de Tindouf

(Algérie). L'image structurale actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur.

Le bassin d'Illizi est traversé par des accidents subméridiens pour la plupart panafricains.

Au Nord, cette région est recouverte par le plateau Crétacé supérieur de Tinhert.

A son extrême sud, les formations paléozoïques offrent des affleurements d'une qualité exceptionnelle sur la bordure septentrionale du Hoggar.

I.4.1. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi.

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (bombement de Tin Fouyé, haut fond de Tihemboka, Monoclinal d'Illizi), il est divisé en une succession de dépressions ou de sillons par une série d'axes majeurs qui sont d'Ouest en Est :

- ✓ L'axe d'Amguid El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin de Mouydir à l'Est.
- ✓ L'axe de Tan Elak.
- ✓ L'axe d'Essaoui Méllene.
- ✓ L'axe passant par Maouar Tin Tayart.
- ✓ L'axe de Fadnoun.
- ✓ L'axe de la Tihemboka.

Les directions de tous ces axes sont proches de la direction N-S. Ils sont accompagnés de failles importantes dues au rejet de failles profondes du socle. Celles-ci sont le prolongement des accidents panafricains qui affectent le socle du Hoggar sur des centaines de kilomètres et qui le divisent en plusieurs compartiments. Ces failles majeures accompagnées de faisceaux de failles secondaires, ont joué au cours des temps géologiques lors des phases tectoniques successives en affectant la couverture sédimentaire du bassin.

En fonction des directions des failles et de celles des contraintes tectoniques, il y a eu des phases de compression, de distension et de décrochement. La plupart des structures anticlinales de la

région sont en relation avec des failles.

Un examen rapide du schéma structural du bassin montre l'individualisation structurale de trois régions en raison des orientations majeures des accidents, de leur densité et de leur continuité :

- ✓ A l'ouest, la région **d'Amguid El Biod** comprise entre les dépressions Oued Mya - Mouydir (sa bordure Ouest) et le trend englobant le périclinal de Tin Tayart, les anticlinaux de Elssaouane (Est et Ouest) et celui de Maouar.
- ✓ Au centre, le bassin **d'Illizi** proprement dit (nettement moins structuré) où se trouve l'ancien môle d'Ahara orienté approximativement E.W, celui-ci est compris entre le trend précédent et la grande zone d'accidents correspondant au trend de Fadnoun.
- ✓ A l'Est, le môle de **Tihemboka** s'étendant entre le trend du Fadnoun et la frontière Algéro-Libyenne (cette région montre un style structural différent des précédente) est caractérisé par trois directions de failles :
 - Méridienne à subméridienne pour les accidents majeurs.
 - NW-SE à WNW-ESE.
 - NE.SW pour les accidents secondaires.

C'est dans le contexte particulier de cette région que se place notre zone d'étude puisqu'elle se situe dans le permis In Amenas qui correspond en gros au môle de Tihemboka, Les épaisseurs de toutes les séries paléozoïques diminuent sur sa partie centrale la plus haute.

Du Sud au Nord on a les structures locales de : Dômes à Collenias, Tan Amellel, Edjeleh, Tihalatine et Zarzaïtine. (Fig.I-04 -05)

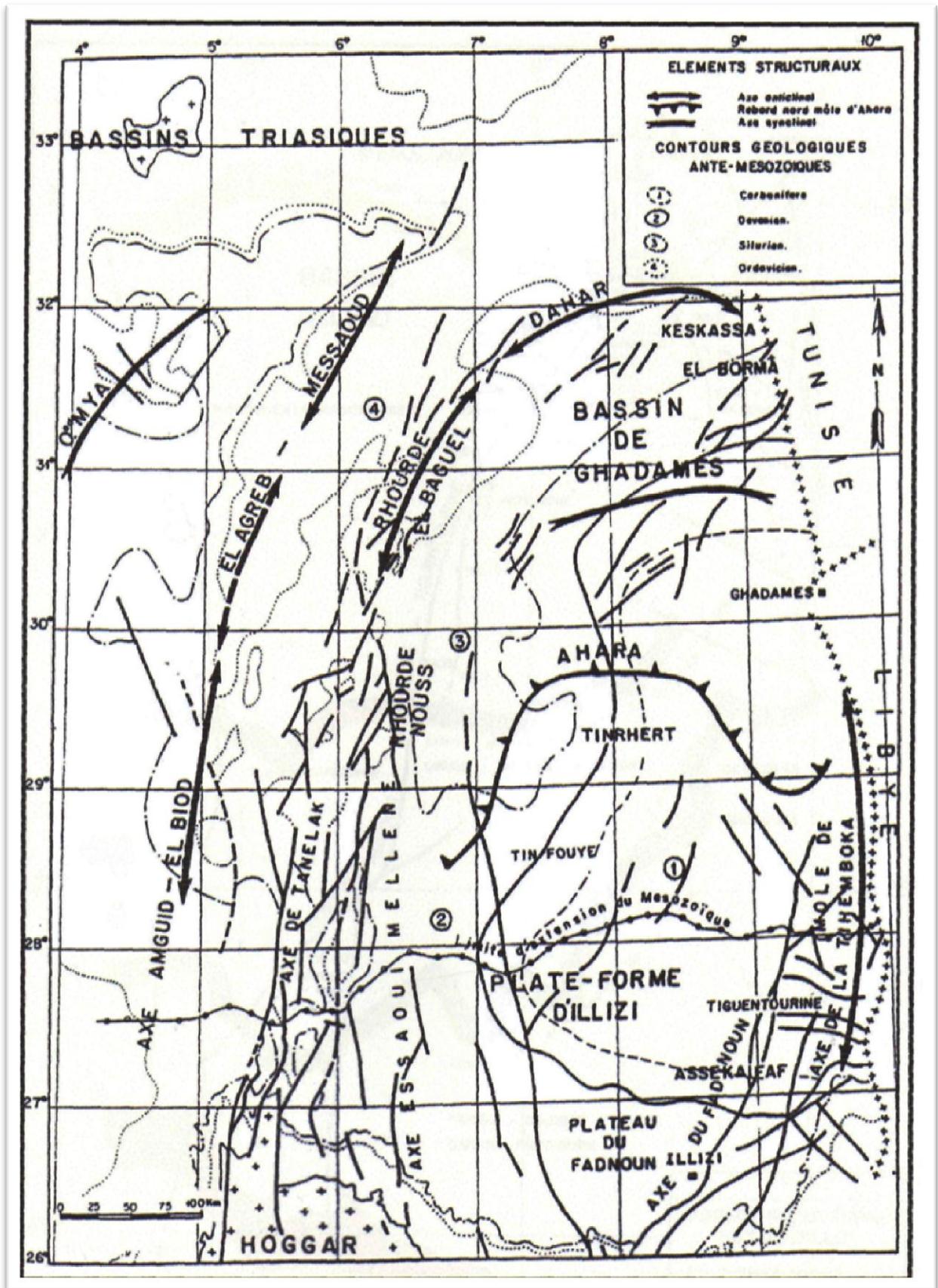


Fig.I-04 : Esquisse structurale schématique de la synéclyse Est-Algérienne.

(Document Sonatrach)

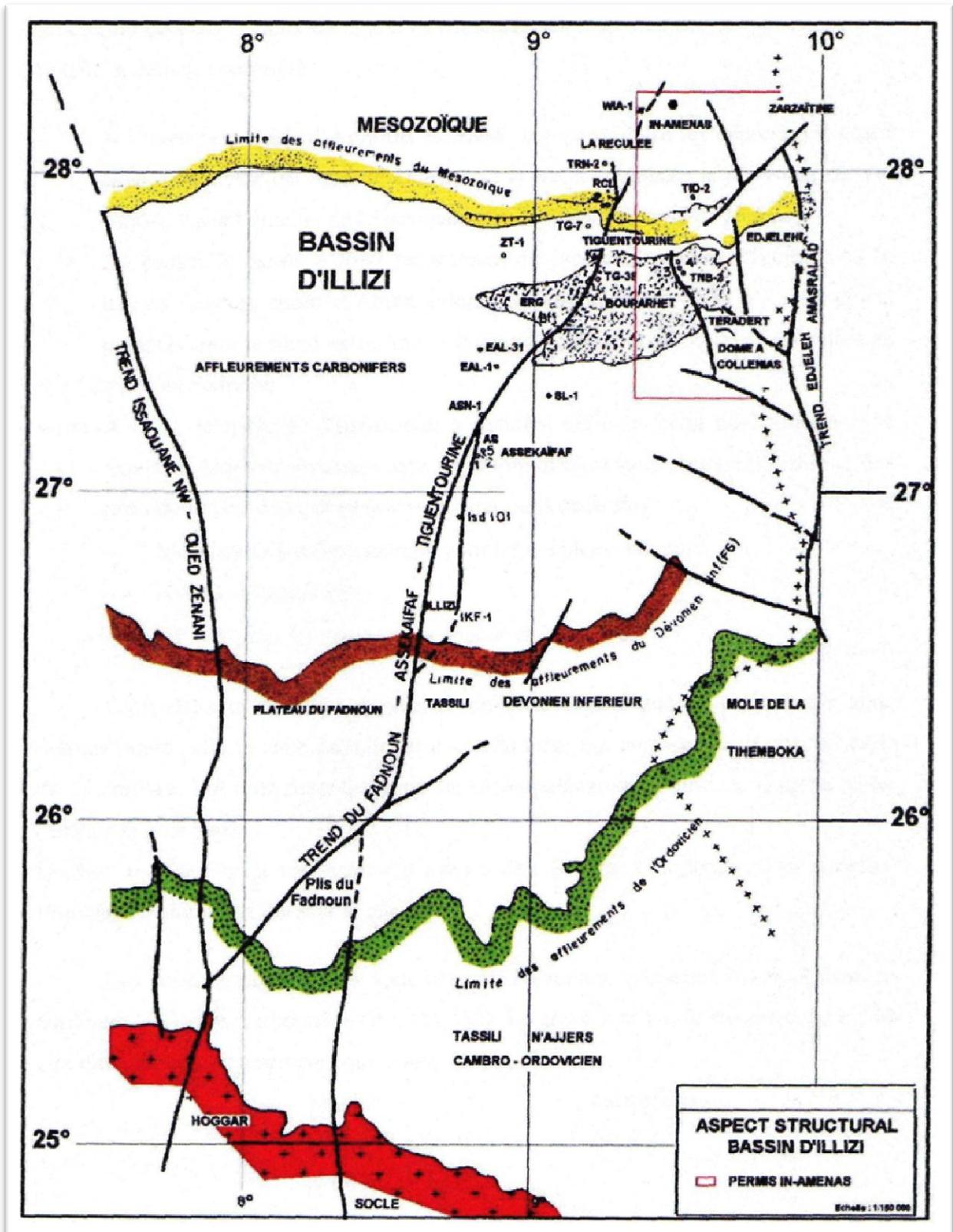


Fig.I-05 : Schéma structural du bassin d'Illizi.

(Schlumberger wec Sonatrach)

I.4.2. Evolution géodynamique du bassin d'Illizi :

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

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

Ces différentes phases tectoniques, (compressives et distensives) se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires.

Introduction

Des techniques géophysiques sont constamment perfectionnées et enrichies pour satisfaire les exigences de la recherche pétrolière moderne.

Et parmi ces dernières techniques, les diagraphies occupent une place toute particulière. Elles sont devenues des moyens indispensables pour l'exploration et l'exploitation des gisements. La présence des hydrocarbures dans une couche profonde ne peut être prouvée qu'après le forage d'un puits et qu'après la connaissance de certaines caractéristiques du réservoir, le but de l'introduction des diagraphies est d'apporter une estimation de ces caractéristiques.

Alors que les premières diagraphies ont été enregistrées en 1927 par les frères Conrad et Marcel Schlumberger, et on mesurait à l'époque uniquement la résistivité des parois des sondages mais maintenant on compte des dizaines de diagraphies différentes pouvant être effectuées au puits.

De ce fait La diagraphie par définition est un enregistrement en continu des variations d'un paramètre donné en fonction de la profondeur.

Cette technique qu'on appelle aussi logging est apparue pour pallier quelques inconvénients du carottage (Certaines informations ne peuvent être fournies par le carottage tel que la valeur et la direction des pendages).

En plus les diagraphies sont des techniques qui apportent des informations immédiatement, en permettant la connaissance des fluides présents dans la formation, et donc une évaluation de sa porosité. Aussi, elles rendent possibles les corrélations puits à puits, donc le suivi d'un horizon lithologique entre les sondages, et une image en trois dimensions de la géologie du sous-sol.

C'est pourquoi elles revêtent une telle importance et qu'on ne peut plus concevoir de nos jours de synthèse géologique sans exploitation des données diagraphiques. Les diagraphies traduisent en effet un état de fait qu'on ne peut changer. Elles établissent en quelque sorte un constat, elles sont donc la signature du terrain.

C'est pour cela que dans ce chapitre, on donnera un aperçu sur les principaux types des diagraphies, les outils utilisés et leurs principes physiques ainsi que leurs applications utilisés lors de l'exploration.

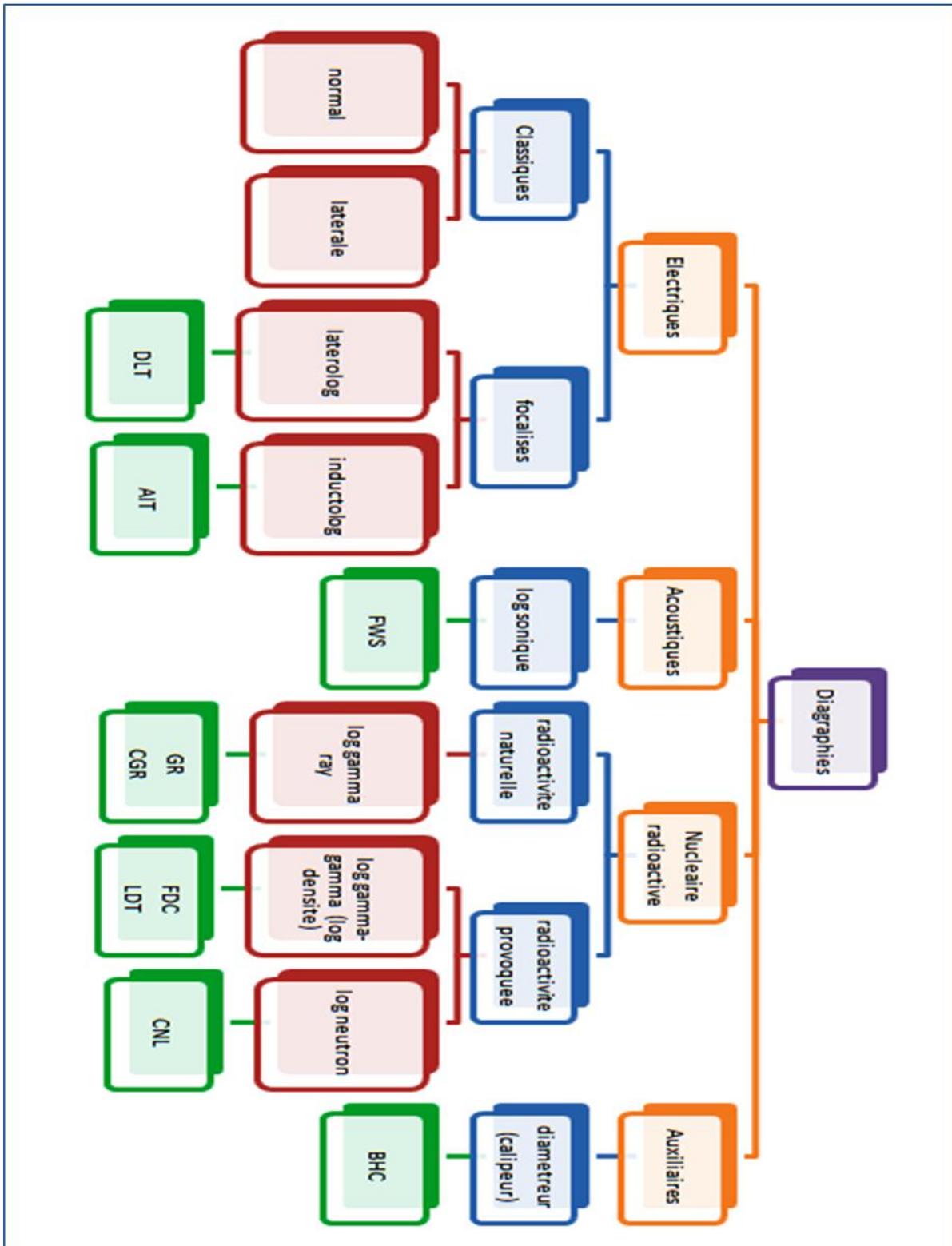


Fig.II-01 : Schéma de classification des diagraphies.

II.1. Définition des diagraphies

On appelle diagraphie tout enregistrement continu graphique, analogique ou digital des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un Sondage en fonction de la profondeur. Plusieurs paramètres peuvent être obtenus pendant une descente dans le trou. Les enregistrements se font dans un puits ouvert ou tubé, en déplaçant l'outil de bas en haut.

II.2. Type de diagraphies

II.2.1. Diagraphies nucléaires

Les diagraphies nucléaires se subdivisent en :

- Diagraphies de rayonnement Gamma naturel.
- Diagraphie neutron.
- Diagraphies de densité.

II.2.2. Diagraphies de rayonnement Gamma naturel

Les rayonnements gamma naturels sont des photons à haute énergie émis par des éléments radioactifs suite à la désintégration de leurs noyaux atomiques.

