

# UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculte des Hydracarbures, des Energies Renouvelable, et  
des Sciences de la Terre et de l'Univers



Département de Production



Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Production Académique

Présenté par :

ABBOUCHE Karima et BENSADI Walid

Thème

Evaluation des caractéristiques du *shale gas* du  
bassin d'Ahnet

Soutenu le : 22/05/2016

Devant le jury composé de :

M.	BOUCHIREBE Abdelouahabe	MA	Président
M.	MEHASSOUL Ammar	MA	Examineur
Mme	ALI ZERROUKI Ahmed	MCB	Encadreur

Année universitaire 2015-2016

# *Dédicace*

*Au nom d'Allah, le tout miséricordieux, le très miséricordieux*

*Tout d'abord, nous tenons à remercier le tout puissant de nous avoir donné le courage et la patience pour arriver à ce stade afin de réaliser ce travail que nous dédions :*

*A nos très chers parents : nos mères **Mehbouba** - **Yamna** et nos pères **Balkacem-Abdelhalim**, Vraiment Merci pour votre écoute, vos conseils, vos Exigence à notre égard.*

*A nos frères et à nos précieuses sœurs*

*A toutes les familles **ABBOUCHE** et **BENSADI***

*A tous nos amis, A tous ce qui nous aime*

*A tous qui frappe à la porte du savoir et de la science*

*A ceux qui ne faisaient que nous aimer et nous soutenir tout au long de notre voyage assez pénible.*

# REMERCIEMENTS

*Longe à dieu et tout puissant qui nous a donné la santé et le courage pour accomplir ce travail*

*Je souhaite remercier Monsieur ZERROUKI Ali Ahmed d'avoir accepté d'encadrer ce travail. Pour votre soutien, votre confiance et vos précieux conseils.*

*Nos remerciements vont aussi au membre de jury, Mr et d'avoir accepté la correction et l'évaluation de notre travail*

*Je profite également de l'occasion pour remercier Mr. ROUGUI Abdéraouf et AKOU Nacima, ingénieurs production au niveau du service EP, ils nous avoir apporté toutes les données qui nous manquaient.*

*Nous sommes particulièrement heureux de pouvoir remercier NIGHOUD Farid et BELARBI Asma qui ont participé à l'aboutissement du stage pratique au sein du CRD à Boumerdes.*

*Nous remercions également toute l'équipe de département des ressources non conventionnelles, en particulier le directeur Mr KACED Mohamed.*

*Nos remerciements s'adressent également à Monsieur ATAF Larit, pour ses précieuses informations et son soutien*

*Nous remercions profondément et vivement nos amis Imen et Nawel, pour nous avoir accueilli et réservé l'hébergement afin de nous faciliter la prise en charge du stage.*

*Un merci du fond du cœur pour le lecteur de ce manuscrit.*

## Table des matières

<b>Table des matières</b> .....	<b>I</b>
<b>Liste des figures</b> .....	<b>IV</b>
<b>Liste des Tableaux</b> .....	<b>VI</b>
<b>Nomenclature</b> .....	<b>VII</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>1</b>
<b>Introduction générale</b> .....	<b>2</b>
<b>Chapitre I: GENERALITES SUR LES RESERVOIRS DE <i>SHALE GAS</i></b> .....	<b>3</b>
I.1. Introduction .....	3
I.2. Qu'est-ce qu'un réservoir non conventionnel ?.....	3
I.3. Les types des réservoirs non conventionnels de gaz .....	3
I.4. Les critères déterminant la non conventionalité d'un réservoir .....	4
I.5. La différence entre les trois types des gaz non conventionnels.....	4
I.6. C'est quoi le "Shale" ?.....	5
I.7. La formation des réservoirs de shale gas.....	6
I.8. Pourquoi on intéresse au shale gas comme une énergie potentielle importante.....	8
I.9. De quoi il diffère un réservoir de <i>shale</i> ? .....	8
I.9.1. Le mécanisme de stockage dans le <i>shale</i> .....	8
I.9.2. La perméabilité .....	10
I.9.3. La courbe de déclin de la production.....	10
I.9.4. L'hétérogénéité de la formation de shale.....	10
I.10. Classification des réservoirs de shale gas.....	10
I.11. Définition de <i>shale play</i> .....	11
I.12. Etats de lieux des gisements mondiaux de <i>shale gas</i> .....	12
I.12.1. La production mondiale de <i>shale gas</i> .....	13
I.12.2. Le potentiel de shale gas en Algérie .....	14
I.13. Mode d'extraction .....	14
I.14. Impacts environnementaux.....	15
I.15. Conclusion .....	16
<b>Chapitre II: METHODOLOGIE DE CARACTERISATION DES RESERVOIRS DE <i>SHALE GAS</i></b> .....	<b>17</b>
II.1. Etude géologique.....	17
II.2. Etude géophysique .....	17
II.2.1. Le <i>Wide Azimut 3D</i> .....	17

II.2.2. La <i>Microsismique</i> .....	17
II.3. Etude pétrophysique .....	18
II.3.1. Méthodes directes .....	18
II.3.2. Méthodes indirectes (les diagraphies) .....	18
II.3.2.1. Spectrométrie du rayonnement gamma naturel .....	19
II.3.2.2. La résistivité électrique .....	20
II.3.2.3. La diagraphie de densité (gamma-gamma) .....	20
II.3.2.4. La diagraphie neutron .....	21
II.3.2.5. La diagraphie sonique .....	21
II.4. Etude géomécanique .....	21
II.4.1. Propriétés mécaniques des roches .....	22
II.4.2. Transition fragile/ductile .....	22
II.4.3. Propriétés élastiques .....	23
II.5. Etude Géochimique .....	24
II.5.1. La matière organique sédimentaire .....	25
II.5.2. Etude de la matière organique .....	25
II.5.2.1. Les rapports H/C et O/C (diagrammes de Van Krevelen) .....	26
II.5.2.2. Les types de kérogène .....	26
II.5.2.3. Le rapport S/C .....	27
II.5.2.4. Le rapport C/N .....	27
II.5.2.5. L'évolution thermique des MO sédimentaires : du kérogène aux charbons et aux pétroles .....	27
II.5.2.6. Carbone organique total (TOC) .....	28
II.5.2.7. La pyrolyse Rock Eval .....	29
II.5.3. Les informations obtenues d'après les études effectuées sur la matière organique ....	30
II.6. Conclusion .....	31
<b>Chapitre III: ANALYSE DES PROPRIETES CARACTERISANT LA FORMATION FRANSIENNE DU BASSIN D'AHNET .....</b>	<b>31</b>
III.1. Contexte géologique et stratigraphique du bassin d'Ahnet .....	31
III.2. Caractérisation des niveaux de roche mère .....	33
III.2.1. Détermination du pourcentage d'argile .....	33
III.2.2. La délimitation exacte de la formation objectif .....	34
III.2.3. La composition minéralogique .....	35
III.3. Interprétation qualitative des logs de porosité, densité et résistivité .....	36

---

III.4. Interprétation quantitative des caractéristiques géochimiques, pétrophysiques et géomécaniques de la roche mère Frasnienne.....	38
III.4.1. Estimation du TOC .....	38
III.4.1.1. <i>Resultats de Schmocker et TerraTek</i> .....	38
III.4.1.2. Par la méthode diagraphique <i>DELTA LOG R</i> .....	40
III.4.2. Calcul de S2 .....	44
III.4.3. Interprétation des diagraphies composites .....	45
III.5. Conclusion .....	47
<b>Chapitre IV: EVALUATION DES CARACTERISTIQUES DU SHALE GAS DU BASSIN D'AHNET.....</b>	<b>48</b>
IV.1. Les critères minimaux qui conditionnent l'exploitation de <i>shale gas</i> .....	48
IV.2. Evaluation des paramètres du puits de la zone d'Ahnet avec ceux des Etas Unis et avec les critères de seuil désirés.....	50
IV.3. Estimation de coût de développement .....	53
IV.4. Analyse des performances de production de Fayetteville <i>shale</i> .....	56
IV.5. Analyse des performances de production de Haynesville <i>shale</i> .....	57
IV.6. Conclusion .....	58
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>59</b>
<b>Perspectives .....</b>	<b>60</b>
<b>Références Bibliographiques</b>	
<b>Annexe</b>	

## Liste des figures

<b>Figure I-1 :</b> Les hydrocarbures gazeux non conventionnels, modifié d'après IFPEN .....	4
<b>Figure I-2:</b> La passerelle entre les trois types de gaz non conventionnels [18] .....	5
<b>Figure I-3:</b> Roche mère de type shale (argileuse feuilletée), contenant de la matière organique...6	
<b>Figure I-4:</b> Les différents processus de formation de gaz .....	7
<b>Figure I-5:</b> Représentation de différentes formes de stockage de gaz dans le shale en termes de leurs quantités [20] .....	8
<b>Figure I-6:</b> Echelle représente la perméabilité de différents types de réservoirs [27].....	9
<b>Figure I-7:</b> Carte de distribution des bassins de shale oil et shale gas à travers le monde d'après EIA .....	12
<b>Figure I-8:</b> Classement des plus grands pays détenteurs de shale gas .....	13
<b>Figure I-9:</b> Production de gaz de schiste aux Etats-Unis de 1999 à 2014 (en 10 <sup>3</sup> Tcf) d'après EIA .....	13
<b>Figure I-10:</b> Les bassins de shale gas et shale oil en Algérie d'après EIA .....	14
<b>Figure II-1:</b> Imagerie sismique d'un puits a shale gas .....	18
<b>Figure II-2:</b> Les logs de Spectrométrie du rayonnement gamma naturel.....	20
<b>Figure II-3-A:</b> Courbe contrainte déformation pour une roche sous compression modifier d'après Jaeger et al. al.(2007). -B: changements de propriétés physiques d'une roche durant un essai de compression d'après Paterson et Wong(2005).....	23
<b>Figure II-4:</b> Déformation ( $\epsilon$ ) à la rupture en fonction de la pression de confinement ( $P_c$ ) pour des shales et des calcaires d'après [16]. .....	24
<b>Figure II-5:</b> Composition de la MO dans les roches sédimentaires anciennes (modifié d'après Tissot et Welte, 1978).....	25
<b>Figure II-6:</b> Types des kérogènes en fonction des rapports H/C et O/C .....	26
<b>Figure II-7:</b> Les différentes fenêtres de formation des hydrocarbures en fonction de la maturité et la température de formation.....	28
<b>Figure II-8:</b> La pyrolyse Rock Eval [7].....	30
<b>Figure III-1:</b> Sélection d'un play à shale gaz par application méthodes de détection gamma ray spectroscopy (SGR).....	33
<b>Figure III-2:</b> Corrélations stratigraphiques puits à puits [23] .....	34
<b>Figure III-3:</b> Le contenu minéralogique de la zone d'intérêt [23].....	35
<b>Figure III-4:</b> La composition minéralogique dans le niveau de roche mère Frasnienne -a- .....	36
<b>Figure III-5:</b> La composition minéralogique dans le niveau de roche mère Frasnienne -b- .....	36
<b>Figure III-6:</b> Les log de gamma ray, résistivité, porosité, densité [23].....	37
<b>Figure III-7:</b> La relation entre l'abondance de pyrite et la richesse en TOC.....	39
<b>Figure III-8:</b> La méthode de delta log R .....	40
<b>Figure III-9:</b> Log Sonique / Résistivité montrant une séparation $\Delta \log R$ [23] .....	42
<b>Figure III-10:</b> Résultats de TOC calculé pour des différents LOM .....	44
<b>Figure III-11:</b> Détermination graphique du potentiel pétrolier S <sub>2</sub> .....	44
<b>Figure III-12:</b> Courbe relative au potentiel pétrolier et TOC .....	45
<b>Figure III-13:</b> Les différents paramètres caractérisant la roche mère Frasnienne (bassin d'Ahnet) .....	46
<b>Figure III-14:</b> Distribution du module de Young et du coefficient de poisson (voir <b>Tableau B-2</b> ) .....	47

<b>Figure IV-1:</b> Représentation comparative des paramètres (a : net thikness, b : GIP, c : TOC, d : Profondeur) du bassin d’Ahnet VS les bassins d’USA .....	50
<b>Figure IV-3:</b> a- Gradient de température du champ d’Ahnet, b- représentation comparative de température .....	52
<b>Figure IV-4:</b> a- Gradient de pression b- représentation comparative de gradient de pression...	53
<b>Figure IV-5:</b> Propriétés géomécaniques, a- coefficient de poisson, b- module d’Young (voir Annexe B <b>Tableau B-2</b> ).....	53
<b>Figure IV-6:</b> Comparaison de polygone du bassin d’Ahnet avec les polygones des formations choisies .....	55
<b>Figure IV-7:</b> Les performances de production de Fayetteville shale .....	57

## Liste des Tableaux

<b>Tableau I-1:</b> Les différents mécanismes de stockage dans le shale .....	9
<b>Tableau I-2:</b> Classification des types de réservoirs de shale gas .....	11
<b>Tableau II-1:</b> Classification des kérogènes suivant leur composition moléculaire et atomique...	27
<b>Tableau II-2:</b> Classification des roches selon la richesse en carbone organique total .....	29
<b>Tableau III-1 :</b> La distribution de Résistivité, DT sonique, TOC-Schmocker, TOC-Terratek [16] .....	39
<b>Tableau III-2:</b> Les valeurs de TOC calculés par la méthode de delta log R .....	43
<b>Tableau III-3:</b> Classification des roches selon le potentiel pétrolier S2 .....	45
<b>Tableau IV-1:</b> Les paramètres désiré à l'exploitation de shale gas .....	48
<b>Tableau IV-2:</b> Les performances de production de Fayetteville et Haynesville <i>shale</i> [29] .....	57

## Nomenclature

APLC	Array Porosity Limestone Calibrated
BCGA	Basin centred gas accumulation
CBM	Coal bed methane
BCF	Billion cubic feet
CGR	Computed Gamma Ray
DTCO	$\Delta t$ sonique computed
E	Module de Young
EIA	Energy Information Administration
GIP	gas in place
HC	Hydrocarbure
Kh	Perméabilité horizontale
KINT (MD):	Intrinsic Permeability
LOM	Level of Organic Metamorphism units
Md	Millier Darcy
MMCF	Million cubic feet
MO	Matière organique
Mu	module de cisaillement
PEFZ	Facteur photoélectrique
PHI	Effective porosity of kerogen
PR	Poisson Ration
PPM	Pound per million
RHOZ	Densité de la formation
PIGN (%):	Effective Porosity
PIGT (%):	Total Porosity
RLA5	Résistivité Laterolog
PRV	Pouvoir Réflecteur de la Vitrinite
S2	Le potentiel pétrolier
SCF/T	Standard cubic feet per ton
SGR	Spectral Gamma Ray
SCH TOC (%)	Schmoker TOC
SVR	Stimulated Reservoir Volume
S <sub>w</sub>	Saturation en eau

*Nomenclature*

---

SUWI (V/V): water saturation

TCF Trillion cubic feet

TOC Carbone Organique Total

TER TOC (%)TERRATEK TOC

TGAS\_ADSOR (SCF/TON): gaz adsorbé

TGAS\_FREE (SCF/TON): gaz libre

TGAS -TOTAL (SCF/TON): gaz total

Vp/Vs Rapport de vitesse de compression à la vitesse de cisaillement

WT Weight TOC

$\Delta \log R$  Surface de séparation mesurée entre les courbes de résistivité et sonique

## Résumé

Dans ce travail, on a fait une caractérisation des propriétés du *shale gas* de la formation Frasnienne, d'un puits situé dans le bassin d'Ahnet dans le Sahara Algérienne. Notre objectif est basé sur l'interprétation des données diagraphe en utilisant des études géochimiques, géomécanique, pétrophysique, qui contribuent à la détermination des paramètres nécessaires, ces derniers permettent de faire une étude technique comparative entre nos résultats et les critères minimaux déterminant l'exploitabilité d'un réservoir de shale gas d'une part, et d'autre part avec les propriétés de quelques bassins Américains qui sont déjà en production de ce gaz. On a conclu que la formation Frasnienne a des bonnes caractéristiques qui la rendent techniquement exploitable. Economiquement, l'exploitabilité rentable nécessite une technologie locale et un prix de gaz acceptable, le prix actuel rend le développement de ces réservoirs défavorable.

Mots clés : *shale*, matière organique, gaz adsorbé, caractérisation, évaluation

### Abstract

*In this work, we characterize the shale gas properties of the Frasnienne formation that is located in the Ahnet basin of the Algerian Sahara. Our objective is based on an interpretation of the diagraphic data using a geochemical, géomechanic, petrophysic studies that contribute to the determination of the necessary parameters to realize a technical comparative study between our results and the minimal criteria determining the exploitability of a shale gas reservoir from side, the other side with the properties of some American basins which are already in production of this gas. We are concluded that this formation has good characteristics which make it technically exploitable. Economically, the profitable exploitability requires a local technology and an acceptable gas price, the current price turns the development of these reservoirs unfavorable.*

Key words : *shale*, organic matter, adsorbed gas, characterization, evaluation

### ملخص

في هذه المذكرة، قمنا بتحديد الخصائص المميزة للغاز الصخري لمنطقة الأحنات الواقعة في الوسط الغربي من الجنوب الجزائري، وبالضبط الدراسة تتعين على التشكيلة الفرانسية لبئر محفور بهذه المنطقة. هذا العمل يعتمد على تحليل و تفسير المعطيات المسجلة على طول هذا البئر بالاعتماد على دراسات جيوكيميائية، بتروفيزيائية و جيوميكانيكية. نتائج هذه الدراسات تساعدنا في تحقيق مقارنة تقنية، من جهة مع معايير متفق عليها من طرف مختلف الشركات البترولية والتي تحدد الاستغلال الناجح لهذا الغاز، ومن جهة أخرى مع خزانات متواجدة في أمريكا منتجة لهذا الغاز منذ أكثر من 10 سنوات. هدف هذه المقارنة هو تقييم إمكانية استغلال الغاز الصخري في الجزائر في إطار تكنولوجي اقتصادي، أثبتت المقارنة بأن خصائص التشكيلة الفرانسية جيدة مما يجعلها قابلة للاستغلال تقنياً.

كلمات مفتاحية: الصخرة الأم، المادة العضوية، الغاز الممتص، تعيين الخصائص، التقييم

## Introduction générale

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

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

En Algérie, les perspectives économiques qu'offrent les formations argileuses du Frasnien et du Silurien, qui sont classées comme des roches mères de la première classe mondiale. C'est pourquoi en 2009, l'Algérie, par le billet de la Sonatrach, s'est engagée dans des études d'évaluation du potentiel du *shale gas*. Le programme avait pour but l'acquisition des connaissances géoscientifiques nécessaires afin de mieux connaître les ressources en gaz de ces niveaux argileux. Toutes ces études ont permis de conclure que les bassins sédimentaires Algériens pourraient renfermer un grand volume de gaz naturel, techniquement récupérable dans les formations géologiques du Frasnien et du Silurien. L'exploration et l'exploitation de ces ressources permettraient de remplacer et/ou d'augmenter les réserves de gaz en Algérie et de prolonger encore le *peak-oil* de plusieurs dizaines d'années. Cette exploitation se fera dans le strict respect de la réglementation de protection des aquifères et de l'environnement.

Nous rappellerons que ce travail est composé de quatre chapitres. Le premier est consacré à la présentation générale des réservoirs non conventionnels, ensuite nous focaliserons notre propos sur le *shale gas*.

Quant au deuxième chapitre comprend la méthodologie de caractérisation de ces réservoirs.

Le troisième chapitre comporte la localisation et la caractérisation de la formation radioactive Frasnienne, qui est susceptible de contenir des ressources potentielles d'hydrocarbures.

Le dernier chapitre est une évaluation des caractéristiques de puits étudié. On fera une étude comparative entre nos résultats avec les critères de seuil désirés déterminant l'exploitation du *shale gas*, ainsi avec quelques bassins producteurs de shales gas en USA. Afin de prédire à peu près l'avenir technico-économique de cette richesse en Algérie.

## Chapitre I: GENERALITES SUR LES RESERVOIRS DE *SHALE GAS*

### I.1.Introduction

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

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

L'autre part des hydrocarbures produits dans la roche-mère, parfois importante, et de longue durée de vie y sont restés piégés. Les roches-mères, sont très peu perméables et dans lesquelles les hydrocarbures sont disséminés, elles sont longtemps été considérées comme inexploitable. L'extraction des hydrocarbures piégés dans ces roches requiert la mise en œuvre de technologies spécifiques, dites "non conventionnelles" et, les hydrocarbures ainsi extraits sont appelés "hydrocarbures non conventionnels" [19].

### I.2.Qu'est-ce qu'un réservoir non conventionnel ?

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

Les réservoirs non conventionnels nécessitent une stimulation massive, un processus de récupération spécial, et une technologie améliorée. La figure I-1 présente les hydrocarbures conventionnels, non conventionnels et les types de roches qui les contiennent [19].

### I.3.Les types des réservoirs non conventionnels de gaz

Les réservoirs de gaz non conventionnels comprennent les types suivants [2]:

- *Deep gas* (gaz profond).
- *CBM : Coal bed methane* (gaz de charbon).
- *Geopressurized zones* (zones surpressées).
- *Arctic and sub-sea hydrates* (hydrate de méthane).
- *Tight gas* (ultra-compacts).
- *Shale gas* (gaz de la roche mère).
- *BCGA (basin centred gas accumulation)*.

- Le pyramide ci-dessous (Figure I-1) englobe tous les types de réservoirs de gaz, en commençant du sommet par les réservoirs de gaz conventionnels, de bonne ou mauvaise qualité qui sont caractérisés par des petites réserves. Leur développement basé sur des techniques simples, et moins chères. Quand on descend vers le bas, on aura des volumes d'hydrocarbures énormes qui nécessitent une technologie avancée et très coûteuse [18].

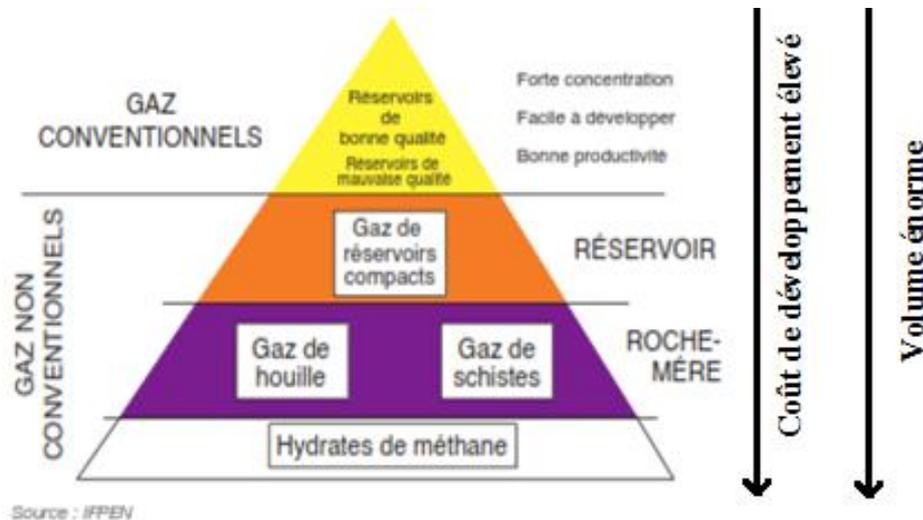


Figure I-1 : Les hydrocarbures gazeux non conventionnels, modifié d'après IFPEN

#### I.4. Les critères déterminant la non conventionnalité d'un réservoir

L'un de ces critères est satisfait pour dire qu'un réservoir soit non conventionnel [18].

- **Réservoirs de faible perméabilité :**
  - o Shales
  - o Tight
- **Double porosité ou réservoirs non consolidés :**
  - o Fractures naturelles élevée de la roche.
  - o Sable non consolidé.
- **Faible mobilité des fluides :**
  - o Pétrole lourd
- **L'affinité des hydrocarbures avec la roche « la mouillabilité »**
  - o CBM
  - o Les hydrates
  - o Oil shale

#### I.5. La différence entre les trois types des gaz non conventionnels

D'après le triangle représenté ci-après (Figure I-2), il y a une passerelle reliant les trois types de gaz qui sont : *CBM*, *shale gas* et le *tight gas* comme suit :

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

- la quantité du gaz adsorbée par la matière organique en *tight gas* est très faible par rapport au *CBM* et le *Shale gas*.
- Le *Shale gas* se caractérise par une teneur en matière organique (MO) faible par rapport au *tight gas* et au *CBM*, ces derniers ont des teneurs en MO moyennes et importantes respectivement [18].