Dans les roches sédimentaires, seuls pratiquement trois éléments contribuent à cette radioactivité. Ce sont :

- Potassium K (40, 19) qui émet : 0α , 1β , 1γ .
- Thorium Th (232, 90) dont la famille émet : 6α , 4β et de nombreux γ .
- Uranium U (238, 92) dont la famille émet : 8α , 6β et de nombreux γ .

II.2.2.1. Principe de mesure

Le gamma ray est le log nucléaire le plus simple. Le principe consiste à descendre dans le forage une sonde mesurant la radioactivité naturelle existant dans certaines roches. Ce log apporte des informations lithologiques. Il met bien en évidence les charbons, les évaporites (très faible radioactivité) et surtout les niveaux d'argiles (radioactivité élevée) qui constituent souvent les limites des réservoirs dans le sous-sol.

Le dispositif de mesure est un compteur à scintillations composé d'un cristal transparent qui possède la propriété d'émettre un photon de lumière quand il est traversé par un rayon gamma.

Ce photon est alors détecté par un photomultiplicateur et produit le passage d'une impulsion de courant sur l'anode de celui-ci

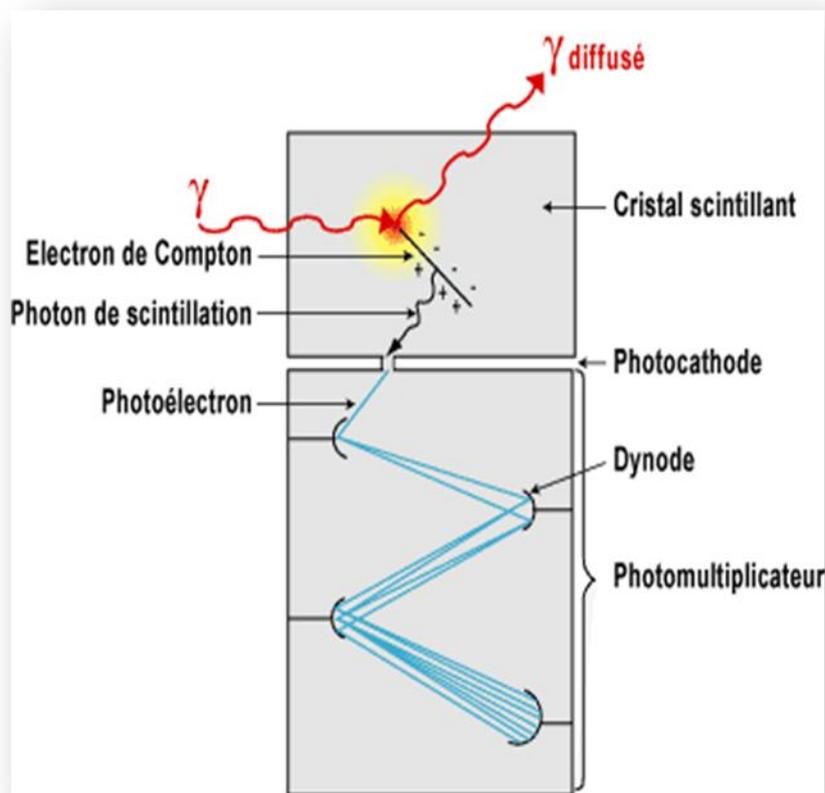


Fig.II-02 : Principe de fonctionnement du détecteur à scintillations.
(Cours UNIL).

La réponse de la sonde est en fonction de la concentration en poids de l'élément radioactif dans la formation, elle est donnée par la relation suivante :

$$GR = (\rho \cdot V / \rho b) \cdot A$$

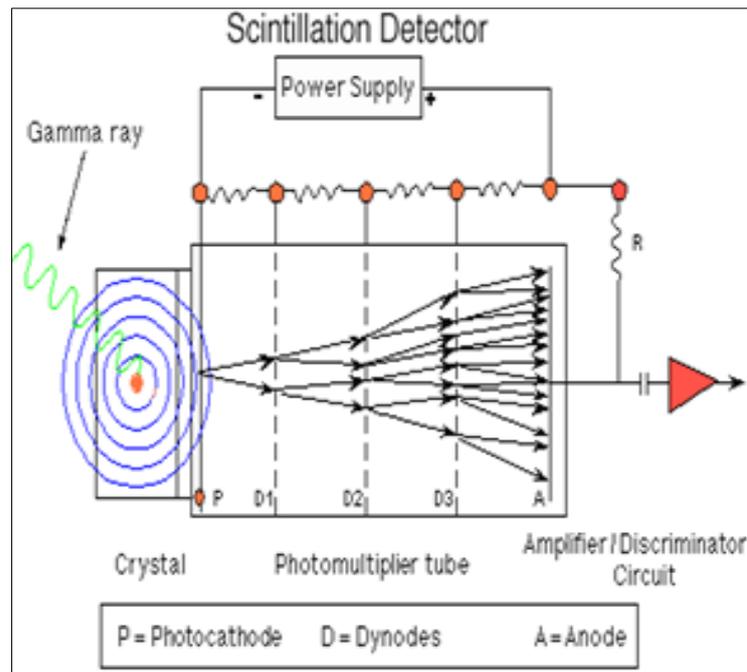
GR : La radioactivité globale de la formation.

ρ : La densité de l'élément radioactive.

ρb : La densité de la formation.

V : Pourcentage volumétrique de l'élément radioactif dans la formation.

A : Facteur de proportionnalité correspondant à l'activité de l'élément radioactif.



*Fig.II-03 : Détecteur à scintillation.
(Cours UNIL).*

II.2.2.2. Application

La diagraphie globale des rayons gamma est utilisée comme courbe de référence pour le calage des diagraphies en profondeur et la perforation des tubages ;

Les corrélations entre sondages et la détection de discordances ;

Elle indique la teneur en argile

Elle permet la délimitation entre les couches poreuses et perméables et les couches imperméables. En d'autres termes, elle sert à reconstituer la coupe lithologique ;

Elle permet de localiser les formations fortement radioactives et les couches non radioactives.

II.2.2.3. Le log gamma ray va être influencé par

- Variations statiques.
- Vitesse d'enregistrement.
- Conditions du trou :
 - Influence de la boue.
 - Influence du tubage.
 - Influence du ciment.

- Epaisseur des bancs.

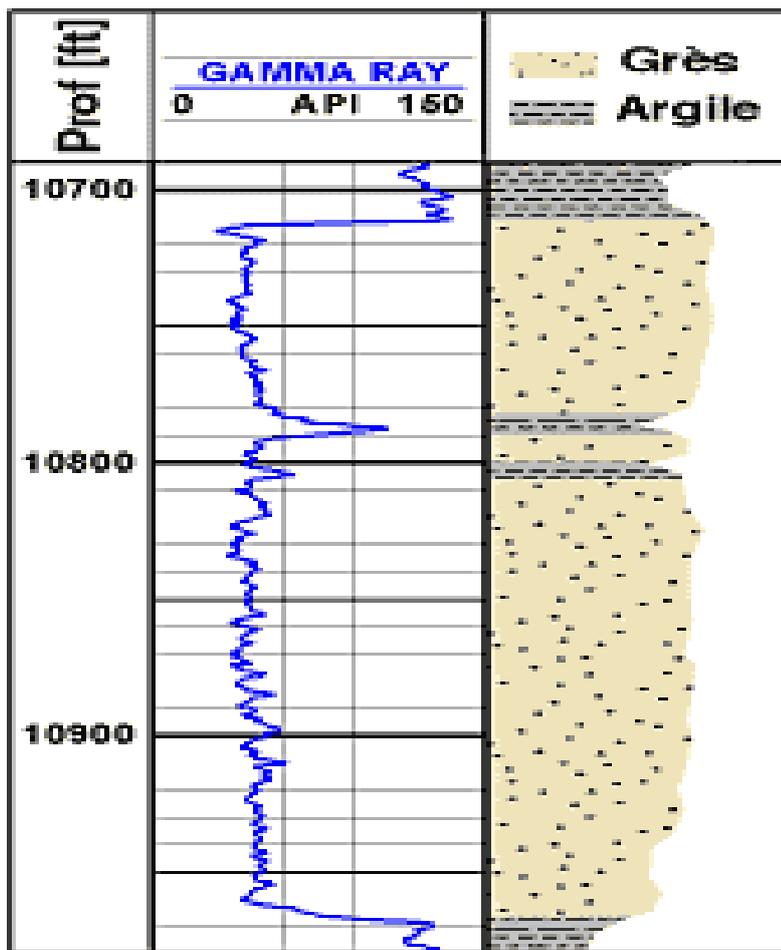


Fig.II-04 : Exemple de log gamma ray pétrolier.
(Document Schlumberger)

II.2.3. Diagraphe densité

II.2.3.1. Principe de mesure

On soumet la formation à un rayonnement γ émis par une source spéciale (^{60}Co ou ^{137}Cs) montée sur un panneau qui est fortement appliqué contre les parois du puits lors des enregistrements. Cette source radioactive émet des rayons Gamma de moyenne énergie dans les formations.

Elle possède un arc de décentrage permettant de maintenir la sonde contre la paroi du forage permettant à la mesure d'être plus influencée par la formation que par l'intérieur du forage.

L'assemblage GG-375 contient une source de gamma ^{137}Cs installée à l'intérieur d'une enceinte en alliage de tungstène.

Les rayons Gamma de très grande vitesse entrent en collision avec les électrons des formations

traversées, trois types de collision peuvent être se produire selon l'énergie des photons incidents :

Production de paires.

Effet Compton.

Effet photo électrique.

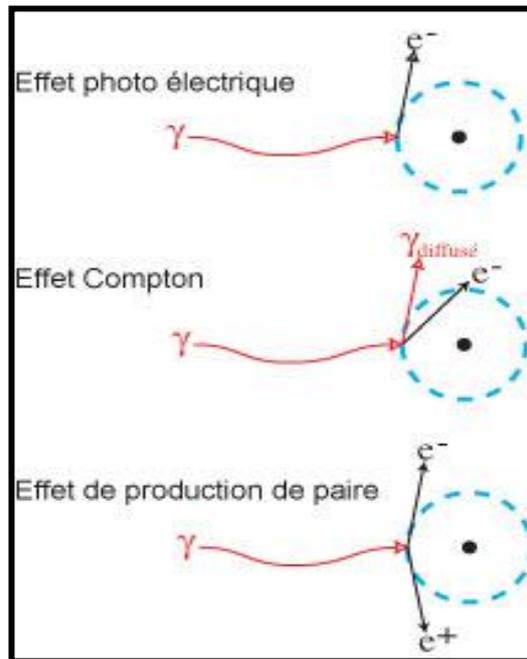


Fig.II-.05 : schéma des types de collision entre rayons gamma et électrons de formation.

(Cours UNIL).

II.2.3.2. Les Sondes utilisées

- Le FDC (Formation Density Log) :

Le FDC utilise deux récepteurs placés à différents espacements de la source qui permettent de détecter le rayonnement gamma qui n'a pas été absorbé, et qui est en fonction de la densité de formation. Il permet l'enregistrement d'une courbe de densité globale de la formation en fonction de la profondeur qui est exprimée en (gr / cc) et d'une courbe de correction de densité notée ($\Delta\rho$).

- Le LDT (Litho Density Tool) :

Cet outil est une amélioration du FDC (Fig.II-06), il permet en plus de l'enregistrement de densité global pb (gr/cc), de faire une sélection du rayon Gamma de faible énergie arrivant à son compteur, ce qui permet de mesurer le facteur d'absorption photoélectrique PEF (barns/e) qui est donné par la relation suivante :

$$PEF = (Z \text{ eff}) 3.6 / 10.$$

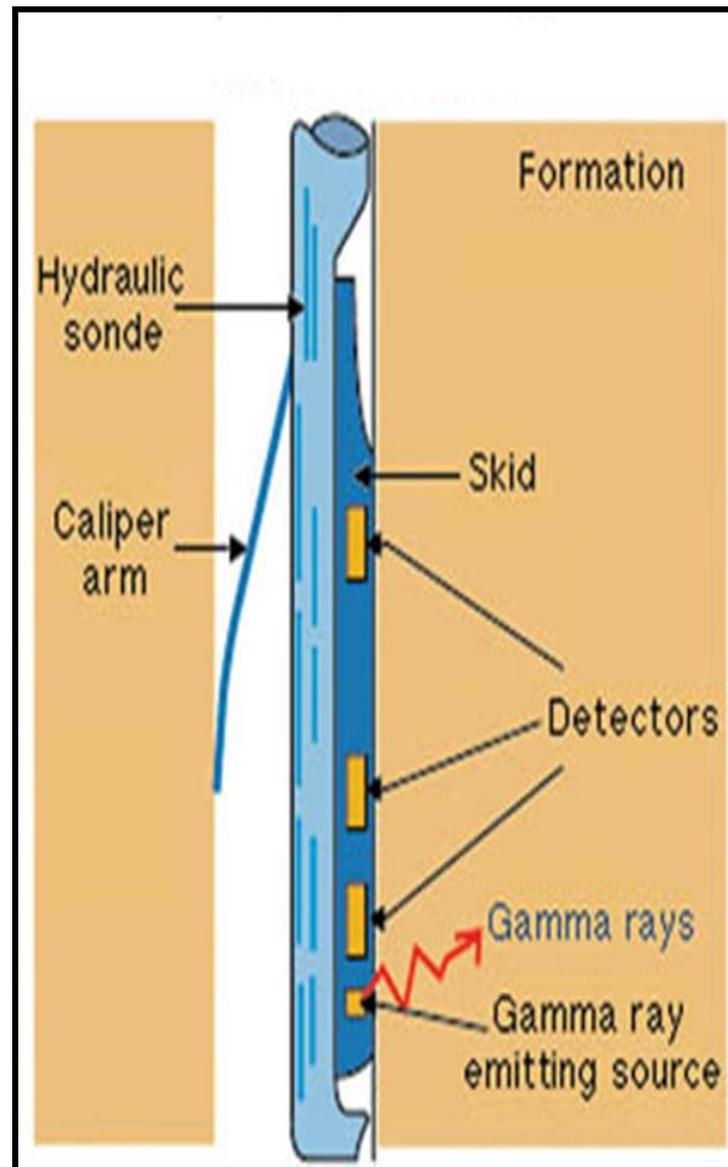


Fig.II-06 : Principe de l'outil LDT.

(Doc UNIL).

II.2.3.3. Application

La diagraphie de densité permet de :

- Calculer la porosité de densité connaissant le type de la matrice ;
- Déterminer la lithologie ;
- Déterminer la zone à gaz en combinaison avec la diagraphie de neutrons ;
- Détecter des minéraux lourds ;
- Déterminer la porosité utile en conjonction avec les diagraphies de porosité.

II.2.3.4. Le log densité va être influencé par

- Vitesse d'enregistrement, temps mort, épaisseur des bancs.
- Diamètre du trou.
- Nature du fluide de forage.
- Nature de la paroi du trou.
- Présence de mud-cake.
- Présence d'un tubage.
- Invasion.
- Composition de la roche, texture de la roche.
- Température.
- Pression.

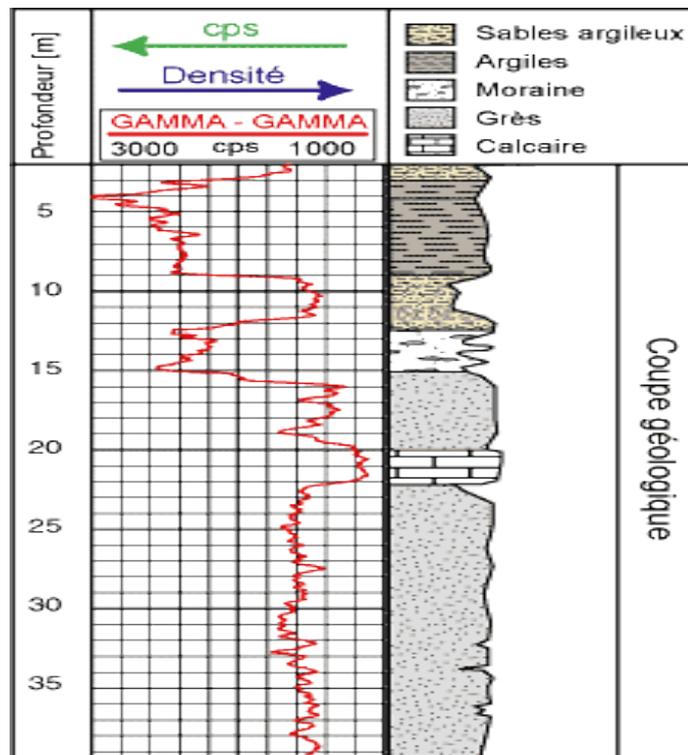


Fig.II-07 : Exemple de log Gamma-Gamma.
(Doc UNIL).

II.2.4. Diagraphie de neutrons

II.2.4.1. Principe de mesure

A l'aide de sources appropriées, on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides d'énergie initiale comprise entre 4 et 6 Mev. Grâce à leur vitesse initiale élevée

(10.000 Km/s) les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. De ce fait ils vont entrer en collision inélastique et élastique avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdre progressivement de leurs énergies.