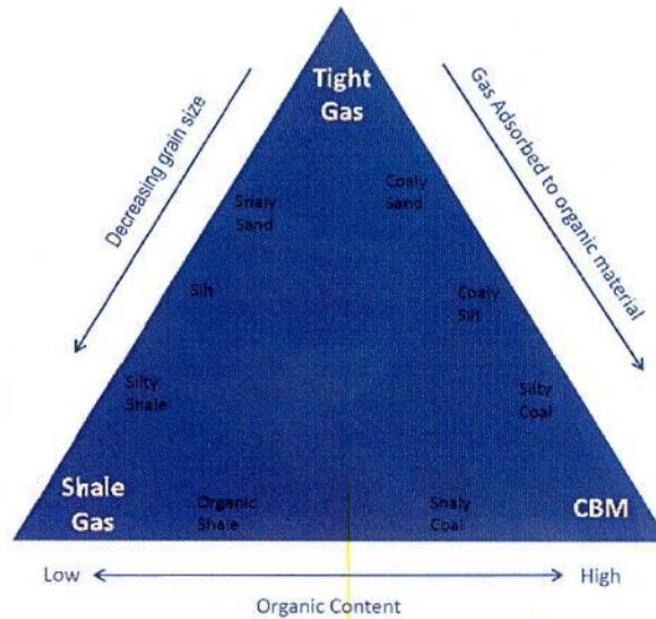


Figure I-2: La passerelle entre les trois types de gaz non conventionnels [18]

### I.6.C'est quoi le 'Shale' ?

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

#### - Définition de Jackson 1997

La définition géologique exacte d'un vrai *shale* est une roche compacte, litée et consolidée avec un volume d'argile > 67% [10].

#### - Définition de Cardot (2007)

Cardot (2007) a défini le *shale gas* comme une roche sédimentaire à grains fins, riche en matière organique contient au minimum 0,5% de TOC [10].

Il est très important de faire la distinction entre un shale et un schiste. Contrairement au shale, le schiste est une roche métamorphique 'haute température' se caractérisant par un aspect feuilleté et donc incapable de renfermer du gaz naturel. Le shale est une roche sédimentaire très répandue sur la planète, ayant une apparence semblable à celle de l'ardoise, il est moins perméable que le béton, il a une porosité très faible. Les *shales* étant des dépôts d'argile et de limon, ils renferment généralement une certaine quantité de matières organiques qui se décomposent, sous l'action de l'élévation de la température et de la pression dues à l'enfouissement [11-13]

- **La composition minéralogique du shale**

L'illite est le minéral le plus abondant dans le shale, ensuite le smectite, kaolinite, chlorite et les autres minéraux. Le quartz est le minéral non argileux le plus abondant dans le shale [10]

- **La couleur**

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

- a- Le shale vert et rouge indiquent que le milieu est réducteur et qu'il y'a une oxydation des minéraux ferreux.
- b- Le Shale noire contient entre 1 et 25 % de Carbone Organique Total (TOC), une quantité importante de pyrite (sulfure de fer) et d'hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S). (Figure I-3)



**Figure I-3:** Roche mère de type shale (argileuse feuilletée), contenant de la matière organique

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

-Sa perméabilité dépend de la taille des grains et sa porosité (degré de compaction) qui est extrêmement faible de quelques micros et nano darcy comme la montre la Figure I-4 [10].

### **I.7. La formation des réservoirs de *shale gas***

Grâce à la précipitation continue et à l'augmentation de la profondeur d'enfouissement, la matière organique subira une série de transformations biologiques. Le type de gaz généré poursuit les conditions dans lesquelles la matière organique est soumise, ce gaz peut être d'origine biogénique ou thermogénique

**a. Le gaz thermogénique,** exige que : la roche mère soit épaisse, le type, la quantité et la maturité de la matière organique doivent être présents.

-La formation du gaz sec (méthane) thermogénique par craquage (procédure catalytique ou chimique utilisé pour simplifier les molécules de la matière organique) des hydrocarbures

précédemment formés et du kérogène résiduel. L'évolution de la matière organique en fonction de la Température peut se décomposer comme suit :

- Une évolution à température ambiante entre (10-30 °C) dans les sols, lacs, eaux fluviales, marines et océaniques.
- Une évolution diagenétique (au sens de van Krevelen) jusqu'à 80°C sous l'effet de l'enfouissement et du gradient géothermique.
- Une évolution catagénétiques (120 °C en fin de catagenèse), c'est une fenêtre à l'huile, et métagénétiques (environ 200°C en fin de métagenèse) résulte par l'augmentation de l'enfouissement de la formation de shale, fenêtre à gaz sec.

**b. Le gaz biogénique** est le gaz généré à faible profondeur par dégradation biochimique à l'interface eau-sédiment, où la MO subit principalement une action biologique. C'est durant cette phase que se forme notamment le méthane biogénique, qui est lié à l'action des bactéries méthanogènes, cette phase est dite : la diagenèse [6-10].

La figure ci-dessous représente les différents processus de formation du gaz (Figure I-5).

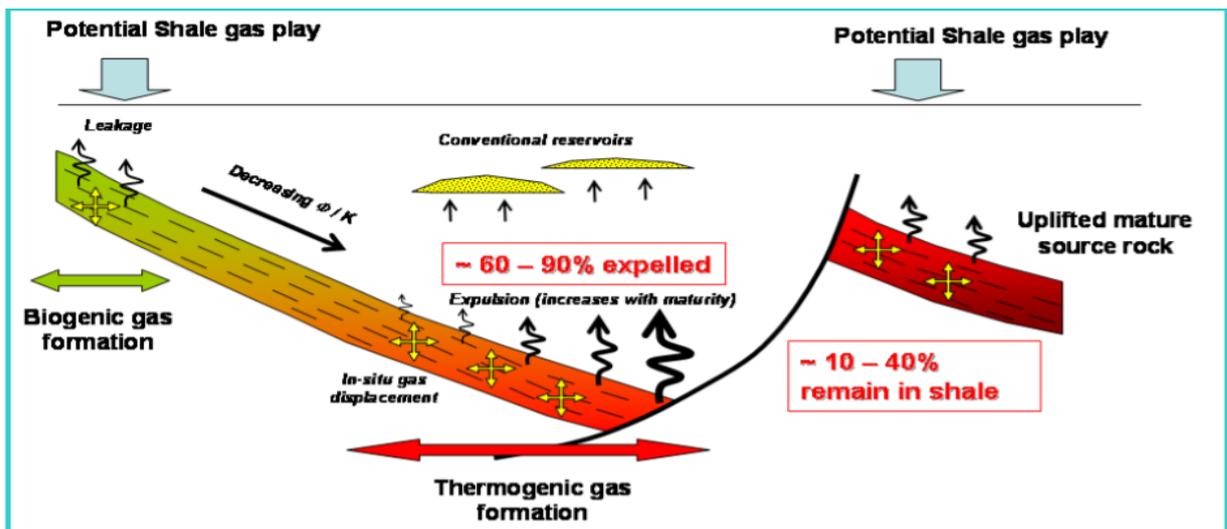
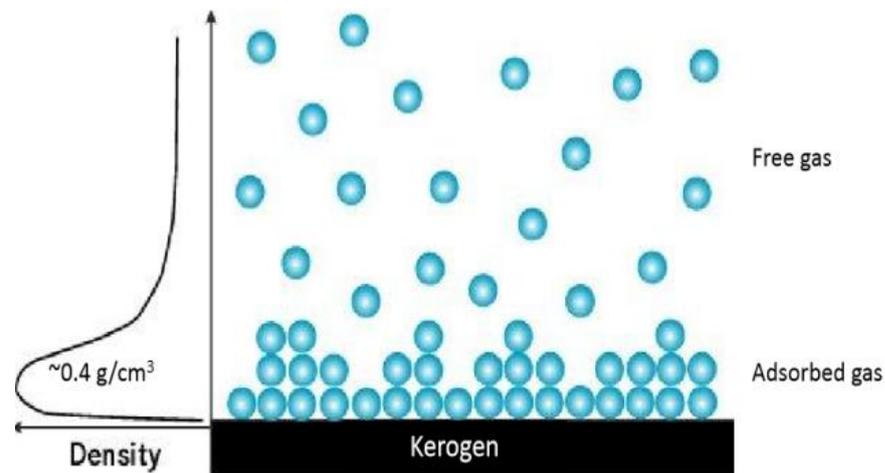


Figure I-5: Les différents processus de formation de gaz

Une part du gaz généré est retenue dans le *shale*. On l'y trouve sous trois formes:

- 1) Un gaz libre logé dans les espaces interstitiels et les fractures.
- 2) Un gaz adsorbé, électriquement fixé à la matière organique et à l'argile, la proportion de phase adsorbée dans les pores de la matière organique dépend de la taille des pores qui est de l'ordre de nanomètre. Plus les pores ont un faible diamètre, plus la proportion de la phase adsorbée qu'ils peuvent emmagasiner est grande (Annexe A-1).
- 3) le gaz dissous dans la matière organique, cette dernière forme est négligeable en terme de quantité (Figure I-6).



**Figure I-6:**Représentation de différentes formes de stockage du gaz dans le shale en termes de leurs quantités[20]

### **I.8.Pourquoi on intéresse au shale gas comme une énergie potentielle importante**

Récemment le monde cherche à exploiter les hydrocarbures contenus dans le shale, puisque certains de ces formations ont :

- Un potentiel de production d'hydrocarbures énorme.
- Un déclin de production très lent,
- Le shale offre une récupération ultime importante,
- Le coût d'exploration modéré, un succès formidable par rapport aux autres ressources non conventionnelles comme le tight gaz. [10]

### **I.9.De quoi il diffère un réservoir de *shale* ?**

Les réservoirs de *shale* sont caractérisés par différentes textures, compositions et plusieurs propriétés pétrophysiques que les réservoirs conventionnels. Ces réservoirs sont caractérisés encore par une forte hétérogénéité, significativement une faible perméabilité, une quantité importante de matière organique et mécanismes de stockage multiple qui contrôlent l'écoulement de fluide [10].

#### **I.9.1.Le mécanisme de stockage dans le *shale***

Dans les réservoirs conventionnels, le stockage du gaz est assuré par la porosité de la matrice par contre dans le *shale gas* cela présente l'un parmi plusieurs mécanismes compliqués de stockage (*Tableau I-1*).

Tableau I-1: Les différents mécanismes de stockage dans le shale

Stockage	Description
La porosité primaire de la matrice de shale Ecoulement de Darcy contrôlé par la perméabilité horizontale Kh.	L'espace intergranulaire de la matrice de shale
La porosité secondaire des fractures	Des fractures naturelles connectées entre elles ou non connectées
Microporosité Ecoulement de Darcy et de désorption	Structure des pores 1-200nm dans les grains des minéraux et les grains organiques
Porosité laminaire des couches épaisses Ecoulement de Darcy contrôlé par Kh	Porosité intergranulaire conventionnelle contenu dans le sable, des couches de dolomie...
Porosité laminaire des couches ultra minces Ecoulement de Darcy contrôlé par Kh	Comme la porosité conventionnelle mais plus mince 1-200 mm ou moins
Ecoulement d'Adsorption / désorption contrôlé par la pression de Langmuir (voir Annexe A)	quantité du gaz adsorbé par la matière organique et par l'argile généralement inférieur à 50%

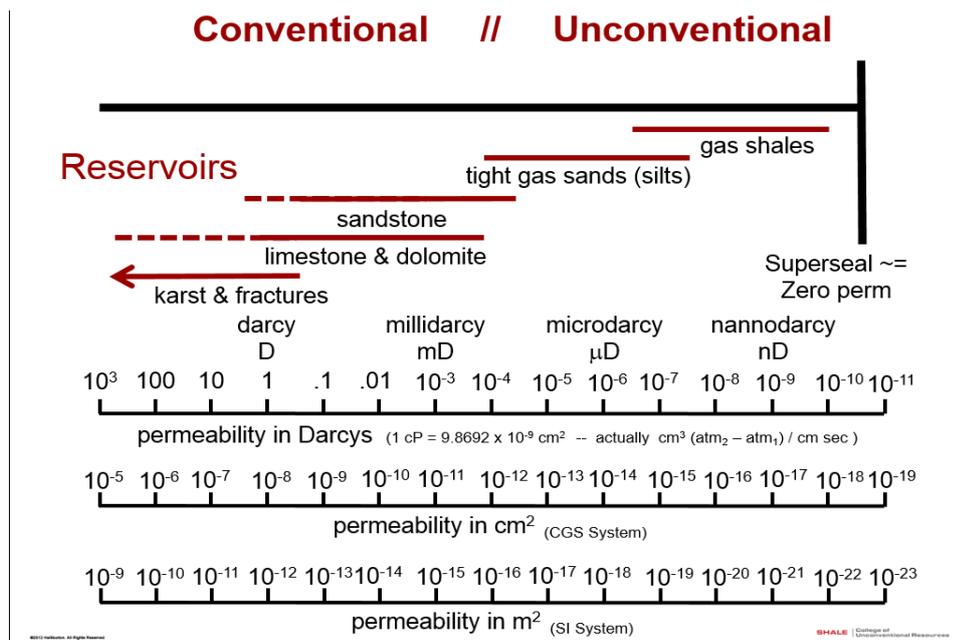


Figure I-7: Echelle représente la perméabilité des différents types de réservoir [27]

### **I.9.2.La perméabilité**

La perméabilité de shale est très faible, généralement elle est de l'ordre de 0.0001 à 0.001 mda (Figure I-7). La perméabilité de gaz dans la matière organique peut être supérieure à celle de la matière inorganique et cela améliore la perméabilité dans le shale gas (Wang et Gale, 2009).

### **I.9.3.La courbe de déclin de la production**

De nombreuses études montrent que la production d'un puits dans une couche de shale gas s'effectue au cours du temps selon un profil hyperbolique : la production initiale résulte de l'extraction du gaz libre contenu dans les fractures et dans les pores naturels, avec la chute de pression, la production décline fortement, le gaz adsorbé est extrait par désorption. La production est faible mais avec un taux de déclin réduit et elle peut donc être maintenue sur une longue période

Puisque les réservoirs conventionnels de gaz ne contiennent que du gaz libre dans les pores on aura une chute rapide de production, donc une durée de vie très courte de puits par rapport aux shales [3-17].

### **I.9.4.L'hétérogénéité de la formation de shale**

Grâce aux changements survenue pendant la déposition, le shale exploitable apparait généralement sous forme des couches minces, laminaires, qui peuvent englober différentes lithologies et minéralogies ce qui génère une hétérogénéité à celles-ci. Un réservoir conventionnel et une roche mère (*shale gas*) ne réagissent pas de la même manière à la fracturation hydraulique. Le premier, parce qu'il est homogène, a tendance à générer une fracture « franche » et qui se propage dans un seul plan. Le second, est très hétérogène, il produit des réseaux de fissures selon des chemins beaucoup plus complexes. La variabilité verticale de sa minéralogie et l'existence de fissures naturelles font que la fracturation hydraulique se propagera dans plusieurs plans.

### **I.10.Classification des réservoirs de shale gas**

En basant sur les litho-types et les mécanismes de production, les formations de *shale gas* peuvent groupées en quatre types :

**Tableau I-2:** Classification des types de réservoirs de shale gas

Classification	Description	Mécanisme de production
Type 1	Un <i>mudstone</i> (carbonate+ 10% d'argile), organique fracturé. Forte teneur en matière organique.	La production est assurée Par : - Fracture/Microporosité - Par désorption (voir l'Annexe A)
Type 2	Des couches minces de sable assemblées avec un shale riche en matière organique.	Production par la matrice de sable mince.
Type 3	Un <i>shale</i> noire riche en matière organique.	Production à travers la désorption de gaz.
Type 4	Combinaison entre les trois types.	Production par : - Désorption - Matrice - Fractures

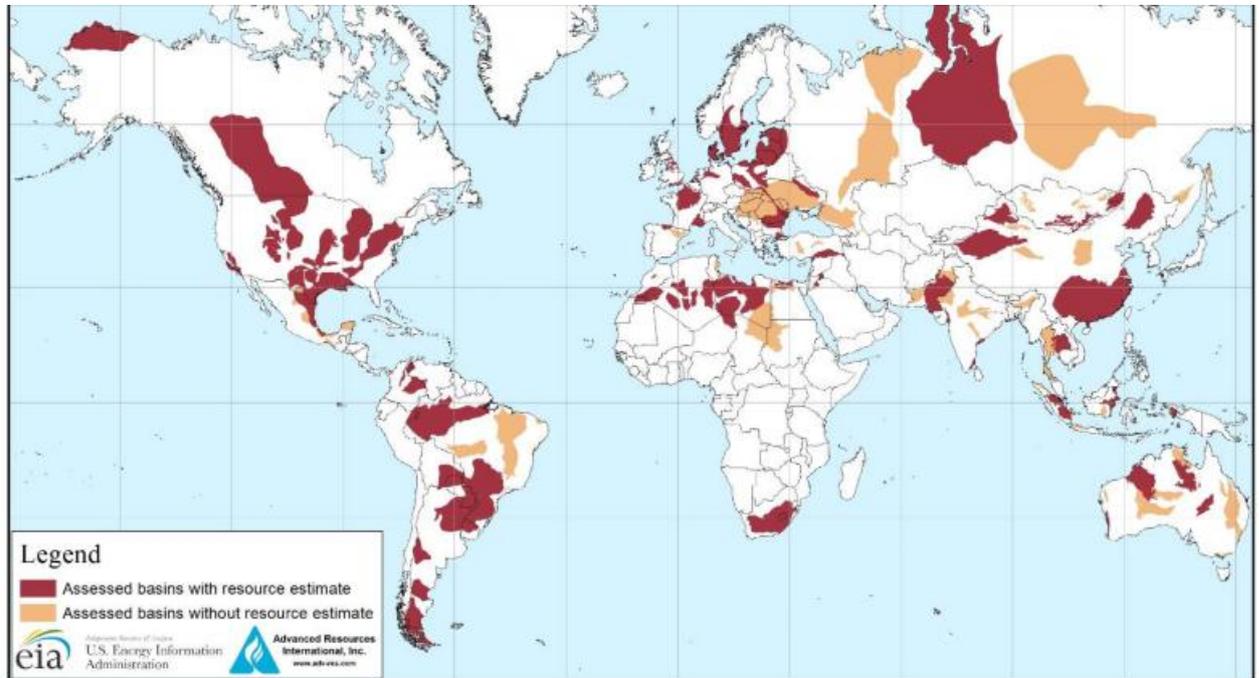
### I.11. Définition de *shale play*

Pour qu'un réservoir de *shale* soit productif et exploitable (dit un *play*), il doit avoir des caractéristiques suffisantes dans le but d'obtenir une rentabilité économique convenable sous la technologie disponible. Une série d'exigences fondamentales devraient être prises en considération :

- La composition minéralogique.
- La matière organique.
- La maturité thermique (voir chapitre 2).
- La pression des pores.
- Les fractures naturelles.
- La perméabilité.
- La quantité du gaz en place (libre + adsorbé).
- La fragilité (voir chapitre 2).
- L'épaisseur de la couche productrice.

## I.12. Etats de lieux des gisements mondiaux de shale gas

Selon le rapport annuel de l'EIA (U.S. Energy Information Administration) de 2013, les réserves mondiales (ou ressources récupérables par la technologie actuelle) du gaz de roche-mère sont estimées à 206700 milliards de m<sup>3</sup> soit environ 30% des réserves mondiales en gaz naturel. Elles se répartissent sur 41 pays (Figure I-8)[8].



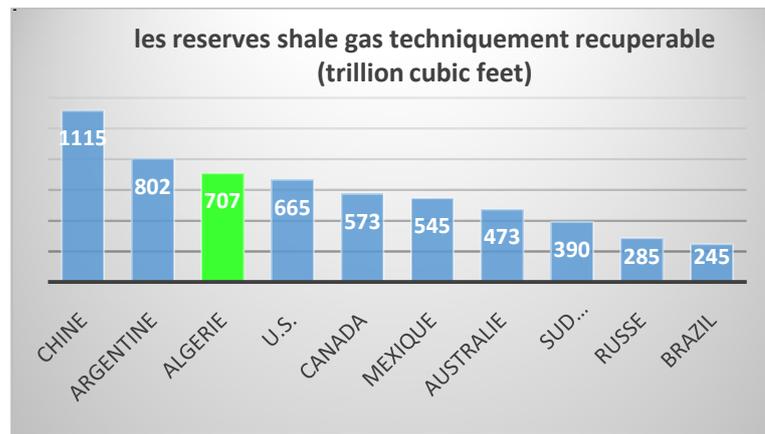
**Figure I-8:** Carte de distribution des bassins de shale oil et shale gas à travers le monde d'après EIA

La figure (Figure I-8) montre la localisation des bassins et des régions analysés, Les zones représentées en rouge indiquent les ressources mondiales de *shale gas* et *shale oil* déjà estimées et qui sont techniquement récupérables.

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

La Chine, l'Argentine, l'Algérie et les Etats-Unis dans cet ordre, seraient les plus gros détenteurs mondiaux. De nombreux pays n'ont pas encore réalisé la prospection ou n'ont pas communiqué leurs chiffres (Figure I-9).

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

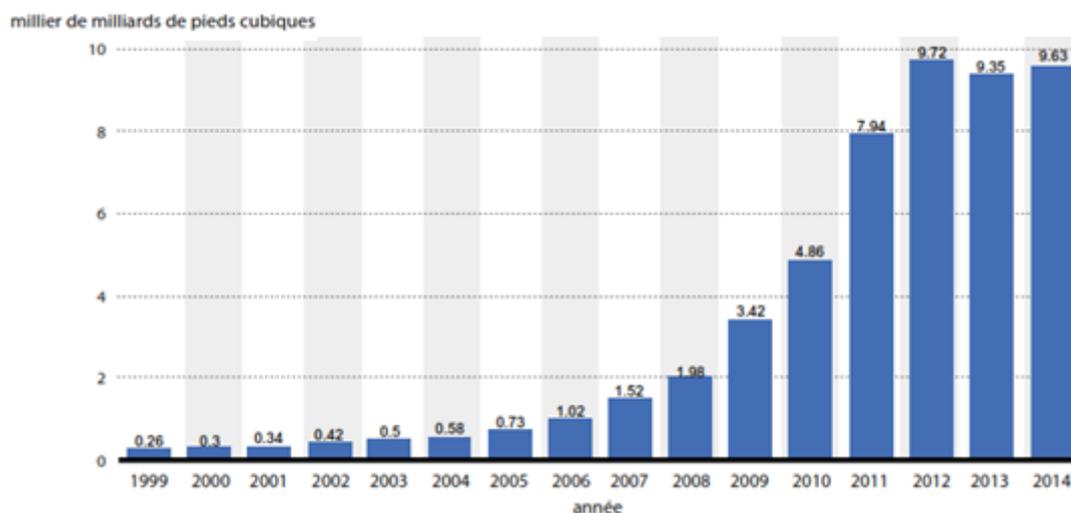


**Figure I-9:** Classement des plus grands pays détenteurs de shale gas

### I.12.1. La production mondiale de *shale gas*

A ce jour, trois pays produisent le *shale gas* à l'échelle commerciale : les Etats-Unis, Canada et la Chine. Aux Etats-Unis, le *shale gas* a été produit commercialement pour la première fois en 1998. En 2005, la production atteignait 730 milliards de pieds cubes par an, soit 4 % de la production totale du gaz naturel. En 2014 ce chiffre est accru à 9350 milliards de pied cubes/an, soit 39% de la production totale de gaz du pays. La

Figure I-10 montre l'évolution de la production jusqu'en 2014. On remarque une stagnation de la production du *shale gas* pour les trois dernières années qui est probablement due au déclin des gisements les plus productifs (Barnett, Haynesville...) et à la chute du prix du gaz, ces facteurs freinent l'exploration de nouveaux puits, le coût des forages devenant prohibitif par rapport aux bénéfices escomptés [24].



**Figure I-10:** Production de gaz de schiste aux Etats-Unis de 1999 à 2014 (en 10<sup>3</sup>Tcf) d'après EIA

À l'échelle du continent africain, les réserves en *shale gas* représentent le double de celles du gaz conventionnel. En Algérie, sept bassins d'hydrocarbures non conventionnels ont été identifiés, l'Algérie représente 52% des réserves techniquement récupérables de *shale gas* en Afrique [8-24].