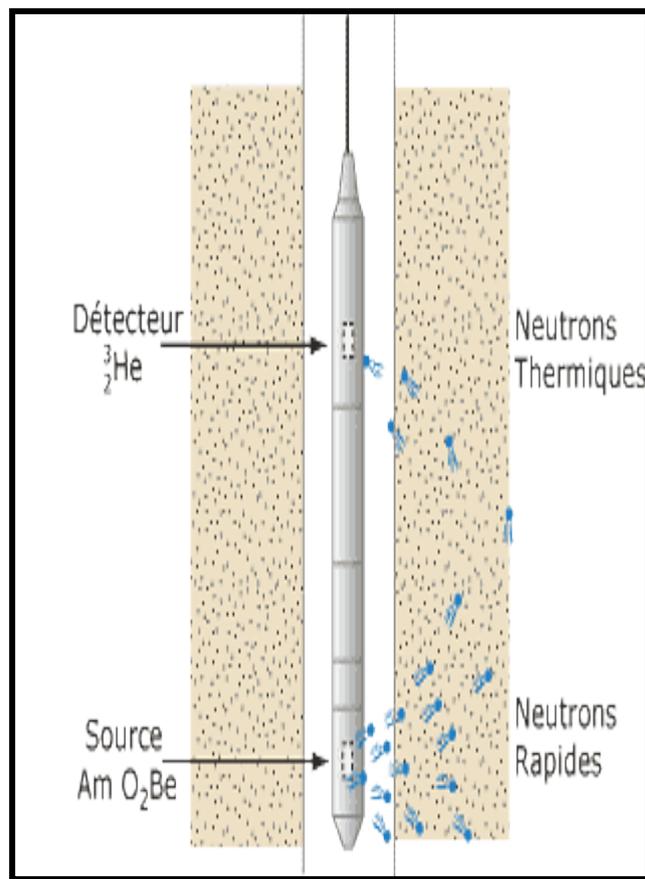
On peut distinguer trois diagraphies de neutron basées sur les différentes réactions du flux des neutrons face aux roches :

- Diagraphies neutron neutron épithermique (SNP).
- Diagraphies neutron neutron thermique (CXL).
- Diagraphies neutron gamma (GNT).
 - Le SNP (Sidewall Neutron Porosity tool) : il enregistre les neutrons épithermiques. Il est montré sur patins appliqués très fortement contre la paroi.
 - Le CNL (Compensated Neutron Log) : il enregistre les neutrons thermiques. Cette sonde est munie d'une source radioactive et elle est dotée de deux détecteurs placés à différents espacements réduisant ainsi les effets de trou. La mesure issue de ces deux détecteurs est convertie automatiquement en unité de porosité neutron.
 - Le GNT (Gamma Neutron tool) : il enregistre à la fois les neutrons thermiques et les rayons γ de capture. L'unité de mesure est le neutron API.

II.2.4.2. Application

La mesure de l'indice d'hydrogène neutron va être utilisée pour :

- La mesure de la porosité.
- La différenciation des zones à gaz, des zones à huile ou à eau.
- La définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.
- Les analyses sédimentologiques, spécialement pour l'analyse faciologique et l'évolution séquentielle.
- Les corrélations.



*Fig.II-08 : Principe de la sonde neutron.
(Cours UNIL).*

II.2.4.3. Le log neutron va être influencé par

- Constante de temps, vitesse d'enregistrement, temps mort, épaisseur des bancs.
- Nature du fluide de forage : L'influence du fluide va dépendre de la salinité et de la densité de la boue.
- Diamètre du trou.
- Position de l'outil dans le trou : excentricité.
- Présence de mud- cake.
- Présence d'un tubage.
- Invasion.
- Composition de la roche (Les minéraux constitutifs de la matrice et les fluides contenus par la roche).

- Texture de la roche.
- Température.
- Pression.

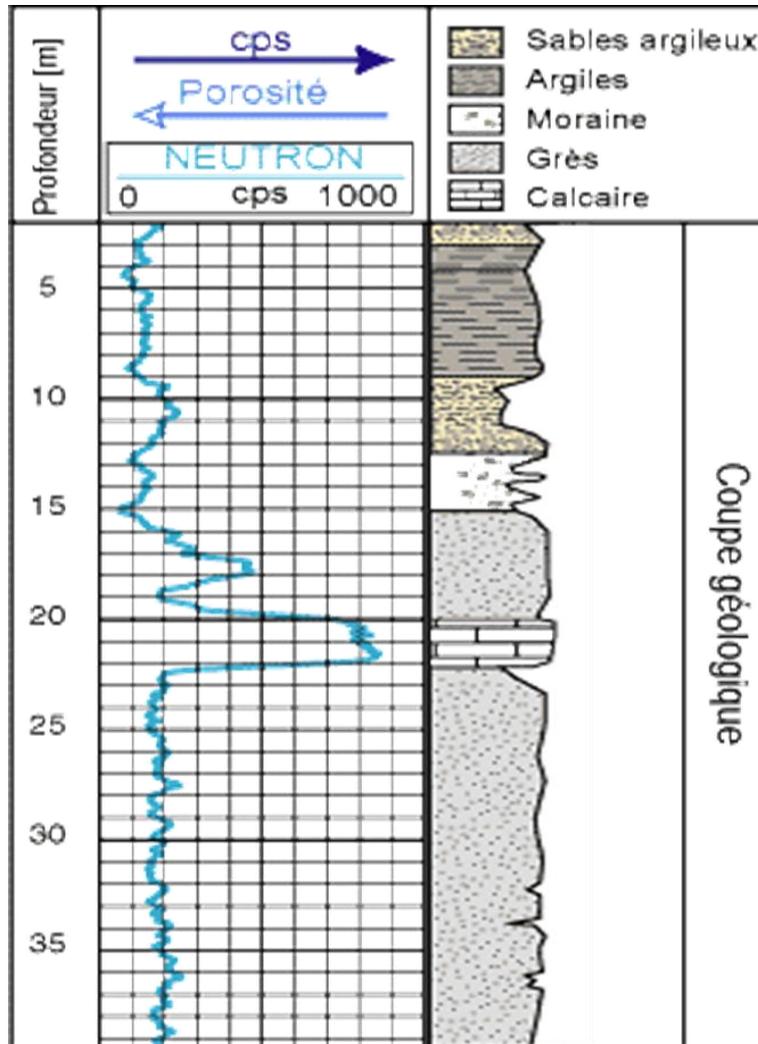


Fig.II-09 : Exemple de log neutron
(Doc UNIL).

II.2.5. Diagraphie électrique

II.2.5.1. Diagraphie de résistivité

La Résistivité est la capacité d'une formation de résister à la circulation du courant électrique. C'est un paramètre physique très important pour le calcul de la saturation en eau, elle est notée par "R", et est exprimée en (Ωm). elle peut être mesurée de différentes façons. Le principe de mesure reste le même quel que soit l'outil utilisé : une source émettrice (électrode) envoie un signal (courant électrique, champ électromagnétique). Un dispositif de mesure

(récepteur) situé à une certaine distance de la source, appelée espacement, enregistre les réactions du terrain à ce signal. Selon l'espacement, on distinguera :

- Les macrodispositifs comprenant : l'induction (IL), DIL, AIT, les latérologs (LL), DLL et le spherically focussed log (SFL).
- Les microdispositifs, montés sur patins appliqués contre la paroi du trou. Ils comprennent : le microlog (ML), le microlatérolog (MLL), le proximité-log (PL) et le micro-spherically focussed log (MSFL).

A-les Diagraphies de Macro Résistivité

Elles sont caractérisés par un grand espacement donc un grand rayon d'investigation et donnent une lecture plus ou moins proche de R_t , et permettent une évaluation de S_w , parmi ces sondes nous citons :

A.1-Double induction DIL (Dual Induction Log)

La sonde comprend une bobine émettrice qui est parcourue par un courant alternatif de fréquence constante. Ce courant génère un champ électromagnétique qui engendre des courants de Foucault circulant en anneaux coaxiaux par rapport à l'axe de l'outil dans la formation. A ces courants est associé un champ magnétique secondaire qui induit à son tour dans la bobine réceptrice une force électromotrice (FEM) directement proportionnelle à la conductivité de la formation. Cette conductivité est convertie automatiquement en résistivité avant l'enregistrement (Fig.10).

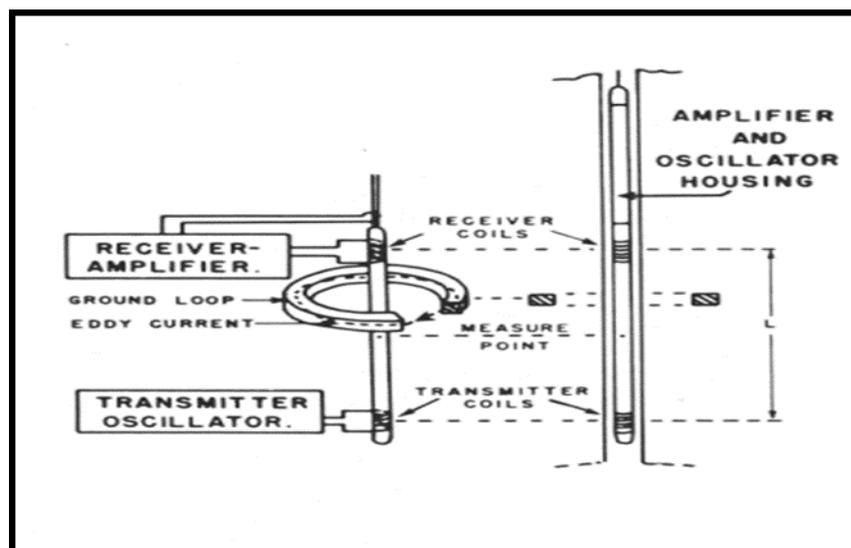


Fig .II-10 : Schéma de l'outil d'induction

(Doc UNIL).

II.2.5.2. L'outil de mesure

- DIL (Dual Induction Log) : Cette sonde permet l'enregistrement simultané de deux courbes de résistivité focalisées d'induction à savoir :
- RILD (Induction Log Deep) : une mesure d'induction profonde.
- RILM (Induction Log Medium) : une mesure d'induction à profondeur moyenne.

II.2.5.3. Application

- Le DIL permet une détermination précise de R_t en combinaison avec LL8 même si l'invasion est importante.
- Il permet l'enregistrement dans des puits forés à l'air ou avec boue non-conductrice.

A.2- AIT (Array Induction Imager Tool)

Le principe de l'AIT est différent des autres outils d'induction, il est reconnu pour sa grande précision de mesure de la conductivité. L'AIT fait des mesures de conductivité en utilisant trois transmetteurs opérant simultanément à trois différentes fréquences et huit bobines distribuées spatialement sur son axe avec un ordre d'espacement variant de quelques pouces à quelques pieds, six de ces bobines utilisent une paire de fréquence adjacente, les composantes du signal sont mesurés en phase et en quadrature de phase pour chaque array et chaque fréquence pour donner 28 mesures de conductivités à trois pouces d'intervalles, leur combinaison produit cinq courbes de résistivités à des profondeurs d'investigation moyennes 10'', 20'', 30'', 60'' et 90''.

A.3- Latérologs LL

Il consiste à obliger le courant à pénétrer dans la formation suivant un fin pinceau de lignes de force parallèles en envoyant de part et d'autre un courant de focalisation à l'aide d'électrodes de garde. Plusieurs dispositifs existent. On décrira très rapidement le fonctionnement de chacun d'eux :

- Latérolog 3 LL3

La sonde comporte une petite électrode centrale d'envoi de courant A_0 , et deux longues électrodes de garde, court-circuitées entre elles, A_1 et A'_1 . On mesure le potentiel V_g de A_1 et A'_1 et on envoie par $A_1A'_1$ un courant I_g tel que V_g soit égal à un potentiel de référence V_R . Le LL3 est un outil adapté aux formations conductrices.

- Latérolog 7 LL7

La sonde comprend une électrode centrale d'envoi de courant A_0 et trois paires d'électrodes de focalisation : M_1M_2 , $M'_1M'_2$ et $A_1A'_1$ placées symétriquement par rapport à A_0 et

respectivement court-circuitées entre elles. On mesure le potentiel de l'une des électrodes M, proportionnel à la résistivité apparente du terrain. Le LL7 est un outil mieux adapté aux formations résistantes que le LL3.

- Latérolog 8 LL8

Il est identique au latérolog 7, à l'exception de l'espacement et de la distance entre les deux électrodes de garde, qui sont plus courts que dans ce dernier outil. Et surtout les électrodes de retour du courant sont proches.

Double latérolog (Dual-laterolog) DLL : La sonde comprend une électrode centrale d'envoi de courant A0 et quatre paires d'électrodes de focalisation M1M'1, M2M'2, A1A'1 et A2A'2 placées symétriquement par rapport à A0 et respectivement court-circuitées entre elles.

II.2.5.4. Facteurs parasites influençant la mesure

- L'influence de la colonne de boue.
- L'influence des épontes (épaisseur des bancs).
- L'influence de l'invasion.

A.4- Diagraphe à focalisation sphérique

Cette diagraphe se base sur la sonde SFL (Fig 11). Cette sonde comprend une électrode centrale A0 qui envoie un courant I_0 et quatre paires d'électrodes qui sont disposées symétriquement par rapport à A0 notées respectivement [M0 – M0'] – [A1 – A1'] – [M1 – M1'] et [M2 – M2']. La connexion particulière des électrodes permet d'avoir une focalisation sphérique du courant d'émission.

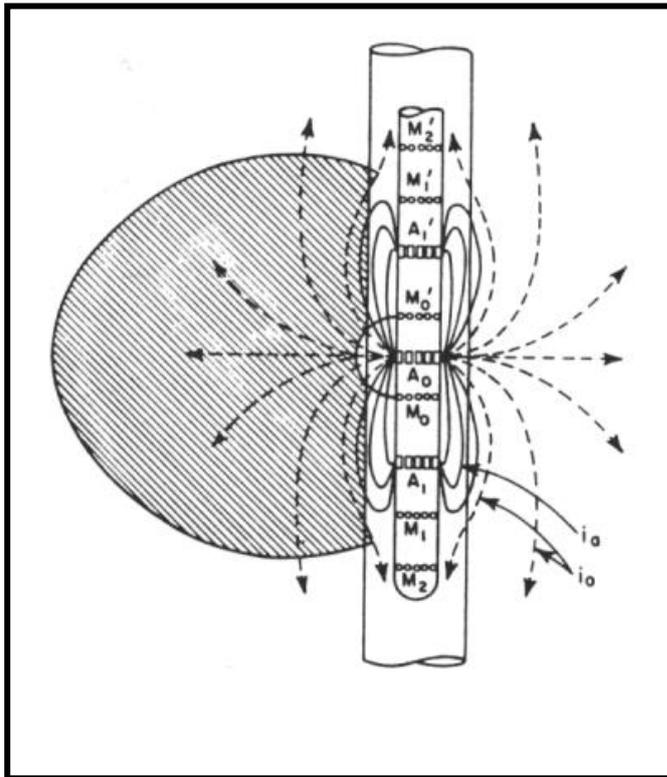


Fig.II-11 : Schéma de l'outil SFL.

(Doc UNIL).

II.2.5.5. Facteurs parasites influençant la mesure

- L'influence de la colonne de boue est nulle si le patin est bien appliqué contre la paroi du trou.
- Dans le cas de zones poreuses et perméables, l'influence du mud-cake n'est pas négligeable, surtout si son épaisseur est forte.

II.2.5.6. Application

- La sonde SFL est utilisée pour faire des mesures de résistivité correctes dans tous les types de formations même avec des boues très conductrices ;
- La courbe SFL amplifiée présente l'avantage de fournir les détails utiles aux corrélations dans les intervalles argileux de faible résistivité.

B-les Diagraphies de Microdispositifs focalisés

Ce sont des dispositifs à faible rayon d'investigation, ils donnent une mesure plus ou moins proche de R_{xo} et permettent une évaluation de la mobilité des hydrocarbures, parmi ces sondes nous citons :

B-1- Microlatérolog MLL

B-1-1-Principe

Il est tout à fait comparable à celui du Latérolog 7. Sur un patin de caoutchouc, maintenu appliqué contre la paroi du trou par un ressort, sont noyées : une électrode centrale d'envoi A_0 et trois électrodes circulaires concentriques. Par l'électrode externe A_1 , on envoie un courant I_1 tel que le potentiel de l'électrode M_1 soit égal à un potentiel de référence V_0 , et par l'électrode centrale A_0 , on envoie un courant d'intensité I_0 variable mais tel que la différence de potentiel entre M_1 et M_2 soit nulle. On mesure le courant I_0 dont le retour se fait par une électrode de la bride.

Facteurs parasites influençant la mesure :

L'influence de la colonne de boue est pratiquement nulle si le patin est bien appliqué contre la paroi.

L'influence du mud-cake peut n'être pas négligeable. Il y aura donc lieu, éventuellement, de corriger la lecture de son influence, surtout si l'épaisseur du mud-cake est élevée.

L'influence des épontes.

L'influence de la zone vierge (si l'invasion est suffisante, l'influence de la zone vierge sera négligeable).

B.2-MSFL (Micro Spherically Focused Log)

Il est constitué de cinq petites électrodes rectangulaires telles que l'électrode centrale A_0 sert à l'émission d'un courant I_0 et les quatre autres électrodes notées respectivement M_0 , A_1 , M_1 et M_2 permettent une focalisation sphérique du courant d'émission. (Fig. 12).