### I.12.2. Le potentiel de *shale gas* en Algérie

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

L'Algérie a deux grandes formations de *shale*, le Silurien Tannzruft *shale* et le Dévonien Fransian *shale*, ce pays compris 7 bassins : Tindouf, Timimoune, Reggan, Ghadames/Berkine, Illizi, Mouydir et le Bassin de l'Ahnet, comme les montre la figure ci-dessous. Ces bassins contiennent environ 3419 Tcf du gaz en place, la quantité techniquement récupérable est estimée à 707 Tcf, soit 20% du volume totale en place [8-15].

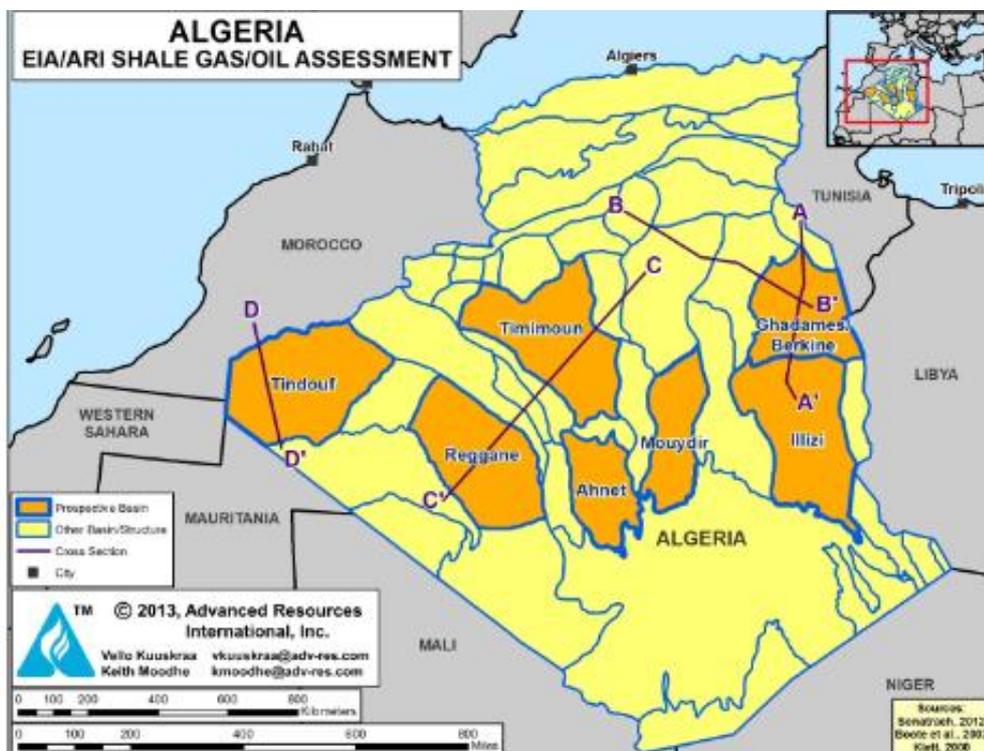


Figure I-11: Les bassins de shale gas et shale oil en Algérie d'après EIA

### I.13. Mode d'extraction

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

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

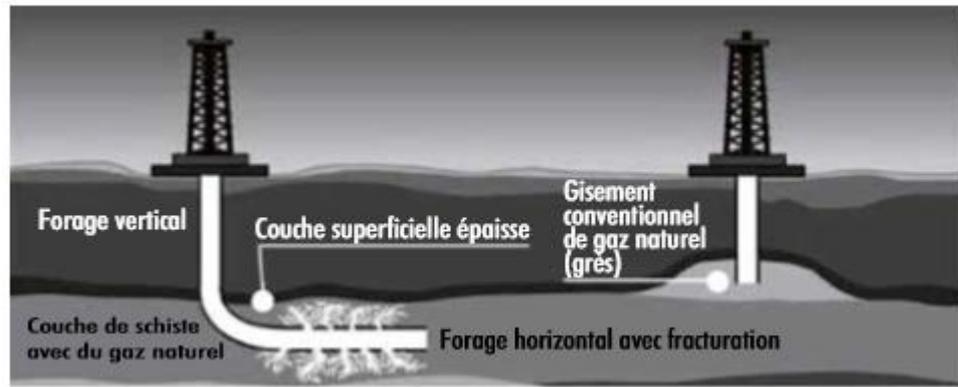


Figure I-12: Forages conventionnel et non conventionnel [24]

### I.14.Impacts environnementaux

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

- Occupation de surface : l'exploitation nécessite un réseau de pistes et plateforme de forage très denses.
- Le volume d'eau utilisé par la fracturation est trop élevé par rapport aux autres besoins, L'exploitation des *shales gas* par fracturation hydraulique nécessite l'injection de fluide, sous pression de 600 bars, de grandes quantités d'eau (une moyenne de 15000 m<sup>3</sup> par puits), de composants chimiques et de sable.
- La contamination des nappes aquifères, En cas de fuite au cours de fracturation, soit par la mauvaise cimentation des couches aquifères, soit par extension des fractures. les produits chimiques peuvent s'infiltrer dans les nappes phréatiques souterraines (cas du Texas), qui peut résulter une pollution des eaux potables
- Les *shales* contiennent de métaux lourds et éléments radioactifs. La fracturation peut conduire à leurs libérations et à leurs remontées à la surface.
- Pollutions des sols suite aux rejets en surface.[2]

## **I.15. Conclusion**

Le *shale gas* est simultanément une roche mère et une roche réservoir de basse qualité riche en matière organique, contient du gaz libre et adsorbé, qui est d'origine biogénique ou thermogénique. Leur développement nécessite une fracturation hydraulique *multi-stage*, pour créer une perméabilité artificielle suffisante qui est sensible à la minéralogie et les propriétés pétrophysiques de la roche.

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

## Chapitre II: METHODOLOGIE DE CARACTERISATION DES RESERVOIRS DE *SHALE GAS*

La caractérisation d'une formation de *shale gas* nécessite la compréhension des paramètres intéressants à l'évaluation des réservoirs de shale gas, ainsi de savoir les méthodes utilisées pour obtenir ces paramètres lesquelles sont cités dans les études suivantes :

### II.1. Etude géologique

Avant d'entreprendre des études géophysiques sur le terrain, il est nécessaire de déterminer les formations géologiques susceptibles de générer et de renfermer des hydrocarbures. Pour cela, plusieurs données existantes sur le terrain en prospection seront utilisées telles que : les cartes, les photos aériennes et satellitaires. Cette étude a pour but de circonscrire les zones ayant une forte possibilité de renfermer des hydrocarbures [14].

### II.2. Etude géophysique

L'analyse géophysique sert à déterminer la profondeur des couches de subsurfaces, l'épaisseur et les propriétés des roches. Ces méthodes géophysiques comprennent : la gravimétrie, la magnétique et la sismique. Cette dernière est largement utilisée parce qu'elle donne des informations plus utiles sur les structures rocheuses. En particulier, les pièges capables de contenir le pétrole et le gaz.

Dans le shale gas, on utilise des techniques sismiques avancées tel que *Wide Azimut 3D* et la *microsismique* [14].

#### II.2.1. Le *Wide Azimut 3D*

Le *Wide Azimut 3D* permet de déterminer la propagation des stress dans la formation, à l'aide des données géomécaniques, cette technique permet d'améliorer l'orientation du drain horizontal qui devrait être perpendiculaire au stress maximal. Ainsi cette technique nous aide à valoriser le coût de stimulation après la prédiction de la densité des fractures naturelles, et leurs orientations dans la formation à l'aide des mesures des variations des vitesses des ondes sismiques [12].

#### II.2.2. La *Microsismique*

L'analyse *Microsismique* est une technique utilisée pour vérifier les premières fracturations dans une zone et affiner les résultats des modèles de fracturation. Un suivi à l'aide de traceurs de fluide s'effectue généralement par ordinateur, ou en utilisant l'expérience locale et spécifique du volume de fracturation, débit et autres facteurs pour atteindre les objectifs de hauteur, de largeur, de longueur ou de complexité de la fracturation afin d'éviter la contamination des eaux contenues dans les couches phréatiques. La *microsismique* est effectuée dans un puits voisin, auquel on veut fracturer [12]. Son objectif consiste à :

- ✓ concevoir une fracturation qui restera dans la zone productrice.
- ✓ développer le contact maximal avec la formation productrice.
- ✓ réaliser un débit maximal d'hydrocarbures et un débit minimal d'eau produite.

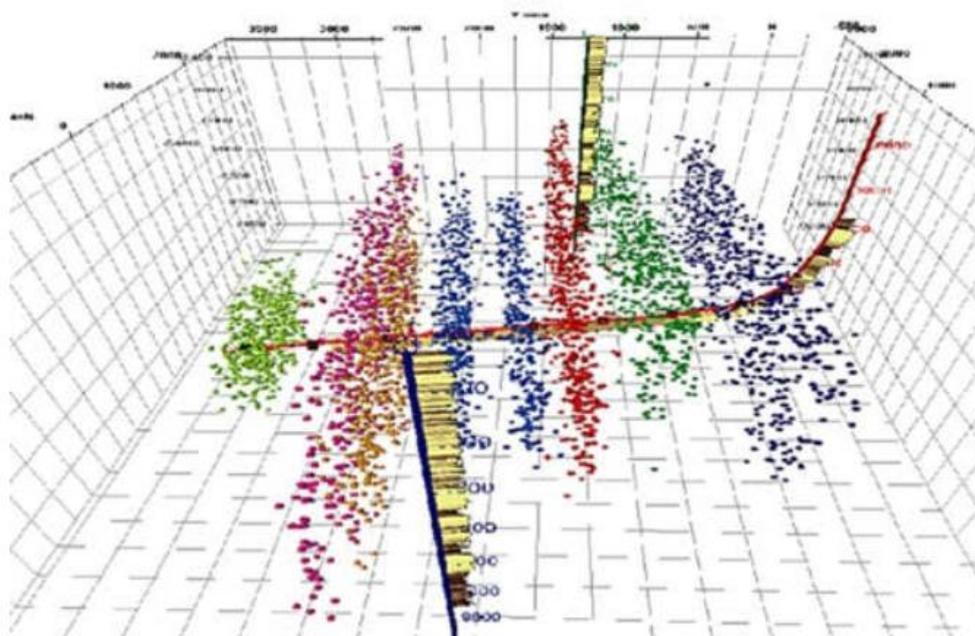


Figure II-1: Imagerie sismique d'un puits à shale gas

### II.3. Etude pétrophysique

Après la circonscription des secteurs susceptibles de renfermer du gaz par des études géologiques et géophysiques, les forages d'exploration débutent. Ces derniers permettent de réaliser des essais de production, dans le but d'évaluer le potentiel de récupération du gaz contenu dans les shales. De plus, les forages d'exploration sont nécessaires pour recueillir des échantillons et des données complémentaires et précises sur le sous-sol.

En exploration pétrolière, la connaissance des caractéristiques pétrophysiques fait appel à plusieurs disciplines (méthode directe et méthode indirecte).

#### II.3.1. Méthodes directes

Afin d'obtenir des résultats exacts sur les formations souterraines. Un ensemble des carottes représentatives sont étudiées dans laboratoire par des appareils adéquats, les résultats obtenus seront interprétés au moyen des ordinateurs. L'analyse des carottes permettent de mesurer plusieurs paramètres pétrophysiques qu'on les utilise pour confirmer les données obtenues par des diagraphies et donc améliorer l'interprétation et le choix des zones d'intérêt.

#### II.3.2. Méthodes indirectes (les diagraphies)

Une interprétation fiable nécessite l'acquisition des données diagraphiques composites qui sont : la spectrométrie du rayonnement gamma naturel, la résistivité électrique, litho-densité, neutron et sonique.

### II.3.2.1. Spectrométrie du rayonnement gamma naturel

L'exploitation des diagraphies de la radioactivité gamma SGR (*Spectral Gamma Ray*) qui mesure la radioactivité provenant de chaque élément (Potassium, Thorium, Uranium), et gamma calculé CGR (*conventional Gamma Ray*) qui mesure la radioactivité totale de la formation. Chacun des deux (SGR, CGR) sont exprimés en unités API (Figure II-2).

La présence des éléments radioactifs dans les formations géologiques, est souvent en relation directe avec la minéralogie ou la lithologie. Comme la présence d'Uranium est un indicateur de la présence de la matière organique [25].