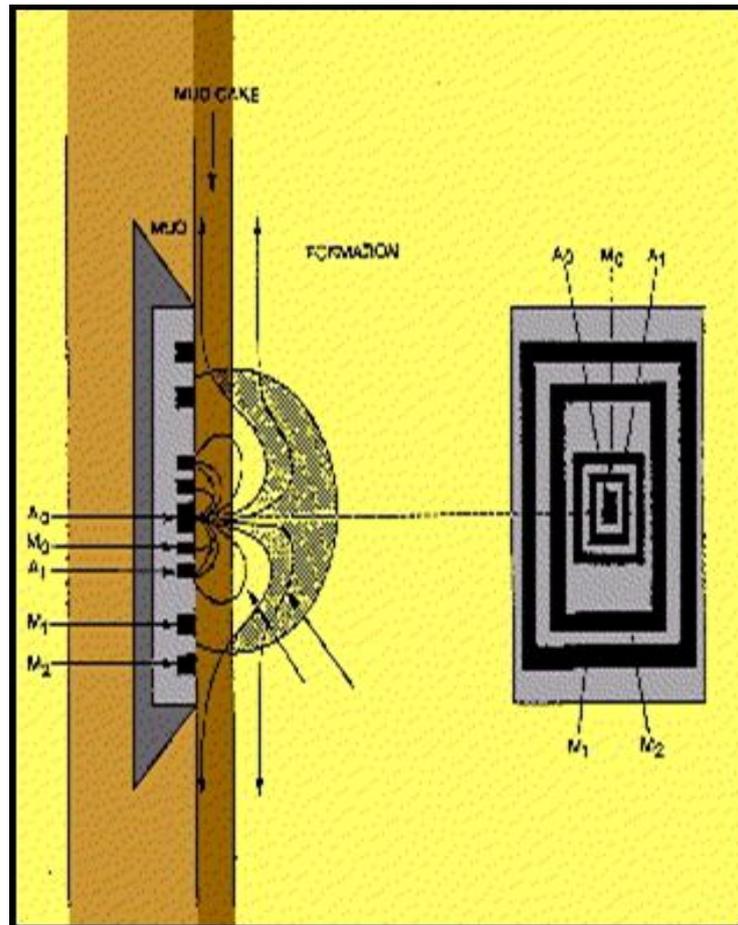


Fig.II-12 : Schéma de l'électrode de l'outil MSFL MSFL.
(Doc UNIL).

Le MSFL donne de bons résultats dans la mesure de R_{xo} même si les conditions sont très sévères ;

- Il est très efficace pour déterminer les limites des couches.
- Mesure de la saturation.
- Calcul de la porosité.
- Etude de la compaction.
- Applications lithologiques et sédimentologiques.
- Détermination de l'épaisseur des bancs.
- Corrélation.

B.3- Log de proximité (Proximity log) PL

Principe

Le principe de fonctionnement se rapproche de celui de LL3, mais avec des électrodes rectangulaires ayant même centre.

II.2.5.7. Facteurs parasites influençant la mesure

- L'influence du mud-cake.
- L'influence de l'invasion.

II.2.6. Tableau récapitulatif des diaggraphies

Catégorie	Type de LOG	Paramètre mesure	Utilisation spécifique	Utilisation générale	remarques
Logs électriques	P.S	Potentiel spontané millivolts	Corrélation stratigraphique Épaisseur des bancs Séparation poreux non poreux Séparation eau douce eau salée Niveaux d'argiles imperméables	Généralement utilisé qualitativement dans les trous à eau pour des corrélations. Utilise aussi pour la détermination de la nature de l'eau de formation	Ne s'applique généralement pas dans les trous fores à l'eau. Beaucoup de parasites extérieurs
	Single point	Résistance ohms	Corrélation Limites de bancs Très bonne définitions dans les forages de petits diamètres		Pouvoir de pénétration très faible. Mauvais outil pour les forages de grand diamètre

Catégorie	Type de LOG	Paramètre mesure	Utilisation spécifique	Utilisation générale	remarques
Logs électriques	Courte normale 16'' et longue normale 64''	Résistivité Ohm.m	Corrélation .détermination de la résistivité de la formation, Rt, avec la longue normale		On trouve aussi des outils avec d'autres espacements
	Outils focalisé	Résistivité Ohm.m	Bonne déamination des résistivités de la formation, Rt		Utilisé surtout dans l'industrie pétrolière.
	Micro dispositifs	Résistivité Ohm.m	Résistivité du mud cake. Résistivité de la zone lavée, Rxo		
Logs à induction	Grand, moyen et petit espacement	Résistivité Ohm.m	détermination de la résistivité de la formation,	Utilisé surtout dans l'industrie pétrolière en trou ouvert ou rempli de fluide non conducteur	Généralement non existant dans les équipements légers
Logs nucléaires	Log gamma ray	Radioactive naturelle cps	Sensible à la présence d'argile. Utilisé pour la corrélation stratigraphiques dans les trous tubés ou non tubés	Détection des couches contenant un minéral radioactif	Equipement relativement peu cher

	Log gamma gamma	Densité cps API densité gr/cm ³	Détermination de la densité et de la porosité	Utilisé surtout comme outil de porosité Aussi pour la lithologie et les corrélations	
	Log neutron	Porosité cps ou API	Utilisé pour l'estimation du % d'humidité au-dessus de la nappe et la porosité totale sous la nappe		

Tableau.II-01. Tableau récapitulatif des diagraphies

Introduction

Physiquement et chimiquement, rien ne différencie un gisement non conventionnel d'un gisement 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.

Nous rappellerons en premier lieu dans ce chapitre ce qu'est un système pétrolier conventionnel puis, par comparaison, ce que sont ces hydrocarbures dits non conventionnels ; nous focaliserons ensuite notre propos sur les hydrocarbures qui sont restés piégés dans la roche-mère, là où ils se sont formés, dits hydrocarbures de roche-mère et constitués principalement des pétroles et des gaz de schiste.

III.1. Gisement conventionnels

III.2. Définitions

III.2.1. Système pétrolier

Les hydrocarbures se forment au sein des roches dites roches-mères, riches en matière organique, dans des conditions favorables de pression et de température atteintes au fur et à mesure de leur enfouissement dans le sous-sol. Ces hydrocarbures, plus légers que l'eau contenue dans les sédiments, migrent ensuite naturellement vers la surface et se font parfois piéger dans des structures géologiques où ils s'accumulent et forment des gisements. Ce sont ces trois étapes (génération, migration et piégeage dans une roche perméable), décrites ci-après, qui caractérisent un système pétrolier (ou gazier) conventionnel.

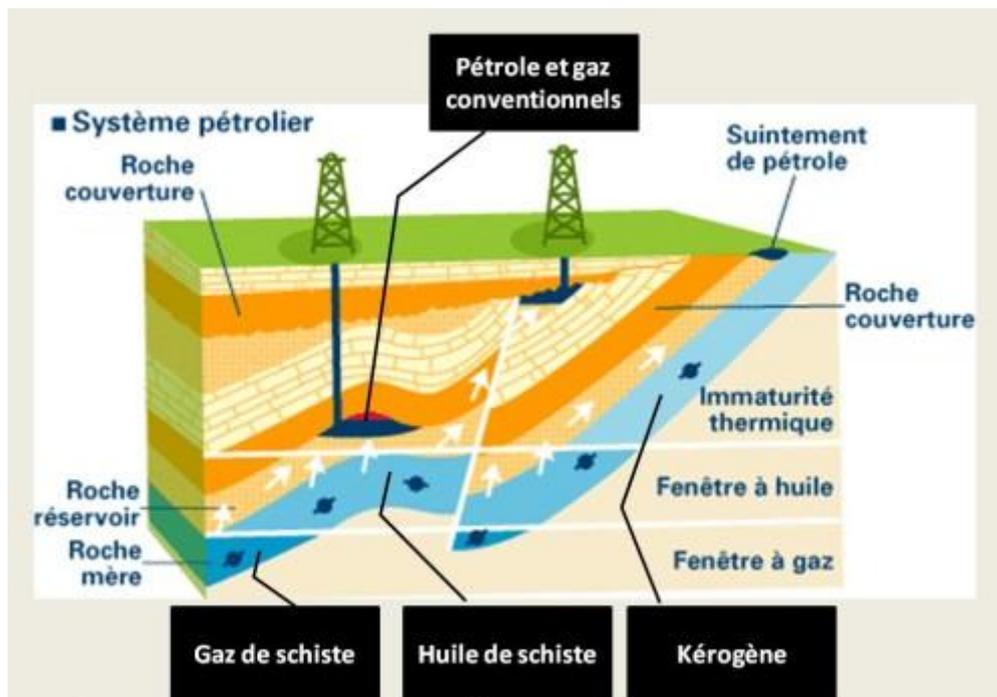


Fig.III-01 : Représentation d'un système pétrolier.

(IFPEN).

III.2.1.1. Roche mère

Il est d'usage de classer les roches-mères en fonction des éléments organiques qu'elles contiennent au départ (plantes, plancton, etc.) et des conditions de dépôts des sédiments initiaux (lacs, océans, delta des grands fleuves). Elles génèrent plus ou moins d'hydrocarbures liquides et de gaz selon leur type et leur contenu en matière organique (COT : Carbone Organique Total) et en hydrogène (IH, index d'hydrogène). Le contenu en carbone se mesure en pourcentage de la masse, une très bonne roche-mère peut avoir un COT initial de 10 %.

Le Carbone Organique Total (COT) est un paramètre important pour définir la qualité d'une eau, ou son degré de pollution.

A la différence des techniques de spectroscopie, l'analyse du COT (Carbone Organique Total) est non spécifique ; la valeur du COT (Carbone Organique Total) indique la teneur en composé organique, sans aucune indication sur la nature des composés organiques, sans différenciation. La préservation de la matière organique après son dépôt dépend des conditions d'anoxie dans l'eau (un milieu anoxique est un milieu sans oxygène). Globalement, sur les derniers 600 millions d'années (Ma), on observe deux grandes périodes de préservation de la matière organique ; une grande partie des roches-mères de la planète sont du même âge et se sont déposées soit durant le Paléozoïque (Silurien et Dévonien (- 400 Ma)), soit durant le Mésozoïque (Jurassique inférieur (- 200 Ma) et Crétacé).

En laboratoire, on peut chauffer de petits échantillons de roche-mère et mesurer les quantités d'hydrocarbures produits. En analysant les échantillons, les géochimistes peuvent prédire les hydrocarbures qui seront produits lors de son enfouissement. La maturation de la matière organique est une fonction de la température et du temps ; les équations, dites de cinétique, qui décrivent cette évolution sont de mieux en mieux connues. Dans la nature, les temps sont "géologiques", s'expriment en milliers d'année (Ma) ; en laboratoire, on augmente les températures, jusqu'à 600 voire 1 000 °C pour obtenir les mêmes niveaux de transformation en quelques minutes.

Selon la vision simplificatrice qui prévalait il y a quelques années, une roche-mère donne du pétrole puis du gaz quand la température augmente. Cette vision a été améliorée.

On possède désormais des schémas cinétiques dits compositionnels qui, pour une roche-mère donnée, décrivent précisément les transformations chimiques de la matière organique vers des hydrocarbures liquides et gazeux mais aussi des résidus solides. Une partie de la matière organique reste en effet dans la roche-mère sous forme de bitume.

Le pourcentage de chacun des produits formés (méthane CH₄, éthane C₂H₆, propane, etc.) dépend des caractéristiques initiales de la roche-mère. Presque tous ces produits initialement générés par la matière organique évoluent eux-mêmes en fonction de la température. Les hydrocarbures produits sont donc le fruit de multiples transformations de la matière organique initiale.

III.2.1.2. Roche couverture

Les roches couvertures sont constituées, généralement, d'argiles, assurant l'étanchéité des réservoirs à hydrocarbures. Les roches couvertures argileuses sont caractérisées par leur plasticité qui permet à la roche de conserver ses propriétés de couverture à l'issue des déformations structurales. Les roches couvertures argileuses sont, facilement, identifiées par les diagraphies. A titre d'exemple, on note que la radioactivité, liée essentiellement, aux concentrations en Potassium et Thorium, est relativement importante.

III.2.1.3. Roche réservoir

Une roche réservoir est toute roche renfermant des vides, reliés entre eux et permettent de laisser circuler des hydrocarbures.

Elle est principalement caractérisée par :

- **La porosité** : volume des vides / volume total de la roche, se mesure en %
- **La perméabilité** : capacité de la roche à faire circuler et déplacer un fluide, elle se mesure en Darcy.

Le géologue étudie dans un bassin sédimentaire, la stratigraphie et la sédimentologie qui lui permet de connaître l'histoire géologique et l'évolution dans le temps et dans l'espace des dépôts sédimentaires ; par la reconstitution des paléo environnements et du milieu de dépôt dans lequel les sédiments se sont déposés. Ceci lui permet d'identifier et de prédire les roches réservoirs.

On distingue trois principaux environnements :

- continental
- marin
- mixte

III.3. Caractéristiques d'un système pétrolier et gazier conventionnel

III.3.1. Génération des hydrocarbures

Au fond des lacs et des océans, des sédiments se déposent. Ils contiennent une partie minérale issue de l'érosion des continents et de la construction d'organismes marins (tels les coraux), mais aussi une partie organique : débris de plantes, algues, restes de plancton et d'animaux morts.

La majeure partie de la matière organique est dégradée par oxydation lors de son transport ou de son dépôt. La partie non dégradée reste piégée dans les sédiments, s'enfouit progressivement et sa température augmente. Passé 80 °C, l'activité bactérienne cesse, mais la transformation chimique des éléments organiques restants, nommés kérogène, va s'accélérer.

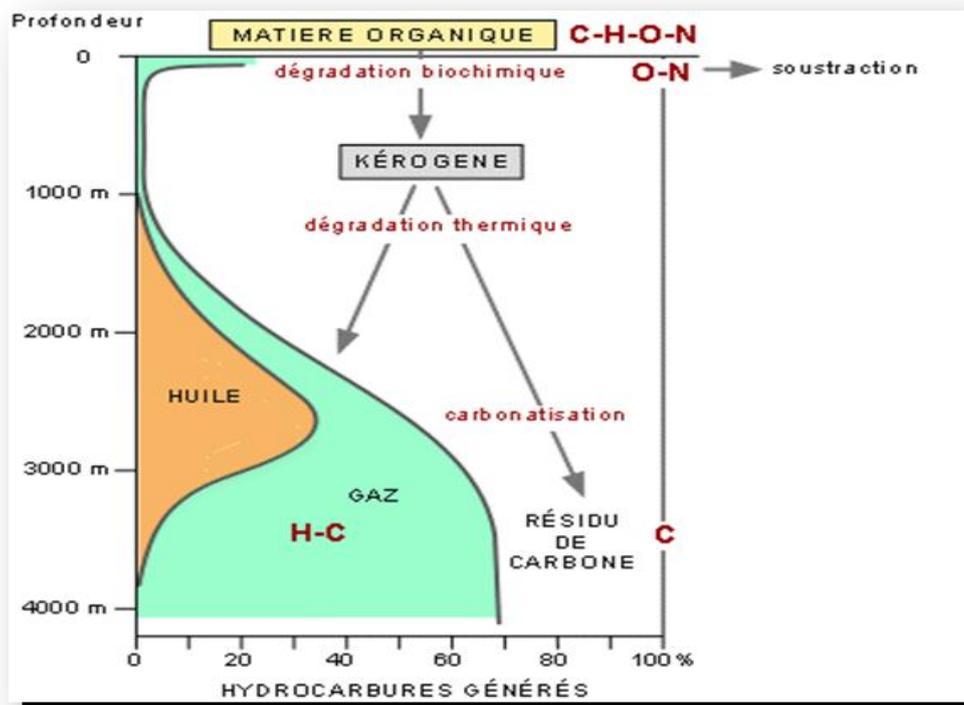


Fig.III-02 : Evolution de la matière organique.

(IFPEN)

Si la quantité de matière organique présente dans la roche est suffisante pour qu'elle génère des quantités significatives d'hydrocarbures, on nomme cette roche une roche-mère. Dans un premier temps, ce sont d'abord essentiellement les hydrocarbures liquides (pétrole) qui vont être générés, puis la quantité de gaz produit va augmenter avec la pression et la température au sein

de la roche mère. En fin de ce processus de maturation, vers 150 °C, les roches-mères ne génèrent presque plus que du méthane (CH₄) Le pétrole généré dans la première phase peut lui-même se transformer et donner du gaz s'il est soumis à un accroissement de température.

Tant que les roches-mères n'ont pas généré d'hydrocarbures, on dit qu'elles sont immatures ; quand le processus de génération est en cours, elles sont appelées matures ; quand elles ont épuisé leur potentiel de formation d'hydrocarbures, on les dit surmatures (overmature).

En laboratoire, on peut chauffer de petits échantillons de roche-mère et mesurer les quantités d'hydrocarbures produits. En analysant les échantillons, les géochimistes peuvent prédire les hydrocarbures qui seront produits lors de son enfouissement. La maturation de la matière organique est une fonction de la température et du temps ; les équations, dites de cinétique, qui décrivent cette évolution sont de mieux en mieux connues. Dans la nature, les temps sont "géologiques", s'expriment en Ma ; en laboratoire, on augmente les températures, jusqu'à 600 voire 1000 °C pour obtenir les mêmes niveaux de transformation en quelques minutes.

Selon la vision simplificatrice qui prévalait il y a quelques années, une roche-mère donne du pétrole puis du gaz quand la température augmente. Cette vision a été améliorée. On possède désormais des schémas cinétiques dits compositionnels qui, pour une roche-mère donnée, décrivent précisément les transformations chimiques de la matière organique vers des hydrocarbures liquides et gazeux mais aussi des résidus solides. Une partie de la matière organique reste en effet dans la roche-mère sous forme de bitume.

Le pourcentage de chacun des produits formés (méthane CH₄, éthane C₂H₆, propane, etc.) dépend des caractéristiques initiales de la roche-mère. Presque tous ces produits initialement générés par la matière organique évoluent eux-mêmes en fonction de la température. Les hydrocarbures produits sont donc le fruit de multiples transformations de la matière organique initiale.

III.3.2. Expulsion/Migration des hydrocarbures

Les hydrocarbures générés dans la roche-mère vont, pour une bonne partie, se déplacer, sortir progressivement de la roche-mère (phénomène que l'on nomme l'expulsion) et migrer vers la surface car ils sont plus légers que l'eau, partout présente dans le sous-sol.