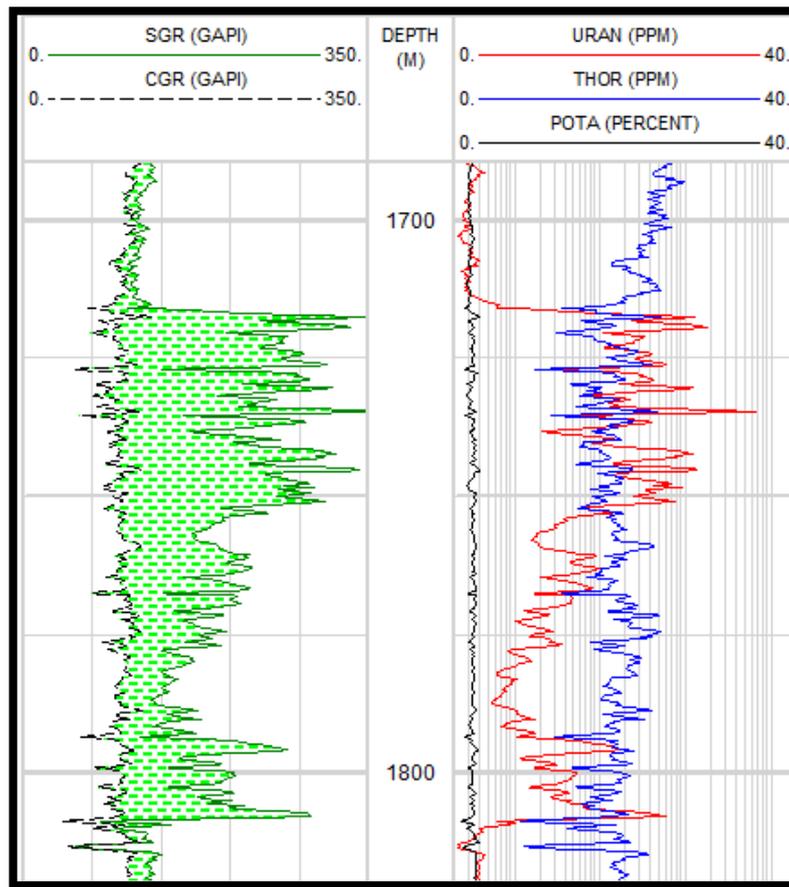
Les spectres relatifs aux teneurs en éléments radioactifs respectivement, U, Th et K indiquent que le potassium est l'élément le plus abondant parmi les trois éléments radioactifs naturels, sa concentration est beaucoup plus élevée et peu variable le long de la zone enregistrée, il est mesurée en poids pourcent, alors que l'Uranium et le Thorium sont mesurés en ppm (Figure II-2).

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

La valeur de la radioactivité minimale dans le shale doit être supérieure à 150 gAPI.

En effet, cette spectrométrie gamma ray mesure donc :

- la radioactivité naturelle des formations ;
- Il permet de mettre en évidence les formations argileuses normalement compactées et sous compactées ;
- Le pourcentage d'argile contenu dans une formation et de faire corrélation puits à puits.



**Figure II-2:** Les logs de Spectrométrie du rayonnement gamma naturel [23]

### II.3.2.2. La résistivité électrique

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

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

La valeur de la résistivité minimale dans le shale doit être supérieure à 15 Ohm.m [20].

### II.3.2.3. La diagraphie de densité (gamma-gamma)

Elle permet de mesurer la densité des roches, par l'envoi des rayons gamma dans la formation. L'absorption de ces rayons est en fonction du nombre d'électrons percutés par les rayons gamma (effet Compton). Plus la formation est dense, plus les rayons gamma sont absorbés. Il est utilisé avec le sonique pour déterminer l'impédance acoustique. La densité électronique que l'on mesure est proportionnelle à la densité de la formation, qui et dépend de la densité de la matrice,

la porosité et de la densité des fluides remplissant les pores. La densité de shale est inférieure à  $2.57\text{g/cm}^3$

La densité des hydrocarbures surtout celle du gaz est inférieure à celle de l'eau, ce qui fait que la même formation remplie du gaz apparaît beaucoup plus légère que si elle était saturée en eau [20]

#### **II.3.2.4. La diagraphie neutron**

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

#### **II.3.2.5. La diagraphie sonique**

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

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

### **II.4. Etude géomécanique**

Le potentiel de production du play sera principalement contrôlé par ses propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité naturelle) ainsi que par la pression des pores. Ces attributs déterminent la qualité du SVR (*stimulated reservoir volume*), le SVR est une partie du réservoir stimulée par la fracturation hydraulique, elle est même conditionnée par trois attributs principaux :

- le champ de contraintes,
- le réseau de fractures naturelles,
- la fragilité de la roche.

Une cartographie fiable de ces deux qualités à l'aide d'attributs pertinents devrait permettre de forer davantage le puits dans la zone *Sweet Spot* « *Sweet Spot* : On dit qu'un réservoir *sweet spot* lorsque la combinaison des attributs géologiques est optimale [16].

### II.4.1. Propriétés mécaniques des roches

Les roches sont caractérisées par :

- **Le module de Young (E)** : Exprime la rigidité d'un matériau, il est caractérisé par la pente de la courbe  $\sigma = F(\epsilon)$ . L'augmentation du module de Young, implique une diminution de la largeur de la fracture et augmentation de la longueur de cette dernière.

- **Le coefficient de poisson ( $\nu$ )** : Coefficient sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre) et la variation de la dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur), lorsque l'échantillon est soumis à une compression.

$$\gamma = \frac{\Delta d/d}{\Delta l/l} \quad \text{II-1}$$

- **Le module de cisaillement (G)** : exprimé par :

$$G = E/2(1 + \nu) \quad \text{II-2}$$

Avec :

**E** : module de Young.

**$\nu$**  : Coefficient de poisson.

### II.4.2. Transition fragile/ductile

Le comportement des roches argileuses évolue d'un comportement cassant à ductile en fonction de la température et de la pression de confinement (la pression nécessaire pour fracturer la roche) ainsi la composition minéralogique. Les valeurs de pression de confinement à la transition fragile/ductile tendent à être d'autant plus élevées que les roches ont des grains fins ou moins purs.

Des études montrent que pour la majorité des roches argileuses, à température ambiante, pour des pressions de confinement inférieures à 20 MPa, le comportement de la majorité des roches argileuses est plastique (II-3-A). Ce comportement présente :

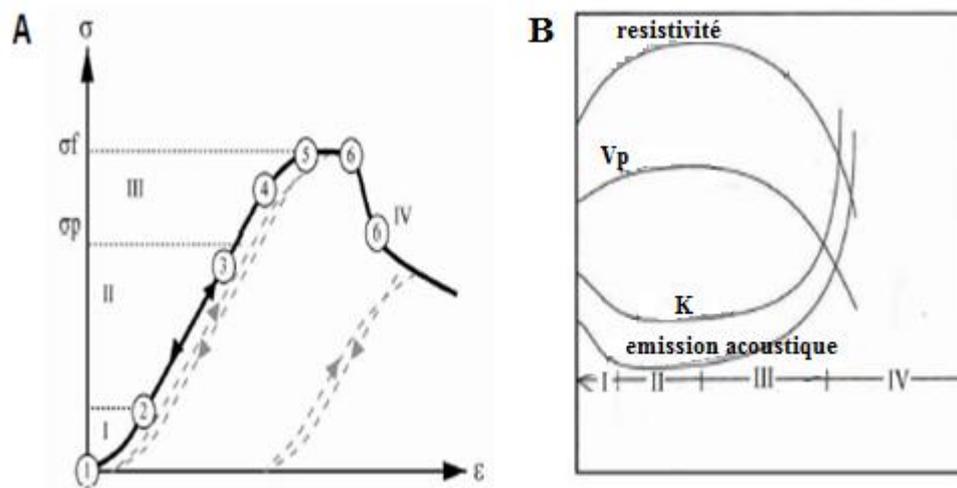
La phase I : dite de serrage, la relation entre les contraintes et les déformations n'est pas linéaire, Cette phase est associée à une diminution de la perméabilité et à une augmentation de la vitesse des ondes P et de la résistivité électrique (Figure II-3-B). Ce comportement a été interprété comme étant dû à une fermeture des microfractures préexistantes, et les déformations associées sont en partie réversibles, puisque ces microfractures s'ouvrent plus ou moins à nouveau lors d'une décharge.

La phase II : la déformation est toujours réversible et évolue linéairement avec la contrainte (Figure II-3-A). Les paramètres physiques sont assez stables et l'émission acoustique est faible

(Figure II-3-B). Cette phase est principalement attribuée à une déformation élastique des grains de la roche et l'activité sur les microfractures est faible.

Durant la III phase : la relation entre les contraintes et les déformations perd sa linéarité et la pente de la courbe diminue (Figure II-3-A). Cette phase est associée à une augmentation de la perméabilité, une diminution de la vitesse des ondes P et de la résistivité ainsi un changement volumique important.

Lorsque la contrainte atteint une valeur seuil ( $\sigma_f$ ) sur la Figure (Figure II-3-A), l'échantillon se fracture macroscopiquement. Au-delà de ce seuil, il est possible de définir le comportement post-rupture. La contrainte diminue plus ou moins brutalement durant cette phase [16].



**Figure II-3-A:** Courbe contrainte déformation pour une roche sous compression modifier d'après Jaeger et al. al.(2007). -B: Changements de propriétés physiques d'une roche durant un essai de compression d'après Paterson et Wong(2005).

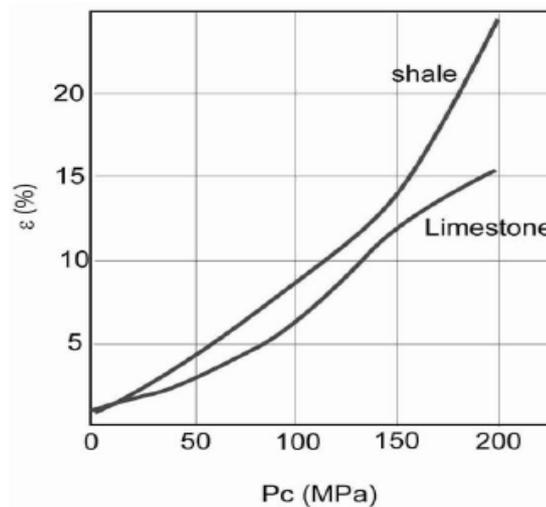
### II.4.3. Propriétés élastiques

Il faut noter que la phase non linéaire de la roche argileuse permet une accumulation importante de déformations plastiques ( $\approx 50\%$  de la déformation totale) avant la rupture. Cette déformation plastique peut-se traduire par du plissement et du tassement qui précéderaient la fracturation. D'après la bibliographie la différence de déformation totale à la rupture est inférieure à 10% entre les calcaires et les shales.

- Le module d'Young des roches argileuses est deux à quatre fois plus petit que celui des roches carbonatées. Ces valeurs varient légèrement suivant le type de roches argileuses, elles diminuent légèrement avec la saturation en eau de la roche et augmente avec la teneur en calcite donc la diminution de la pression de confinement. D'autres études réalisées indiquent que les roches argileuses sont anisotropes. Cette anisotropie est liée à l'orientation préférentielle des feuillets d'argiles dans le plan de stratification. La valeur de module de Young est isotrope et il

est maximal dans les directions parallèles au plan de stratification et minimale dans la direction perpendiculaire à la stratification.