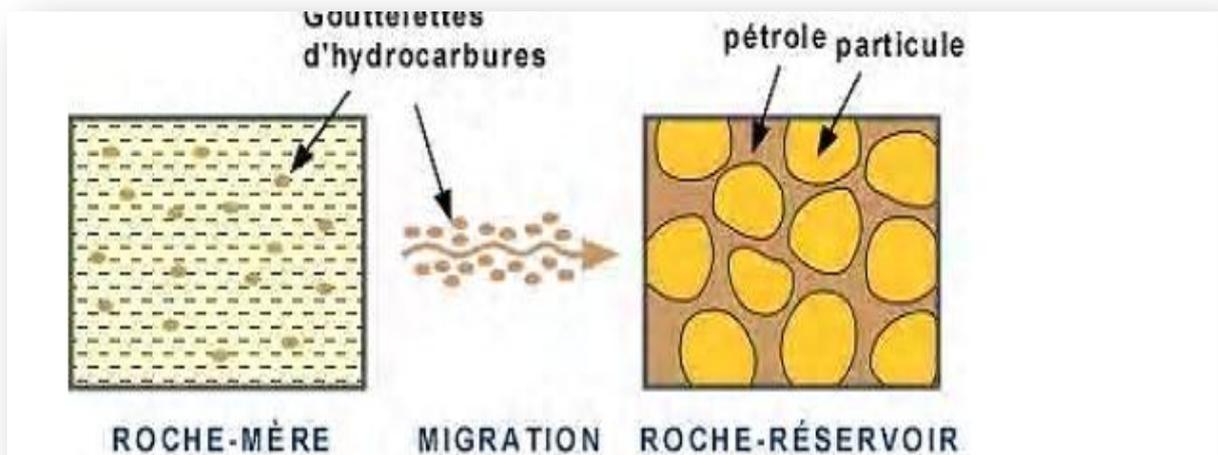


Fig.III-03 : Une partie des hydrocarbures formés est expulsée de la roche-mère vers un réservoir, puis migrent vers la surface. Au contact d'une couche imperméable, les hydrocarbures se concentrent pour former un gisement.

(Loucks et al.2009).

Encadré 1 – Estimer la quantité d'hydrocarbures générés

La matière organique se présente sous forme de “grains” dans la matrice minérale.

Durant toute la maturation de la matière organique, le contenu en carbone organique de la roche diminue, puisqu'une part des atomes de carbone part avec les hydrocarbures. Les équations qui régissent les transformations de la matière organique en hydrocarbures sont connues, et la genèse des hydrocarbures est modélisable en fonction de la température et de l'enfouissement.

Inversement, connaissant la teneur en carbone résiduel (mesurée en laboratoire), les spécialistes de l'analyse de bassin peuvent évaluer une teneur initiale et donc calculer la quantité d'hydrocarbures générés. Des logiciels prenant en compte toutes les caractéristiques géologiques des bassins sédimentaires permettent de prédire où migrent ces hydrocarbures et donc les zones les plus prospectives.

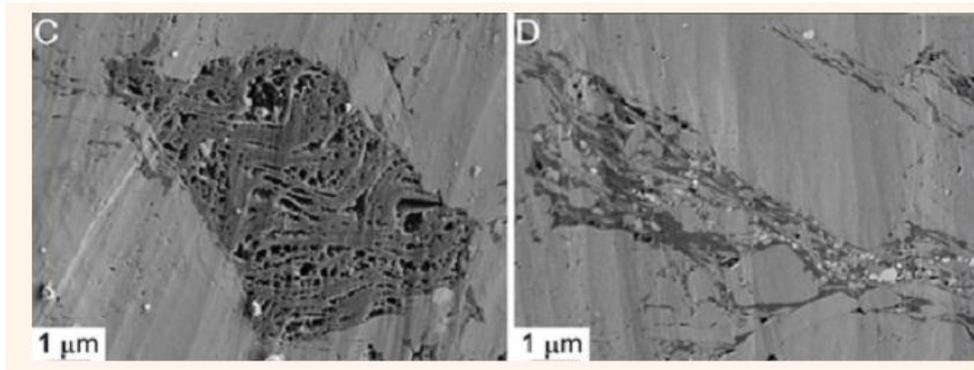


Fig.III-04 : Photographie au MEB (Microscope à balayage électronique) de la porosité nanométrique dans les argiles des Barnett shale

(Loucks et al.2009).

La partie gris foncé est la matière organique, la partie gris clair la matrice minérale qui la contient. Si aucune roche imperméable n'arrête leur migration, les hydrocarbures remontent jusqu'à l'air libre ; c'est d'ailleurs le cas général :

majorité des hydrocarbures formés durant les temps géologiques sont arrivés en surface, où ils ont été biodégradés. En mer ou sur un lac, on note leur présence par des gouttelettes et une irisation ; à terre, on trouve des suintements de pétrole et des échappements de gaz ; si ces derniers sont abondants, ils peuvent s'enflammer, naturellement ou non. Beaucoup de fontaines ardentes ou autres phénomènes autrefois présentés comme d'origine divine (feux éternels et sacrés des zoroastriens en Mésopotamie) sont des échappements naturels d'hydrocarbures qui brûlent. Pour les géologues qui cherchent des hydrocarbures, c'est la preuve qu'un système pétrolier fonctionne dans la zone. Au contraire, si une roche imperméable constituant un piège arrête la migration ascensionnelle des hydrocarbures, ceux-ci vont s'y accumuler et constituer un gisement.

III.4. Piégeage des hydrocarbures

III.4.1. Définition d'un piège

La recherche pétrolière a pour objectif de trouver des accumulations d'hydrocarbures dans une roche réservoir poreuse (ayant par exemple une porosité de l'ordre de 20 %), surmontée d'une roche imperméable nommée couverture, généralement formée par des argiles ou du sel, qui bloque la migration des hydrocarbures vers la surface. Cette formation qui bloque la migration est appelée un piège.

III.4.2. Types de pièges

On distingue deux grandes familles de pièges : les pièges structuraux, qui sont constitués par les déformations souples (plis) ou cassantes (failles) des roches, et les pièges stratigraphiques, qui mettent en jeu la nature des roches. Des structures géologiques très particulières, les dômes de sel (les diapirs), combinent souvent les deux types de pièges, une situation commune et recherchée, c'est le piège au sommet de plis anticlinaux où alternent roches perméables et roches imperméables (piège structural A). Les fluides se déplacent, des points de plus forte pression aux points de plus faible pression. Les fluides s'accumulent dans la partie haute du pli. Il se fait une séparation des phases selon leurs densités respectives. Le gaz occupera la partie la plus haute, suivi de l'huile puis de l'eau.

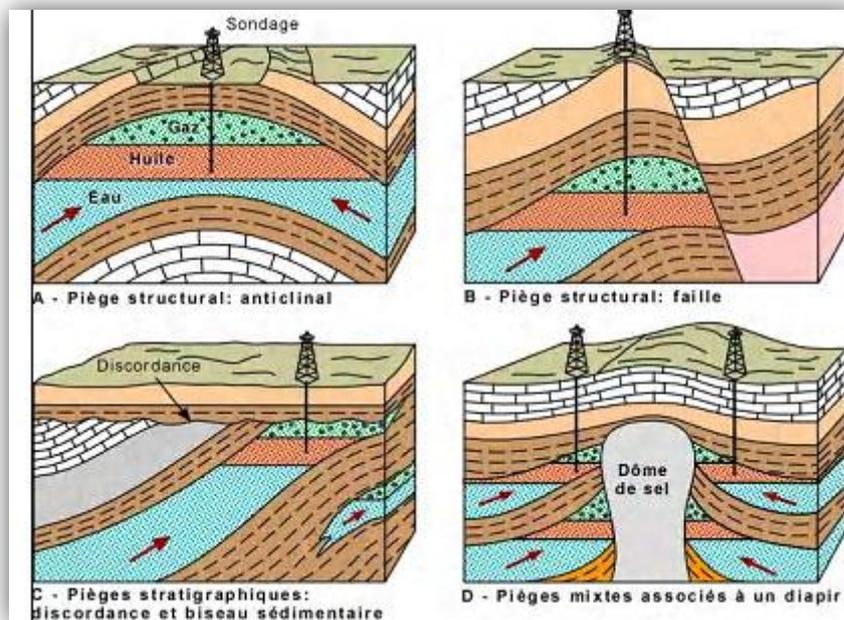


Fig.III-05 : Les types de piège des hydrocarbures.

(IFPEN).

Une autre situation propice à la formation d'un piège est offerte lorsque les fluides circulant dans une couche perméable sont coincés sous des couches imperméables dans un biseau formé par le déplacement des couches à la faveur d'une faille (piège structural B).

Des lentilles de roches ou de sédiments très perméables contenus dans des couches imperméables peuvent aussi servir de pièges (stratigraphique C). Par exemple, c'est la situation sur le delta du Mississippi. Il y a aussi des pièges qui sont associés aux dômes de sel (pièges mixtes D). Lorsque les diapirs de sel se sont mis en place, ils ont retroussé les couches et créent

des biseaux qui sont scellés par les couches imperméables et par le sel lui-même qui est imperméable.

Encadré 2 - Deux notions complémentaires : porosité et perméabilité

La plupart des roches laissent passer les fluides au bout d'un temps plus ou moins long. Les scientifiques décrivent les caractéristiques des roches vis-à-vis de la migration des fluides en leur sein à l'aide de deux paramètres complémentaires :

la porosité, qui mesure le pourcentage de la roche rempli par des éléments fluides (liquide ou gazeux) ; et la perméabilité, qui décrit la capacité de la roche à laisser passer ces fluides.

Ces deux paramètres ne sont pas automatiquement liés : une roche perméable est certes d'abord une roche poreuse, mais une roche poreuse n'est pas forcément perméable ; pour qu'elle le soit, les pores de la roche doivent communiquer entre eux ; ainsi, une pierre ponce, roche volcanique très poreuse, est néanmoins imperméable car il n'existe pas de connexion entre les pores (ceux-ci restent remplis d'air d'où la capacité de la pierre ponce à flotter si elle est plongée dans l'eau). La porosité se mesure en pourcents tandis que la perméabilité, qui caractérise la vitesse à laquelle un fluide va pouvoir traverser une roche, se mesure en Darcy, du nom du physicien français qui, travaillant sur l'alimentation en eau de la ville de Dijon dans les années 1860, a donné son nom à l'équation régissant l'écoulement des fluides dans un milieu poreux.

Pour l'ingénieur pétrolier, la porosité permettra de connaître la quantité de fluide contenue dans la roche (les hydrocarbures en place) ; la perméabilité indiquera si ces hydrocarbures pourront migrer facilement vers un puits producteur et donc être extraits.

III.4.2.1. Un gisement conventionnel :

En résumé, un système pétrolier conventionnel (en clair, un gisement) est la conjonction de :

- Quatre facteurs géologiques :
 - une roche-mère riche en matière organique qui a généré des hydrocarbures ;
 - un réservoir qui est une couche poreuse et perméable dans laquelle les hydrocarbures se sont accumulés ;
 - une couverture imperméable qui empêche les hydrocarbures de migrer jusqu'à la surface où ils seraient biodégradés ;

- un piège géologique qui a concentré les hydrocarbures et sera l'objectif de l'exploration pétrolière ;
- Associés à des conditions de température et de pression compatibles avec la genèse d'hydrocarbures liquides ou gazeux.

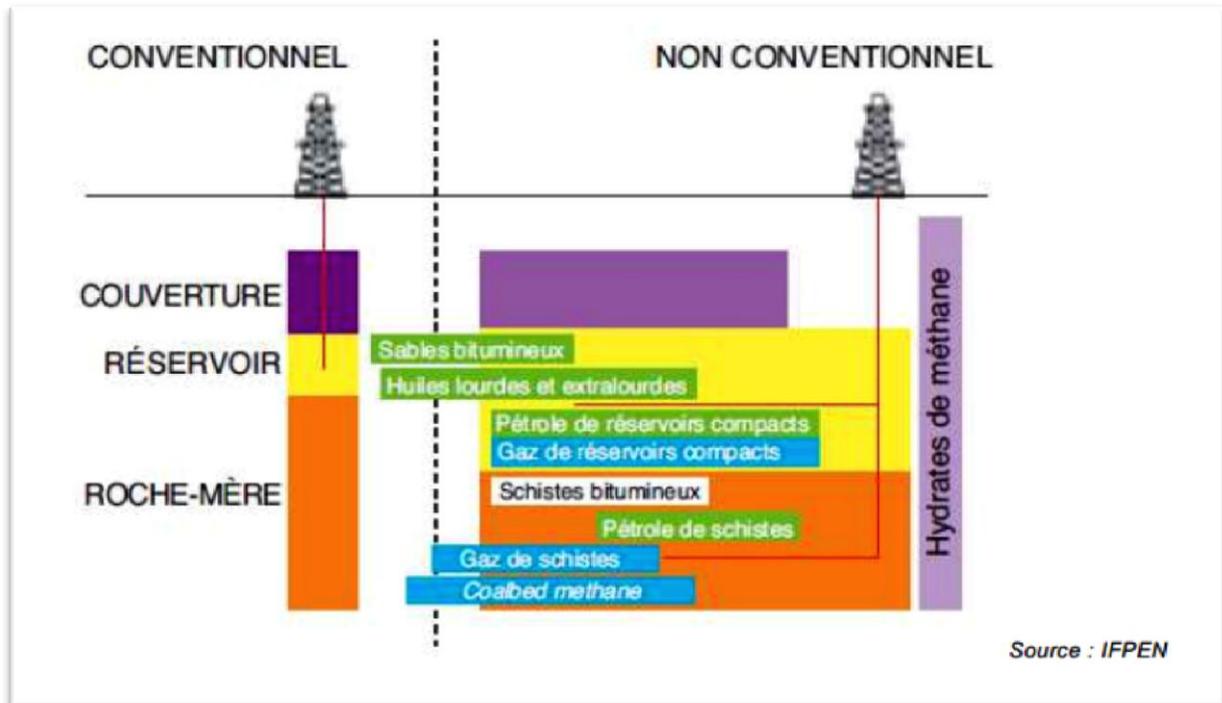


Fig.III-06 : Gisements conventionnels et non conventionnels.

(IFPEN).

III.5. Gisement non conventionnels

III.5.1. Définition

Par abus de langage, on appelle “hydrocarbures non conventionnels” les hydrocarbures issus de gisements n’entrant pas dans la classification présentée dans le paragraphe précédent. Du fait de leur état ou de la nature de la roche dans lesquels ils se trouvent, on les en extrait par des méthodes dites “non conventionnelles” par rapport aux techniques couramment utilisées par l’industrie pétrolière et gazière.

Sous le nom générique d’hydrocarbures non conventionnels, on distingue de nombreux types d’hydrocarbures, tant liquides que gazeux. Ils sont présentés ci-après, selon une représentation sous forme de triangle classiquement utilisée pour la classification des hydrocarbures en fonction de la nature de la roche dans laquelle ils sont piégés (fig. III.06.07.08).

III.5.2. Classification des hydrocarbures non conventionnels gazeux

L'appellation « **gaz non conventionnel** » est un terme générique qui recouvre trois types de ressources non renouvelables de gaz naturel piégés dans des roches de faible perméabilité et difficiles d'accès. Ils nécessitent pour leur extraction des méthodes spécifiques.

C'est la combinaison de deux techniques existantes, le forage horizontal et la fracturation hydraulique, qui a permis le développement de la production de gaz non conventionnels vers la fin du xx^e siècle :

le gaz de schiste (en anglais : shale gas), le gaz de réservoir compact (en anglais : tight gas) et le gaz de houille (en anglais : coal bed methane, CBM, ou coal seam methane) .

- le **gaz de schiste** est du gaz qui est resté dans la roche mère où il s'est formé ;
- le **gaz de houille** est une variante du précédent qui concerne le gaz resté emprisonné dans le charbon qui s'est formé, le charbon jouant alors le rôle de roche mère ;
- le **gaz de réservoir compact** est du gaz qui a normalement migré dans une roche réservoir qui a ensuite perdu sa perméabilité à cause d'un processus géologique.

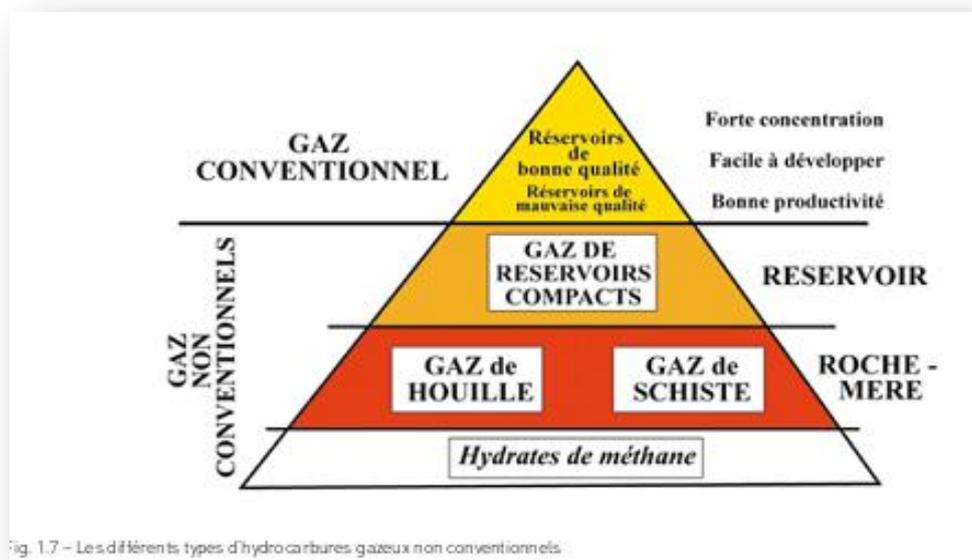


Fig.III-07 : Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnels.

(IFPEN).

Comme la montre la figure

- Les ressources potentielles sont d'autant plus importantes que l'on descend dans le triangle, 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 :
 - les gaz de houille (CBM, pour Coal bed Methane) : ces gaz (principalement du méthane), adsorbés sur le charbon, ont été parmi les premiers gaz non conventionnels mis en exploitation, aussi bien par forage que dans les mines ;
 - les gaz de schiste (shale gas), prisonniers d'une roche-mère ; ils sont dits "secs" s'il ne s'agit que de méthane (gazeux sous conditions normales de température et de pression) ou "humides" s'ils contiennent aussi des gaz plus lourds, liquides sous conditions normales de température et de pression.
- Enfin, tout en bas du triangle, on trouve les hydrates de méthane, une combinaison solide de molécules d'eau et de méthane ("chlatrates"), stable dans la nature dans les zones arctiques ou dans les océans sous des tranches d'eau suffisamment importantes pour que des conditions de pression et de température favorables à leur formation puissent être rencontrées.

Encadré 3 – l'adsorption

L'adsorption (à ne pas confondre avec l'absorption) est un mode de piégeage des gaz sur les surfaces des solides à très petite échelle ; visuellement on peut se le représenter comme de la buée sur une vitre. Les capacités d'adsorption d'un gaz sur un solide dépendent de la température et de la pression, mais aussi très fortement du gaz et du solide eux-mêmes. En particulier, la structure du solide, qui commande la surface de contact offerte par unité de volume, est un facteur déterminant. Les argiles, qui sont à petite échelle composées de très nombreux feuillets, présentent une grande surface spécifique et donc d'assez fortes capacités d'adsorption. Beaucoup de masques à gaz sont en fait remplis d'argile qui adsorbe les gaz. Cette adsorption est sélective : les gaz d'hydrocarbures peuvent être adsorbés, mais aussi le CO₂ ou l'eau elle-même. à l'intérieur des roches-mères, c'est la matière organique qui a les plus fortes capacités d'adsorption. Le charbon, en particulier, à un énorme pouvoir d'adsorption et quasiment tout le gaz de houille est naturellement stocké dans la roche via ce processus.

III.5.3. La notion ambiguë de schistes et de shales

Un **schiste** est une roche qui a pour particularité d'avoir un aspect feuilleté et de se débiter en plaques fines ou "feuilletés rocheux". On dit alors qu'elle présente une schistosité.

Il peut s'agir soit d'une roche sédimentaire argileuse, soit d'une roche métamorphique, provenant d'une argile, qui, sous l'action de la pression et de la température, présente un feuilletage régulier en plans parallèles comme par exemple l'ardoise ou les schistes ardoisiers.

C'est en faisant référence à l'aspect feuilleté des argiles dans les séries sédimentaires que le terme de pétrole ou de gaz de schiste est employé par l'industrie pétrolière et gazière.



Fig.III-08 : Une argile feuilletée riche en matière organique.

(Loucks et al.2009).

L'emploi de ce vocabulaire, comme d'ailleurs le terme de shale (argile) en anglais, pour désigner les roches-mères dont on extrait les hydrocarbures de roche-mère est très peu précis, voire inexact, d'un point de vue minéralogique. Le pourcentage réel d'argiles dans ces roches est souvent inférieur à 50 % mais le terme est passé dans la langue courante des géologues pétroliers et maintenant du grand public.

Encadré 4 – le gaz de schiste – Une exploitation pas si nouvelle

La première exploitation de gaz naturel aux États-Unis en 1821 a été une exploitation de gaz de schiste.

1821 : Premier puits de gaz naturel foré aux États-Unis sur la commune de Fredonia (NY). D'une profondeur de 9 m dans les Marcellus shales, il fut creusé à la pelle et alimentait en gaz d'éclairage deux magasins, deux entrepôts et le moulin à farine. C'est dans cette même

commune que fut fondée en 1858 la première compagnie gazière des États-Unis, la Fredonia Gas Light Company, qui alimentait les réverbères de la commune.



Fig.III-09 : Plaque comémorative du premier puits de gaz dans les Marcellus shales (Fredonia, NY).

III.5.4. Qu'est-ce que c'est le gaz de schiste ?

Le gaz naturel est la plus propre source d'énergie respectueuse de l'environnement de tous les combustibles fossiles. Elle est caractérisée par une faible émission de gaz à effet de serre et l'absence de déchets dangereux. Les progrès de la technologie d'extraction et la réduction de ses coûts ont conduit à la possibilité d'exploiter de nouvelles ressources de gaz naturel, omises jusqu'à maintenant : et jusqu'ici négligées ressources de gaz naturel : le gaz de réservoir étanche (tight gas), le gaz de schiste ou le gaz de shale (shale gas) et le gaz de charbon (coal bed methane).

Le gaz de schiste (shale gas) est l'un des trois types de gaz provenant de sources non conventionnelles, obtenu à partir de roches sédimentaires, situées profondément sous la terre. Ces roches se caractérisent par une faible perméabilité donc le gaz de schiste nécessite des méthodes de production plus complexes et techniquement avancées.

En bref, la technologie d'extraction du gaz de schiste consiste à faire un forage horizontal dans un schiste et à remplir la fente d'un mélange d'eau, de sable de quartz et d'additifs chimiques, qui, en provoquant des fissures dans la roche, permet au gaz de s'échapper.

III.5.5. Exploration

La stratégie de l'exploration du gaz de schiste a ses propres caractéristiques et nécessite l'intégration des différents domaines du savoir et des pratiques de l'industrie pétrolière domaines du savoir et des pratiques de l'industrie pétrolière.

L'une des premières étapes du processus d'exploration du gaz sont les travaux sismiques qui consistent à envoyer profondément dans le sol des ondes sismiques générées par un ensemble spécial de machines mobiles appelées vibrateurs. En simplifiant, cela ressemble à l'échographie médicale grâce à laquelle nous acquérons la connaissance de la structure géologique d'une zone explorée. Les ondes sismiques sont réfléchies des limites de strates géologiques. De diverses propriétés physiques des roches sont à l'origine d'autres changements de paramètres des ondes réfléchies, spécifiques à chacun de leurs types. Ces ondes sont enregistrées sur la surface au moyen d'un système de mesure dont l'élément essentiel est des géophones. Le résultat des travaux sont les coupes géologiques qui illustrent la profondeur, l'épaisseur et l'orientation des strates géologiques, y compris de celles qui peuvent contenir des dépôts de gaz naturel. Les études sismiques sont sans danger pour les gens, les animaux et les bâtiments. L'utilisation d'une source non invasive d'excitation d'ondes sismiques minimise l'impact sur l'environnement et grâce à un contrôle précis de la force de vibrations induites, il est possible de réaliser des travaux dans les villes, à proximité des bâtiments. Ces études n'ont pas non plus l'impact sur le niveau et la qualité des eaux souterraines.

La mise en œuvre des études géophysiques dans un lieu donné se déroule sur la base d'une concession obtenue pour l'exploration et la prospection des hydrocarbures et n'est pas équivalente à l'extraction future du gaz de schiste. Ce n'est qu'après avoir documenté les travaux effectués et confirmé la présence du gaz de schiste à l'échelle industrielle, le propriétaire de la concession de prospection a la priorité pour obtenir la concession d'extraction.

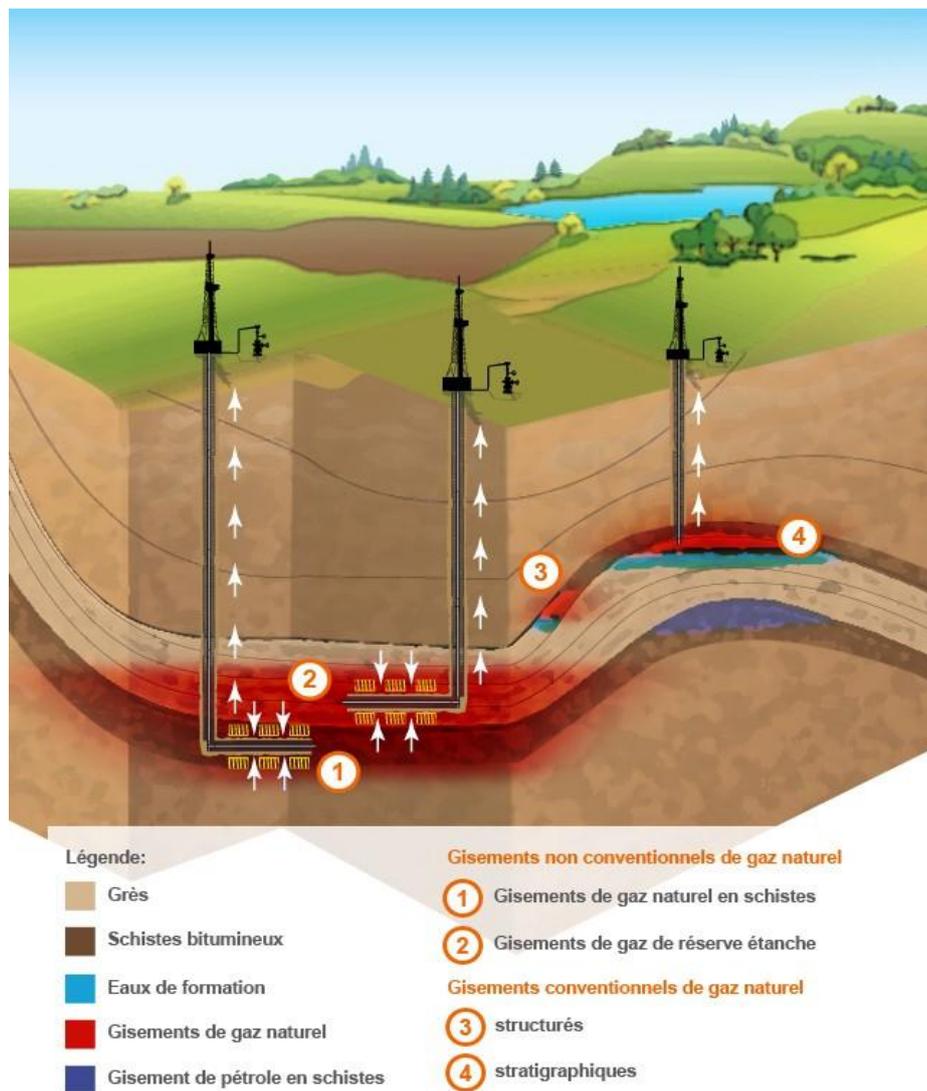


Fig.III-10 : Les gisements dans les schistes se trouvent beaucoup plus profondément que les gisements conventionnels de gaz naturel.

(IFPEN).

L'effectuation de la recherche commence par le forage d'un trou afin d'obtenir des matériaux géologiques pour les études et analyses et pour des tests appropriés afin de prouver la possibilité d'obtenir un flux industriel de gaz. L'étape suivante consiste à sélectionner les niveaux d'exploration les plus intéressants afin d'obtenir la réponse à la question – existe-t-il la possibilité et la rentabilité économiquement justifiée de mettre à disposition un gisement de gaz de schiste nouvellement découvert ?

III.5.5.1. Forage horizontal (horizontal drilling)

Dans les années 60 du XXe siècle, l'industrie pétrolière polonaise a effectué des forages verticaux d'une profondeur de 3000-3500 m. Ces forages ont déjà fourni la connaissance sur la présence du gaz dans des roches de schiste, mais son extraction n'a pas été possible en raison des limitations technologiques.

Le forage horizontal a commencé à être utilisé à une grande échelle dans les années 90 du dernier siècle. Cette technique consiste à réaliser un trou vertical et ensuite, après avoir atteint une profondeur appropriée, à courber le trou et le transformer progressivement en une section horizontale à une distance de un à plus de quatre kilomètres du puits vertical. Le forage est ensuite équipé d'éléments spéciaux nécessaires à effectuer le forage horizontal et à mesurer en même temps une position actuelle du forage. Après le forage de la section horizontale, dans le trou est mise une colonne de tubes où est injecté du coulis. Il remplit l'espace entre le tuyau et la roche, en le scellant.

Après l'achèvement des travaux, la tour de forage est démontée et le puits est préparé à l'exploitation. L'étape suivante du processus est une perforation de la partie inférieure du trou, réalisée à l'aide d'un perforateur. À la suite du travail du perforateur dans les tubes, la pierre de ciment et dans la roche, se forme un réseau de microfissures permettant l'écoulement du gaz dans le trou opérationnel. En raison d'une grande profondeur, les effets de la perforation ne sont pas perceptibles à la surface. Elle n'affecte pas non plus les couches de roches se trouvant à des profondeurs plus faibles.

Le forage horizontal n'est pas suffisant pour une exploitation efficace des gaz de schiste. Pour que le gaz puisse se trouver à la surface, la roche de schiste doit être drainée par l'opération de fracturation hydraulique.

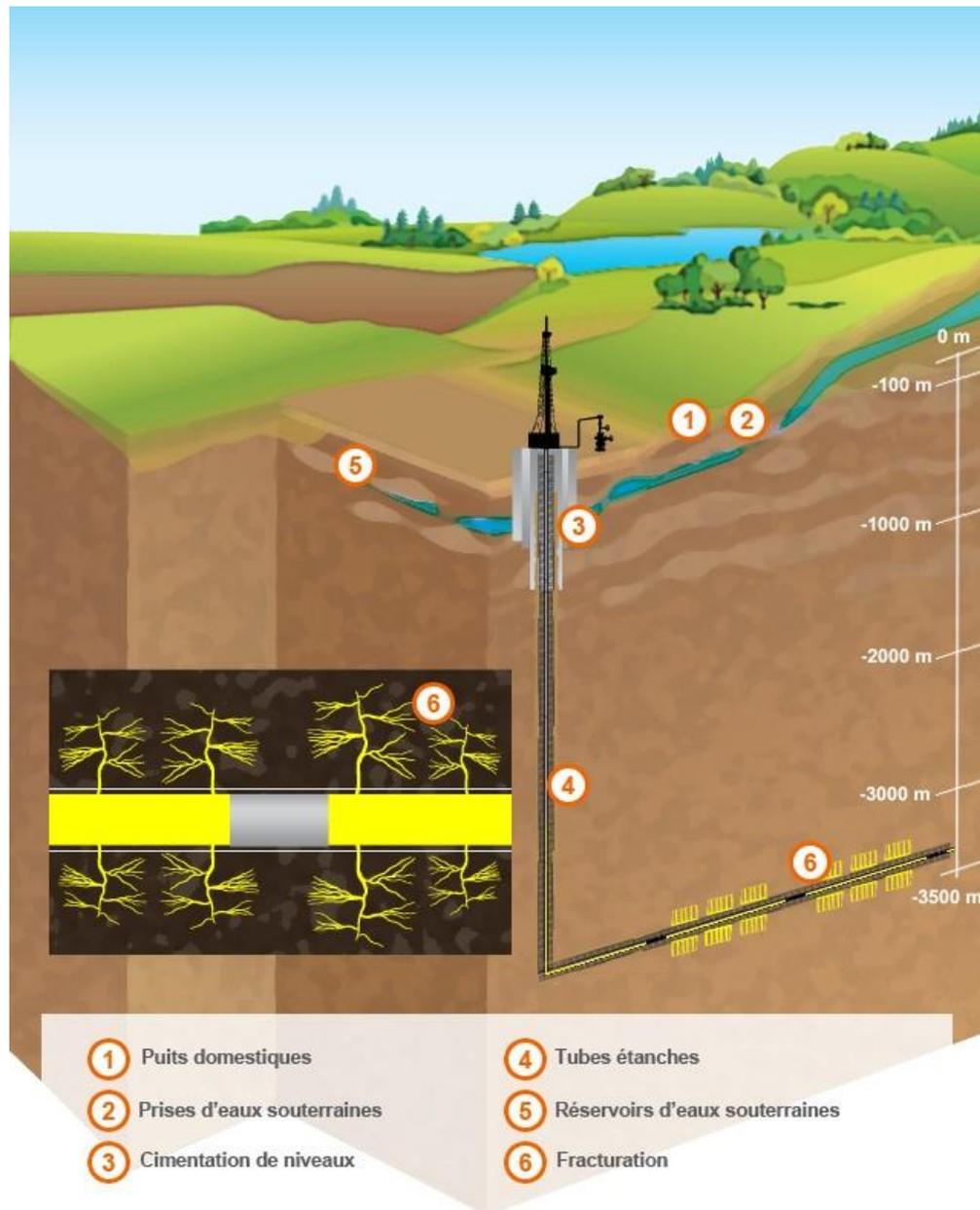


Fig.III-11 : Fluide de fracturation dans la section horizontale.

(IFPEN).

III.5.5.2. La fracturation hydraulique (en anglais hydraulic fracture ; hydrofracturation, fracturation hydrosiliceuse)

C'est un processus technologique dont l'objectif est d'accroître l'efficacité du forage par l'injection à haute pression de l'eau avec des produits chimiques et du sable dans des couches profondes de schistes. Le liquide pompé entre sous pression dans les fentes, en les faisant éclater. Pour assurer la sécurité, l'ensemble du processus est tout le temps contrôlé sous l'influence de la fracturation hydraulique, dans la roche se forment des fentes minces dont la fermeture est impossible grâce à

des grains de sable qui se trouvent dans le liquide de fracturation. Elles permettent au gaz de se libérer de la roche dans le trou d'une façon contrôlée, et ensuite, il arrive à la surface. La quantité d'eau utilisée dans le processus de fracturation hydraulique n'a pas d'impact négatif sur l'équilibre de l'environnement. Le processus de perforation et de fracturation est répété plusieurs fois dans la section horizontale du forage, et après son achèvement, on commence l'acquisition du gaz émis sur la surface.