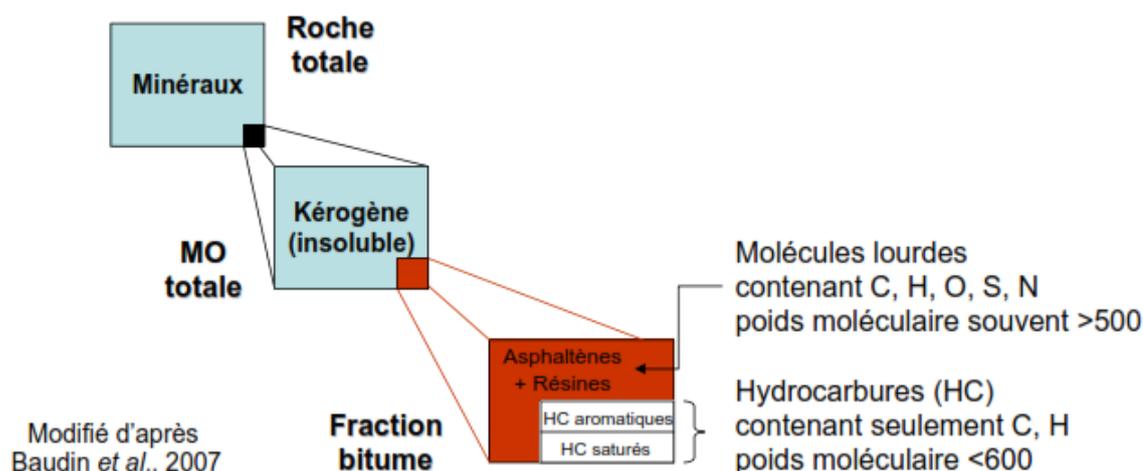
- Le coefficient de Poisson des roches argileuses est en moyenne légèrement plus faible que celui des roches carbonatées. Sa valeur varie peu selon le type de la roche. Les valeurs moyennes sont présentées sur la Figure II-4: **Déformation ( $\epsilon$ ) à la rupture en fonction de la pression de confinement ( $P_c$ ) pour des shales et des calcaires d'après [16]**. Le coefficient de Poisson est indépendant de la minéralogie, il augmente légèrement avec la saturation en eau de la roche et avec la pression de confinements.



**Figure II-4:** Déformation ( $\epsilon$ ) à la rupture en fonction de la pression de confinement ( $P_c$ ) pour des shales et des calcaires d'après [16].

## II.5. Etude Géochimique

La caractérisation des réservoirs de *shale gas* nécessite une étude géochimique, à partir de laquelle on détermine plusieurs paramètres indispensables pour l'évaluation de ces réservoirs. La géochimie est l'étude de la répartition des éléments chimiques dans les roches et les minéraux, de leur origine et de leur comportement au cours des phénomènes géologiques. Elle applique toutes les lois, tous les concepts de la chimie. La géochimie s'intéresse aux processus de formations planétaires.



**Figure II-5:**Composition de la MO dans les roches sédimentaires anciennes (modifié d'après Tissot et Welte, 1978).

### II.5.1.La matière organique sédimentaire

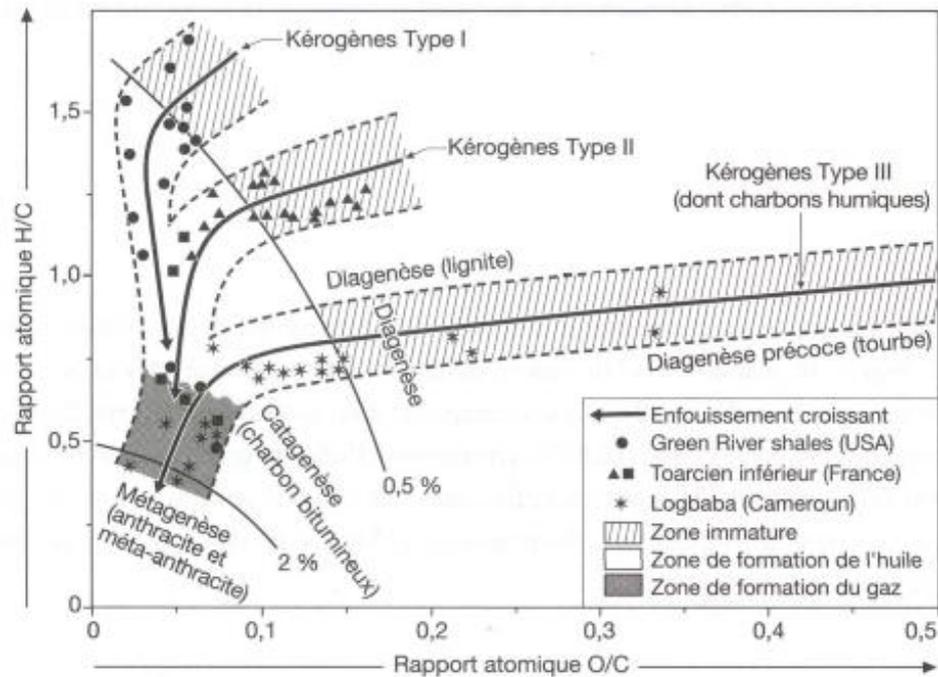
La matière organique (MO) accumulée dans les sédiments provient de la décomposition à différents degrés d'organismes vivants. Toutefois seule une petite fraction des débris initiaux se retrouve dans les sédiments (en général moins de 1% en poids et rarement plus de 5%) et la répartition spatiale de cette MO est très hétérogène. C'est dans les roches à grain fin peu perméables, telles que les argiles, les marnes, les calcaires à grain fin, que la MO a tendance à s'accumuler. La MO sédimentaire est constituée de deux fractions : une fraction soluble dans les solvants organiques, cet extrait est appelé bitume (pétrole particulièrement lourd et qui ne coulera que s'il est chauffé), et une fraction insoluble qui est appelée kérogène (voir le prochaine titre). Le kérogène représente la plus grande partie de la MO sédimentaire, 95% en moyenne (Figure II-5 [26]).

### II.5.2.Etude de la matière organique

L'étude de la matière organique sédimentaire est réalisée au moyen de diverses méthodes citées ci-dessous.

- 1) Des méthodes pétrographiques
- 2) Des méthodes spectroscopiques
- 3) Des méthodes élémentaires :

La dernière méthode nous permet de faire l'analyse de la composition en C, H, O, N, S, Fe, de la MO, Elle permet une caractérisation globale (origine et degré d'évolution). Le calcul des rapports H/C, O/C et  $S_{org}/C$  ( $S_{org}$  : soufre organique) permet de caractériser le type de la MO et son degré de maturité comme les montre les diagrammes de Van Krevelen (Figure II-6).



**Figure II-6:** Les types des kérogènes en fonction des rapports H/C et O/C

### II.5.2.1. Les rapports H/C et O/C (diagrammes de Van Krevelen)

La composition élémentaire des kérogènes consiste à reporter le rapport atomique H/C en fonction de celui d'O/C dans un diagramme de Van Krevelen du nom du spécialiste des charbons qui l'a proposé dans les années 1960. Selon leur origine, les kérogènes se répartissent en quatre catégories.

### II.5.2.2. Les types de kérogène

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

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

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

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

remanié ou très oxydé. Ces types de gisements ne constituent aucun gisement d'intérêt économique, comme représente le tableau ci-dessous [7].

**Tableau II-1:** Classification des kérogènes suivant leur composition moléculaire et atomique

Type MO	Origine		H/C	O/C	Structures chimiques
<b>I</b>	Planctons, Algues	Lacustre	1.5	0.1	-Chaine aliphatiques hydrocarbonées -Peu de structures cycliques
<b>II</b>	Biomasse planctonique	Marin	1.3	0.15	-Chaine aliphatiques moins longues -Structure cycliques et aromatiques plus importantes que dans le type I
<b>II-S</b>					-Teneur élevé en soufre (8-14%).
<b>III</b>	Végétaux supérieurs	Terrestre	0.7-0.9	0.3-0.4	-Structure aromatique -Beaucoup des fonctions oxygénées.

### II.5.2.3. Le rapport S/C

Le rapport atomique S/C permet d'estimer l'intensité des processus de sulfuration naturelle qui sont intervenus au cours de la formation des kérogènes.

Dans certains cas, les kérogènes présentent une teneur en soufre organique ( $S_{org}$ ) très importante, ils sont caractérisés par un rapport atomique  $S_{org}/C \geq 0,04$ . Ils ont été différenciés en type I-S, type II-S et type III-S.

### II.5.2.4. Le rapport C/N

Le rapport atomique C/N est un indicateur d'origine de la MO dans les sédiments récents.

Les plantes terrestres vasculaires (riches en cellulose) ont un rapport  $C/N > 20$ .

Les plantes marines (riches en protéines) ont un rapport  $4 < C/N < 10$ .

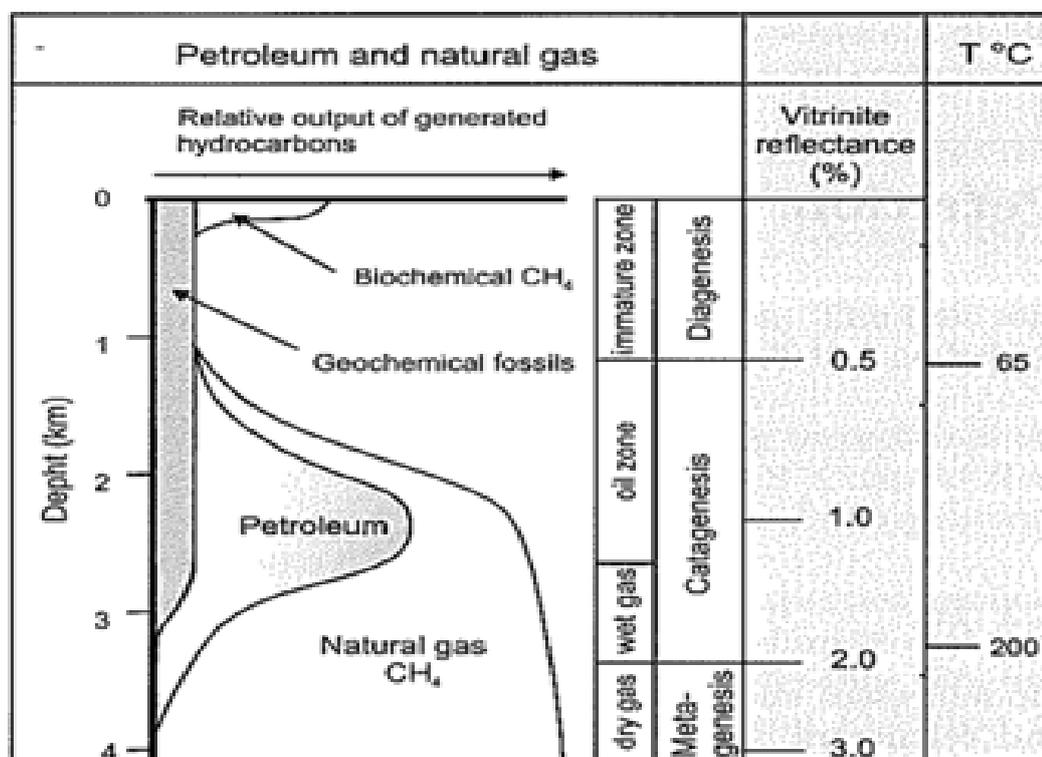
### II.5.2.5. L'évolution thermique des MO sédimentaires : du kérogène aux charbons et aux pétroles

#### Notion de maturité des roches mères

Le niveau de maturité est l'un des paramètres clés dans l'évaluation du potentiel pétrologène d'une roche mère. Il donne une indication sur le degré d'évolution thermique de la MO. Le degré de la maturité est en fonction de temps, de température et de la profondeur. Il existe plusieurs approches pour évaluer le niveau de maturité d'une roche mère, tel que : la Tmax de la pyrolyse rock-Eval (procédure détaillé ci-dessous).

### L'influence de la maturité sur le type d'hydrocarbures produit

La matière organique peut être mature ou immature, suivant les conditions de pression et de température sous lesquelles elle soumise. La génération de pétrole et du gaz est lente au début. Au commencement, huile est le produit principal, mais à des maturités plus élevées la génération de pétrole se dégrade et la génération du gaz augmente (Figure II-7).



**Figure II-7:** les différentes fenêtres de formation des hydrocarbures en fonction de la maturité et la température de formation [27].

#### II.5.2.6. Carbone organique total (TOC)

La teneur en Carbone organique total (TOC) permet de qualifier le potentiel roche-mère (richesse en matière organique), Selon la littérature, la quantité minimale de TOC que doit contenir une roche pour être qualifiée de roche mère à huile est de 0,5 wt% [4-16]. Pour la majorité des auteurs, elle s'établit au moins de 1 wt%, alors que d'autres la situent à 1,5 wt %, sous 0,5 wt%, on peut considérer qu'une roche est essentiellement pauvre ou stérile.

La teneur en TOC diminue avec la maturation thermique, la nature même de la matière organique est aussi un facteur qui contrôle son potentiel pétrolier.

La teneur élevée en matière organique associée au *shale* est un bon indicateur du potentiel d'hydrocarbures des roches mères, elle est caractérisée par une résistivité élevée avec une certaine porosité apparente sur *log analysis*.