III.5.5.2.1. Fluide de fracturation

Le fluide de fracturation typique se compose de 99,5% d'eau et de sable. Les 0,5% sont des additifs chimiques dont la mission est d'améliorer le processus de fracturation en réduisant la friction, en maintenant un pH neutre et en évitant la corrosion et la prolifération des bactéries. La composition des additifs chimiques du fluide de fracturation peut varier en fonction de la technologie utilisée et des propriétés de la roche. Beaucoup d'entre eux sont utilisés dans la production de cosmétiques, de produits de nettoyage et désinfectants, d'additifs alimentaires et de produits couramment utilisés dans le ménage.

III.5.5.2.2. Liste de substances utilisées pour la préparation du fluide de fracturation avec leur utilisation dans d'autres secteurs de l'industrie

Type d'additif	Participation en %	But d'utiliser	Utilisation commune
Acide chlorhydrique	0,123%	Dissolution des minéraux	Dans les piscines
Glutaraldéhyde	0,001%	Elimination de bactéries dans l'eau	Désinfectants
Chlorure de sodium	0,010%	Retarde le passage de polymères à l'état de gel	Sel
Formamide	0,002%	Empêche la corrosion	Plastiques
Borates	0,007%	Maintien la viscosité du fluide	Savons, cosmétiques
Distillats de pétrole	0,088%	Réduit la fragmentation	Cosmétologie, pharmacie

Guar	0,056%	Epaissit l'eau	E142 – Industrie alimentaire
Acide citrique	0,004%	Empêche la filtration des sédiments	Acide citrique (additif alimentaire)
Chlorure de potassium	0,06%	Crée un milieu salin	Remplace le sel
Carbonate de potassium	0,011%	Maintient l'efficacité des composants	Détergents, savon
Éthylène glycol	0,043%	Empêche l'accumulation dans les canalisations	Liquide de refroidissement, laveur de vitres
Alcool isopropylique	0,085%	Augmente la viscosité du fluide de fracturation	Liquide vaisselle et colorations de cheveux

Tableau.III-01 : Composants du fluide de fracturation et leur utilisation commune

III.5.5.2.3. Principe de fonctionnement du processus de fracturation hydraulique pour l'extraction du gaz de roche mère

Lors de l'exploitation du gaz naturel conventionnel, piégé dans une roche poreuse et perméable, les hydrocarbures s'écoulent naturellement sous l'action de la différence de pression entre la roche réservoir et le puits et 60 à 95% du gaz en place dans le gisement est en général récupéré.

Dans le cas du gaz de roche mère, le milieu est très peu poreux et quasiment imperméable et la différence de pression n'est plus suffisante pour permettre l'écoulement des hydrocarbures. Pour créer les chemins de migration qui permettent à l'hydrocarbure prisonnier au sein de la roche d'atteindre le puits, la perméabilité de la roche doit être accrue en élargissant des fissures existantes ou en en créant d'autres. Des microfissures (inférieures au millimètre) sont créées dans la roche par injection d'un fluide incompressible sous pression : à 2 500 m de profondeur, la pression exercée pour fissurer la roche-mère est de l'ordre de 300 bars ; cette pression, élevée dans l'absolu, ne représente cependant au niveau de la roche qu'une pression relative de l'ordre

de 50 bars, la pression hydrostatique de confinement (pression exercée in situ par le poids des sédiments) étant elle-même de l'ordre de 250 bars. Ces opérations sont utilisées depuis plusieurs décennies pour la stimulation des réservoirs peu poreux par l'industrie pétrolière et celle de la géothermie. La première opération de stimulation d'un puits par fracturation hydraulique date de 1948 aux Etats-Unis et plus de 200 fracturations hydrauliques ont également eu lieu en France (source : industrie) sans incident connu.

Le fluide incompressible est en général à base d'eau d'où le qualificatif d'"hydraulique". La fracturation de la roche mère porte sur une zone latérale de quelques dizaines de mètres autour du puits. Des rayons de fracturation de 200 mètres sont courants et semblent atteindre des valeurs exceptionnelles de l'ordre de 400 mètres aux Etats-Unis. Pour maximiser la récupération, on augmente la surface de contact puits/roche en recourant à des puits horizontaux qui traversent les couches de roches mères riches en argile, elles-mêmes le plus souvent horizontales, sur de grandes surfaces. Les estimations de l'Institut Géologique de Pologne de 1,92 Tm³ de ressources de gaz en place et de ressources techniquement extractibles comprises entre 0,346 et 0,768 Tm³ conduisent en première approche à des taux de récupération entre 18% et 40% qui apparaissent cohérents avec les estimations de fourchettes à dire d'expert généralement comprises entre 10 et 40%. Il convient toutefois de préciser que les taux de récupération doivent s'entendre par rapport au volume de roche drainé et non pas à la totalité de la roche mère qui n'est pas intégralement drainée même en multipliant les forages horizontaux. Les valeurs de taux de récupération restent par ailleurs entachées d'une grande incertitude dans la mesure où les volumes d'hydrocarbures en place ne sont jamais connus avec certitude d'une part, et où les volumes extraits nécessitent un cycle complet d'exploitation de plusieurs années (voire plus d'une à deux décennies) d'autre part. Or, même aux Etats-Unis, le recul reste actuellement insuffisant eu égard au caractère récent de l'exploitation à grande échelle des hydrocarbures de roche mère.

- L'extraction des hydrocarbures de roche mère présente trois caractéristiques structurantes :
 - une faible récupération d'hydrocarbures par puits : on observe que les volumes de gaz de roche mère récupérés par puits (sur toute la durée de production) sont estimés en moyenne de 40 à 50 Mm³, avec cependant une très large dispersion autour de cette valeur moyenne. Des valeurs supérieures à 100 Mm³ sont avancées mais peuvent être considérées comme représentatives de la minorité des puits les plus productifs, voire

exceptionnelles. L'étude des perspectives d'exploitation du gaz de roche mère au Québec repose ainsi sur une hypothèse centrale de 57 Mm³ (2 milliards de pieds cubes) par puits, avec une hypothèse basse de 28 Mm³ (1 milliard de pieds cubes) et une hypothèse haute de 115 Mm³ (3 milliards de pieds cubes).

- une grande variabilité de volume d'hydrocarbures récupérés par puits : dans la pratique, il existe une très forte dispersion des ressources récupérables par puits fonction en premier lieu de la qualité des bassins et de la grande hétérogénéité des caractéristiques de la roche mère (porosité, perméabilité, réseau de fissures existantes) difficilement prédictibles même avec les progrès des études sismiques. Le volume d'hydrocarbures extraits est en second lieu fonction du nombre de fracturations c'est-à-dire de l'énergie utilisée pour fracturer la roche mère.
- un profil de production par puits très rapidement déclinant, l'essentiel des volumes d'hydrocarbures étant extraits au cours des deux premières années d'exploitation. La fraction la plus importante des volumes extraits rapidement est le gaz libre libéré par les fissures créées par la fracturation. Au terme d'un fort déclin (de l'ordre de 60 à 90% en 2 à 3 ans par rapport au débit initial), le flux de production peut continuer de façon régulière mais faible : le gaz extrait provient alors pour partie du processus de désorption du gaz adsorbé. Il est très difficile de modéliser ce phénomène et la durée de production sera fonction de critères économiques (valeur du gaz extrait versus coûts d'exploitation). Des cas de profils de production d'une durée de plusieurs décennies sont rapportés mais ils constituent des exceptions. Il est techniquement possible de procéder à de nouvelles fracturations après plusieurs années de production d'un puits existant s'il est estimé que cela soit rentable. Dans ce cas, le profil de production marque une nouvelle hausse du débit (plus faible que l'initiale) suivi rapidement d'une reprise du déclin.

IV.1. Evaluation pétrophysique des réservoirs

L'objectif principal pour un log analyste c'est d'identifier son réservoir et pour cela on lance une campagne de diagraphie pour pouvoir localiser et mieux connaître le réservoir, sa nature (lithologie, minéralogie) et ses paramètres pétrophysiques.

Dans cette partie de notre travail on va interpréter les diagraphies conventionnelles pour l'identification de gaz de schiste de réservoir du puits A appartenant à la formation du silurien ainsi que le franien de la région du Bassin d'ILLIZI.

IV.2. Caractéristiques

Traditionnellement les argiles sont considérées comme roches-mères ou roches couvertures plutôt que réservoirs.

Aujourd'hui, les argiles sont devenues, aussi bien pour les industriels, que les chercheurs et les gouvernements, de véritables, mais complexes, réservoirs de gaz nécessitant des méthodes non conventionnelles d'exploitation

- Les Shale gas ont un TOC allant de 1.5 à plus de 20%.
- Le kérogène **type II** est la matière organique prédominante.

Une évaluation complète des logs des argiles à gaz exige un calibrage de carotte pour la maturité thermique et une égalisation métrique de COT (carbone organique total) vers le gaz adsorbé.

La réponse caractéristique de la Figure IV.02 est en fonction de la concentration élevée du kérogène.

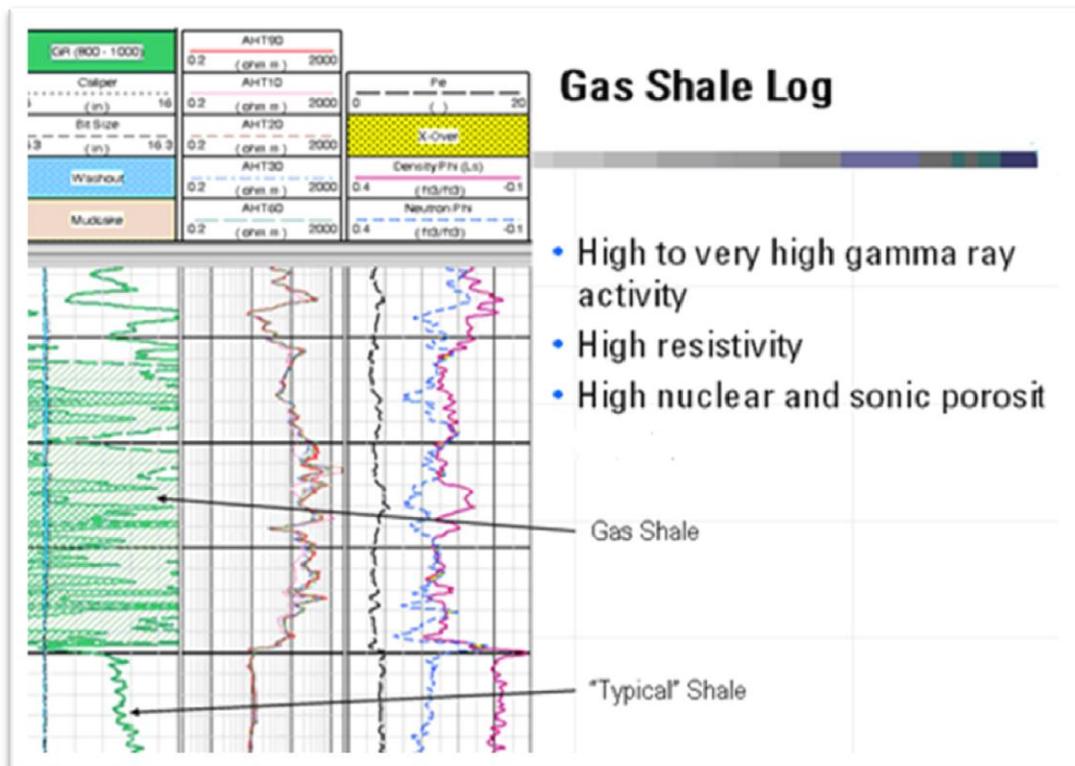


Fig-IV.01 : La réponse des logs conventionnels avec les argiles à gaz

(Document Sonatrach)

IV.2.1. Le Kérogène

Le kérogène est un mélange solide et imperméable de composantes chimiques qui sont transformées en hydrocarbures sous influence de température et de pression suffisantes.

Il est insoluble dans les solvants organiques et cela est dû à son grand poids moléculaire. Sont dans le tableau IV-01

IV.2.1.1. Types de kérogène

Type I : Il provient en premier lieu des algues (algue : organisme végétal généralement aquatique, pratiquant la photo synthèse) vivant dans des lacs anoxiques (anoxique : il y a une forte diminution d'oxygène), il constitue une bonne source riche en hydrocarbures liquides.

Type II : Il provient des algues marines et des plantes et matériaux transportés à la surface.

Il constitue une source de gaz et d'huile.

Type IIS : Il est similaire au type II mais sa différence réside en sa richesse en sulfure.

Type III : C'est principalement du charbon provenant des plantes terrestres boisées .Il constitue une source de gaz.

Type IV : C'est de la matière organique décomposée, il ne produit pas d'hydrocarbures.

Phase	Type de kérogène		
	I	II	III
Diagenèse	1.25	1.34	1.48
Fin de catagenèse	1.2	1.19	1.18

Tableau.IV-01 : Conversion de kérogène en TO

Malgré leur richesse en gaz, les shale gas ne sont pas tous économiquement exploitables.

- Les meilleurs shale gas sont les black shales qui ont atteint la fenêtre à gaz.
- Les meilleurs plays de shales gas seraient ceux où la roche mère (argileuse) n'a pas (bien) expulsé sa matière organique à une teneur en carbone organique(COT) minimal comprise entre 4 et10. (Tableau.IV-02)

- Les bons shale gas sont d'ailleurs définis comme,, "gaz de roche mère qui n'a pas subi de migration primaire" : la roche mère qui mi

La roche mère qui a subi une migration primaire ne ferait pas un bon play de shale gas.

Stratigraphic levels	Basin	Hot shales thickness (m)	TOC (%)
Silurian	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
Frasnian	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

Tableau.IV-02 : Stratigraphie du paléozoïque et les roches mères des bassins du Sahara, Alger

(Document Sonatrach)

IV.3.Evaluation des réserves non conventionnelles

IV.3.1.Evaluation des réservoirs

Classiquement, par **évaluation** des réservoirs on entend la quantification des **paramètres**

Permettant de remonter aux volumes d'hydrocarbures en place et récupérables.

Ces paramètres peuvent être d'ordre :

- Pétrophysique (porosité, perméabilité, saturation en fluides),
- Géométrique (épaisseur et surface du gisement),
- Thermodynamique (température, pression), etc.

L'Evaluation des réservoirs **conventionnels** utilise les principes issus de la formule d'Archie, reliant les principaux paramètres pétrophysiques :

- Le facteur de formation(**F**),
- La porosité(**Ø**),
- Les coefficients de cimentation(**m**) et lithologique(**a**),
- Les résistivités de l'eau de formation(**R_w**) et du réservoir(**R_t**).
- L'exposant(**n**) de la saturation en eau(**S_w**). → **$S_w = 1 - S_{hc}$**

IV.3.2. Shale gas

- La matière organique occupe **0.5 à 20%** du volume total de la roche.
- Fracturation hydraulique : **20 à 40%** de récupération du gaz.

Les zones shales gas et shale oil candidates :

La présence d'une roche mère argileuse n'est pas un critère suffisant pour espérer un développement de gaz de schiste ou d'huile de schiste économiquement exploitable.

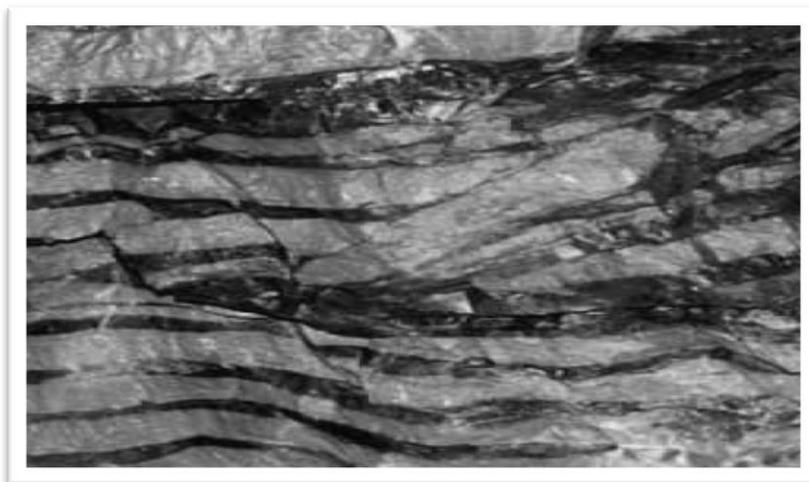


Fig.IV-02 : Photo d'une roche contenant le gaz de schiste

(Source : gaznonconventionneurope.org)

IV.4. Interprétation qualitative

IV.4.1. La sélection d'un bon Play Shale gas

1-Délimiter l'extension latérale de la roche mère argileuse.

2-Estimer le volume de la roche mère potentielle :

- Surfaces potentielles (à COT > 3%).
- L'épaisseur de ces zones potentielles.
- La roche mère doit être de type I ou II (Index d'Hydrogène élevé).

3-Estimer le rapport Grès/Argile dans cette épaisseur et définir le cortège minéralogique de l'argile.

4-Eliminer les zones 100% argileuses sans présence de minéraux compétents (quartz, carbonates,...). La fracturation hydraulique est inefficace dans les argiles ductiles. Les argiles marines sont meilleures que celles fluviales.

5- Eliminer les roches mères peu profondes (Moins de 1000m de profondeurs) : la pression y est insuffisante pour booster le gaz ou l'huile à monter en surface. Aussi, les argiles très profondes (Plus de 5000m) présentent de très faibles perméabilités.

6-Les argiles doivent être sous-compactées.

IV.4.2. Types de diagraphies enregistrées

On charge les données du puits A sous formats LAS et on va les transformer en tableaux Pour charger les différents enregistrements. (voir annexe)

Les diagraphies reçues ont été enregistrées et sont de bonne qualité (fig.VI.05). Celles qui ont été enregistrées pour le PuitsA_85IN_OH RUN1 et PuitsA_85IN_OH RUN2 sont :

PUITS	OPERATION	NOM	INTERVALLE (m)
PuitsA_85IN_OH RUN1 et PuitsA_85IN_OH RUN2	GR/CNC/ZDEN/ WTBH	GAMMA NATUREL RESISTIVITE NEUTRON DENSITE SONIQUE	2700_2900

Tableau.IV-03 : Diagraphies enregistrées pour le puits A de la formation franien.

Et cela s'applique aussi à la formation du silurien du même puits où les différentes réponses enregistrées sont illustrées par la fig.VI.04.

Passons maintenant à notre évaluation des réponses de diagraphies enregistrées appartenant au bassin d'ILLIZI et cela pour la formation du silurien ainsi que le franien concernant la présence du gaz de schiste.

Etude du 1^{er} cas : formation du silurien

Dans cette partie de notre travail on va passer à l'étude du cas général pour l'identification du gaz de schiste et cela en interprétant les différentes diagraphies conventionnelles au Puits A dans la formation **silurien** de la région du **Bassin d'Ilizi** (épaisseur de **220m**).

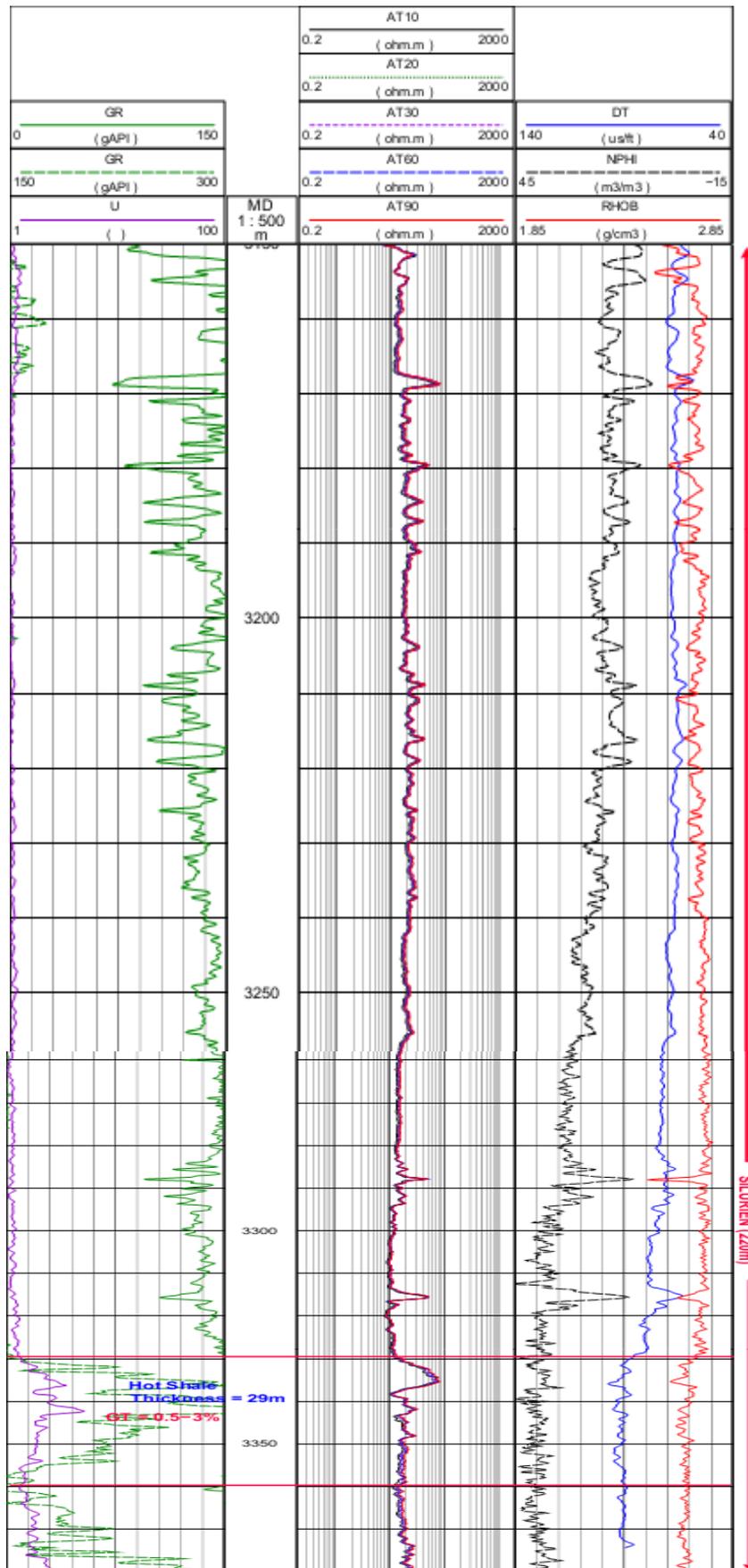


Fig. IV.03 : Log composite du puits A (Bassin d'Ilizi) appartenant au silurien.

Une évaluation pétrophysique a été réalisée pour la formation du silurien (sa profondeur de 3150 à 3380 m) du puits A du bassin d'Illizi en exploitant les enregistrements des différentes diagraphies conventionnelles.

Le résultat de notre travail qui est le log composite vu précédemment peut-être subdiviser en trois tracks, comme on a vu dans le cas précédent concernant le franien ce qui facilitera son interprétation :

Track 1 : Présente la courbe de Gamma ray total qui montre une radioactivité assez élevée (GR >150GAPI) , ainsi que la courbe d'uranium(uranium 5-30) qui est un bon indicateur des zones hot shales (zone radioactive où on a présence de gaz de schiste).

Track 2 : présente la courbe de la résistivité qui est très élevée (20 - 200 ohm.m) et qui peut alors nous indiquer la présence des hydrocarbures (gaz de schiste).

Track 3 : présente trois courbes, la première courbe est de porosité neutron qui est élevée (35-40 m³/m³) donc on a présence de gaz, la deuxième courbe est de porosité sonique qui est aussi élevée (85-95 µs/ft) et pour la troisième qui est de porosité densité on a l'intervalle de valeur (2,55-2,65 g/ cm³) qui a connu une diminution en passant à la zone hot shale.

On résume les différentes lectures sur le tableau suivant :

Profondeur	3150_3380 m
Densité (RHOB)	2,55-2,65 g/cm ³
U	5 - 30
Porosité Neutron (NPHI)	35-40 m ³ /m ³
Activité Gamma ray (GR)	150-300 GAPI
Lenteur Sonique (DT)	85-95 µs/ft

Tableau .IV-04 : Les lectures des diagraphies enregistrées pour la formation du silurien.

Conclusion :

Cet exemple étudié concernant la formation silurien a laissé apparaitre la zone hot shale qui est la zone à prospecter contenant le gaz de schiste, et cela grâce aux comportements des différentes diagraphies en traversant cette zone très radioactive avec un pourcentage de 3% (0,5) concernant la courbe de gaz total et ayant une épaisseur de 29 m appartenant à l'intervalle (3328-3359 m) du puits A dans la formation du silurien.

Etude du 2^{ème} cas : formation du franien

Dans cette partie de notre travail, une évaluation pétrophysique a été réalisée pour une formation du franien (épaisseur du puits 2700-2900 m) du bassin d'Illizi (Fig.IV-05). Cette évaluation, faite en exploitant les enregistrements de diagraphie conventionnelle.

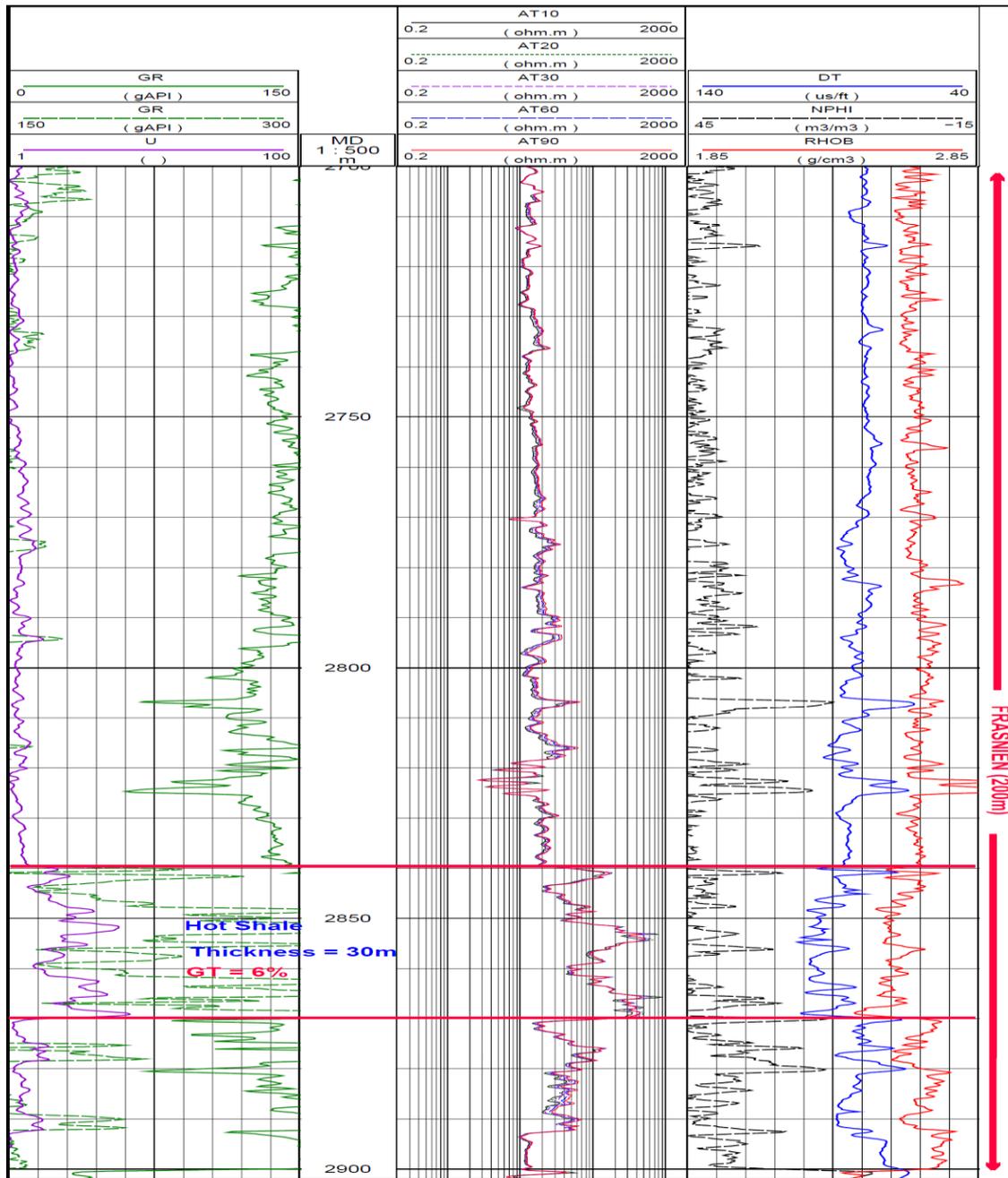


Fig- IV.04 : Log composite Du puits A dans la formation franien.

Le résultat de notre travail qui est le log composite du puits A peut-être subdivisé en trios tracks qui vont par la suite faciliter son interprétation :

Track 1 : Présente la courbe de Gamma ray total qui montre une certaine radioactivité (GR >150GAPI), ainsi que la courbe d'uranium qui est un bon indicateur des zones hot shales (uranium >5).

Track 2 : présente la courbe de la résistivité qui est très élevée (> 15 ohmm) et qui peut alors nous indiquer la présence des hydrocarbures (gaz de schiste).

Track 3 : présente trois courbes, la première courbe est de porosité neutron qui est élevée (27-45 pu) donc on a présence de gaz, la deuxième courbe est de porosité sonique qui est aussi élevée (70-100 μ s/ft) et pour la troisième qui est de porosité densité elle est aussi élevée (>8 pu).

En résumé les différentes lectures sur le tableau suivant :

Profondeur	2700_2900 m
Densité	2.58-2.63 g/cm ³
U	8 - 40
Porosité Neutron	27-45 pu
Activité Gamma ray	150- 300 GAPI
Lenteur Sonique	70-100 μ s/ft

Tableau .IV-05 : Les lectures des diagraphies enregistrées pour la formation du franien

Conclusion

L'exemple qui a été cité dans cette étude montre que ce réservoir nécessite une bonne compréhension et demande des techniques plus pointues pour résoudre le problème posé par Le réservoir argileux à gaz, puisque c'est un réservoir complexe qui présente une variété de caractéristique (minéralogie, porosité, perméabilité, contenu de gaz et pression). Le gaz dans les argiles se trouve sous forme libre dans les pores et les fractures et adsorbée par la matière organique mature. On peut Généralise que cette réservoir à gaz ont un gamma ray >150GAPI, de résistivité > 15 ohmm et porosité entre 4 et 6 % et un contenue de 4% de Carbone organique total (COT).

IV.5. Problème et recommandations pour l'évaluation de shale gas

Une amélioration de la qualité des logs et la précision des modèles d'interprétation est nécessaire, car ils existent beaucoup de cas de réservoirs compacts, avec un grand potentiel, mais ils ne sont pas encore découverts, chose qui est cause par les incertitudes des logs conventionnels

Lorsqu'ils sont évalués par les méthodes et les programmes conventionnels de diagraphie, en face les formations compacts ; la porosité, la conductivité des fractures et la perméabilité souffrent actuellement d'incertitude significative

- Incertitude sur la porosité

La détermination de la porosité des réservoirs compacts est compliquée par des fractures géologique souvent dépendants, tels que

- Les effets des minéraux argileux
- Variation de la matrice
- Limitation des outils : dans la formation hétérogène et compacte, les outils de mesure sont affectés par les problèmes suivant
 - Physique de mesure.
 - Effet de vitesse de l'enregistrement et coincement de l'outil.
 - Procédure d'étalonnage et calibrage.
 - Condition des parois de puits.

- Problème de perméabilité

- Les problèmes particuliers pouvant survenir sont :

- les risques liés au transport, dans les horizons sus/sous-jacents, de produits injectés (eau et additifs chimiques) et/ou à la migration du gaz du gisement lors de la fracturation. Il s'agit en particulier de migration vers les nappes aquifères et des risques environnementaux et sanitaires associés ;

- la possibilité de migration du gaz vers les horizons sus-jacents, puis vers la surface, induisant un risque d'inflammation ou d'intoxication ;

- la possibilité de mobilisation et de transport des contaminants naturels pouvant être renfermés dans le gisement (métaux, sulfates, chlorures...) ;

- l'impact environnemental lié à la densité importante de forages verticaux d'accès au gisement et aux infrastructures de surface (plateformes, chemins, pipelines...), étant donné que le rayon d'action d'un sondage d'exploitation unitaire est limité à quelques centaines de mètres ;

- la problématique de gestion de l'eau impropre récupérée à la surface pendant la phase de fracturation et durant l'extraction du gaz.

A travers notre étude, nous avons montré que les réservoirs argileux compacts (shale gas) sont définis comme étant des réservoirs à faibles caractéristiques matricielles. Ils correspondent à des réservoirs où la matrice présente une faible perméabilité.

Les réservoirs non conventionnels (réservoirs argileux compacts (shale gaz)) constituant un pourcentage significatif pour l'augmentation du potentiel de production de gaz nécessite une technologie particulière et coûteuse.

Les réservoirs compacts et argileux sont caractérisés par des synthèses géologiques et pétrophysiques complexes et des hétérogénéités à toutes les échelles.

Afin d'évaluer et interpréter ces réservoirs, on a établi une étude en utilisant des diagraphies conventionnelles faites sur un puits implanté dans la région du bassin d'Illizi, l'objectif pétrolier, à une profondeur assez importante (franien et silurien) est la production de gaz de schiste.

A la fin de notre travail, nous avons constaté que certaines diagraphies conventionnelles telles que les diagraphies de gamma ray, sonique et résistivité, rivalisent en efficacité avec les méthodes non conventionnelles plus coûteuse et plus complexe, dans le cas des réservoirs compacts et argileux.

1. A. Perrodon : - Géodynamique pétrolière-. Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures, 1985.
2. A. Perrodon : -Quel pétrole demain ?- Nombre des pages : 95, 1999.
3. A. ROJEY : Annex -Les ressources non classiques de gaz naturel- du livre -Le gaz naturel-, éditions TECHNIP 1992.
4. D.Chapellier : - DIAGRAPHIES PETROLE - Cours online de géophysique (Université de Lausanne- Institut Français du pétrole).
5. D CHAPPELLIER : - Diagraphies appliquées à l'hydrologie. Techniques et Documentation (Lavoisier), Paris, 1987, 165 pp.
6. Institut National de la Recherche Scientifique :-Synthèse hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles), géo.Xavier Malet et René Lefebvre Institut National de la Recherche Scientifique -,17 avril 2012.
7. Monicard Robert P: - Properties Of Reservoir Rocks-, 1980.
8. O.Rech-P.J Garnier (groupe des experts du DNTE) : Hydrocarbures de roche mère : éléments d'évaluation.
9. SCHLUMBERGER: -Shale Gas Reservoirs-, 2007
10. SCHLUMBERGER WEC SONATRACH: Géologie de l'Algérie , 2007

Liste des sites d'internet :

- [www. planète-énergie.com](http://www.planète-énergie.com)
- [www. ig. UNIL.ch.](http://www.ig.unil.ch) (cours de diagraphique en ligne). Lausanne. Suisse.