La richesse en carbone organique total a permis d'établir une classification des roches :

**Tableau II-2:** Classification des roches selon la richesse en carbone organique total

Carbone organique total (TOC) [%]		Classification
Argiles	Carbonates	
<0.50	< 0.25	Roche très pauvre
0.50 - 1.00	0.25 - 0.50	Roche pauvre
1.01 - 2.00	0.51 - 1.00	Roche moyennement riche
2.01 - 4.00	1.01 - 2.00	Roche riche
> 4.01	> 2.01	Roche très riche

#### **II.5.2.7. La pyrolyse Rock Eval**

La méthode Rock-Eval a été conçue et développée à l'Institut français du pétrole (IFP) au milieu des années septante pour évaluer la qualité pétrolière des roches fondées sur la pyrolyse de leur contenu carboné.

La méthode consiste à chauffer environ 100 mg de roche broyée sous courant de gaz inerte (hélium). La pyrolyse débute par un isotherme à 300°C puis se poursuit avec une augmentation de température de 25°C/min jusqu'à 600°C (*Figure II-8*).

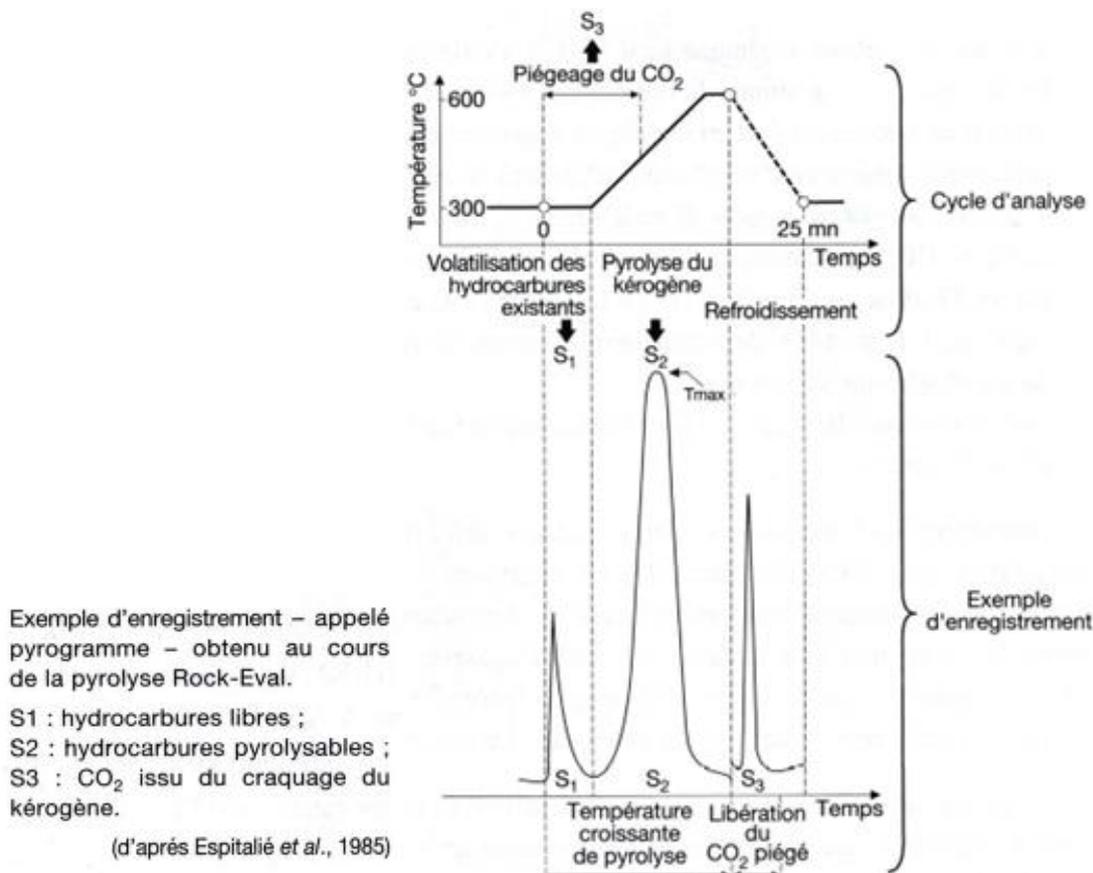


Figure II-8: La pyrolyse Rock Eval [7]

- Ce cycle d'analyse de 45 minutes fournit les paramètres suivants :
- A 300°C, les hydrocarbures libres, soit ceux déjà présents dans la roche sont volatilisés (pic S1). leur quantité est exprimée en milligramme d'hydrocarbures par gramme de roche (mg/g).
- Dans l'intervalle 300-600°C, les composés hydrocarbonés lourds sont volatilisés (pic S2). La détection des produits libérés se fait par ionisation de flamme. La quantité de produits hydrocarbonés issus du craquage du kérogène, soit la quantité totale d'hydrocarbures.
- Le dioxyde de Carbone (CO<sub>2</sub>) issu du craquage du kérogène est piégé jusqu'à 390°C, puis détecté lors du refroidissement du four (pic S3) [7].

La Tmax est la température du four atteinte au sommet du pic S2 soit au moment du maximum de production des hydrocarbures. Ce paramètre est un indicateur du degré de maturation de la MO (Figure II-8).

### II.5.3. Les informations obtenues d'après les études effectuées sur la matière organique

- **La teneur en Carbone Organique Totale (TOC)** : exprimée en pourcentage mesuré de l'échantillon. C'est la somme du carbone pyrolysé et du carbone organique résiduel.
- **Le potentiel pétrolier de la roche** qui correspond à S1+S2 est exprimé en mg d'hydrocarbures par gramme de roche ou plus communément en kg HC / t

- **L'indice d'hydrogène**  $IH = (S2/TOC) \times 100$  en mg HC/g TOC. Cet indice a la même signification que le rapport H/C vu précédemment
- **L'indice d'oxygène**  $IO = (S3/TOC) \times 100$  en mg CO<sub>2</sub>/g TOC, comparable au rapport O/C du kérogène.

## **II.6. Conclusion**

La réalisation des études géophysiques, pétrophysiques, géomécaniques, géochimiques permettent d'obtenir les paramètres déterminants les propriétés d'une formation de *shale gas* et les éléments qui conditionnent l'existence d'éventuelles accumulations d'hydrocarbures.

La connaissance des caractéristiques, notamment géomécaniques et géochimiques aident à déterminer respectivement :

- la possibilité et le mode d'exploitation de la roche.
- la teneur en matière organique et le potentiel pétrolier.

La caractérisation de notre cas d'étude dans le chapitre suivant sera basée sur ces études.

## Chapitre III: ANALYSE DES PROPRIETES CARACTERISANT LA FORMATION FRASNIENNE DU BASSIN D'AHNET

L'objectif principal de ce chapitre est de faire une caractérisation des niveaux de la roche mère Frasnienne d'un puits (AHP) situé au bassin d'Ahnet pour réussir la sélection d'un *play* à *shale gas* par l'application des méthodes indirectes complétées et confirmées par les analyses directes.

### III.1. Contexte géologique et stratigraphique du bassin d'Ahnet

La zone d'étude, le bassin de l'Ahnet Gourara est situé dans la partie centre-occidentale du Sud algérien, couvre une superficie de 121 164 km<sup>2</sup> et constitue l'un des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne les plus prometteurs en gaz sec (Figure III-1). Après les 150 forages qui ont été réalisés dans la zone, la Sonatrach a permis de mettre en évidence 45 accumulations de gaz sec, de tailles très variées, de 1 à 250 BCM, avec un potentiel prouvé en gaz estimé à 760 BCM, des réserves possibles de plus de 600 BCM. Seulement l'ère primaire (le Paléozoïque) susceptible de contenir la roche mère riche en matière organique. Il se subdivise en périodes (voir l'annexe B) qui sont de la plus ancienne à la plus récente :

- I- Successions cambro-ordoviciennes (épaisseur 800 à 1000m), se subdivise en trois unités.
- II- Silurien (épaisseur 430 a 800 m), est caractérisé par une sédimentation argileuse appartenant à un milieu marin. Le Silurien basal est caractérisé par le dépôt d'argiles noires à graptolites riches en matière organique (environ 70m d'épaisseur). Elles se sont mises en place sous des conditions anoxiques. La partie supérieure des « Argiles à Graptolites » est appelée « zone de passage ».
- III- Dévonien : il est représenté par une sédimentation à caractère continental et marin et se compose de :

-**Dévonien inférieur** (épaisseur 240 à 490 m): ses systèmes incluent des environnements fluviaux,

-**Dévonien moyen** (épaisseur 90 à 180 m) : La sédimentation biochimique devient nettement prédominante vers le haut, traduisant l'augmentation continue du niveau de la mer.

-**Dévonien supérieur** : Les successions du Dévonien supérieur se sont développées dans des conditions marines. La création de sous-bassins anoxiques au début du Frasnien favorisant la mise en place d'une deuxième série argileuse radioactive, qui constitue la seconde roche mère génératrice d'hydrocarbures dans la région. Les dépôts marins profonds continuent leur mise en place jusqu'au Strunien. Les étages de Devonien supérieur sont :

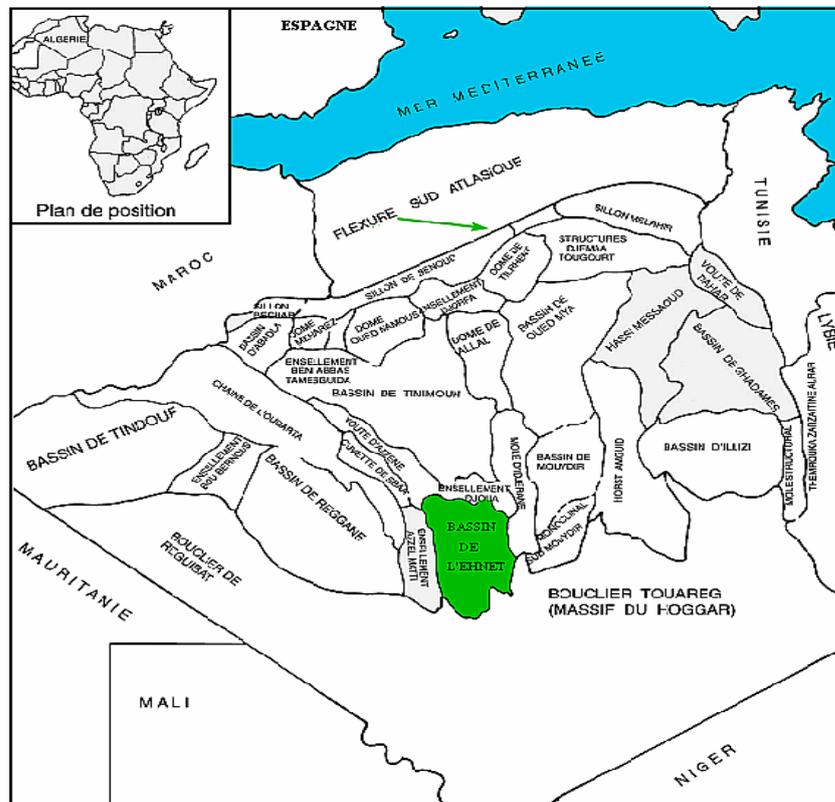
*Frasnien* (épaisseur 460 m): C'est une formation argileuse avec généralement à sa base des passées de calcaires micro cristallins riches en fossiles.

**Famménien** (épaisseur 1000 m): Il est caractérisé par des dépôts argileux avec quelques fines passées de calcaire.

**Strunien** (épaisseur 300 m): Il est caractérisé par des alternances de grès fins à très fins silico-quartzitiques et d'argiles fossilifères.

**Carbonifère** : Le Carbonifère est largement érodé sous la Discordance Hercynienne et n'est préservé qu'en partie centrale de l'Ahnet.

- Le paléozoïque a une épaisseur de plus de 3000 m. Le bassin de l'Ahnet est un bassin sud direction nord 'Gourara' où son importance dépasse 4000m. Les structures du bassin prennent la forme de grands, allongés anticlinaux et les dômes formés à la suite de la compression tectonique, comme indiqué sur la section ci-contre du nord au sud (voir l'annexe B),



**Figure III-1:** Carte géologique montrant les différents éléments structuraux et la position du bassin de l'Ahnet.

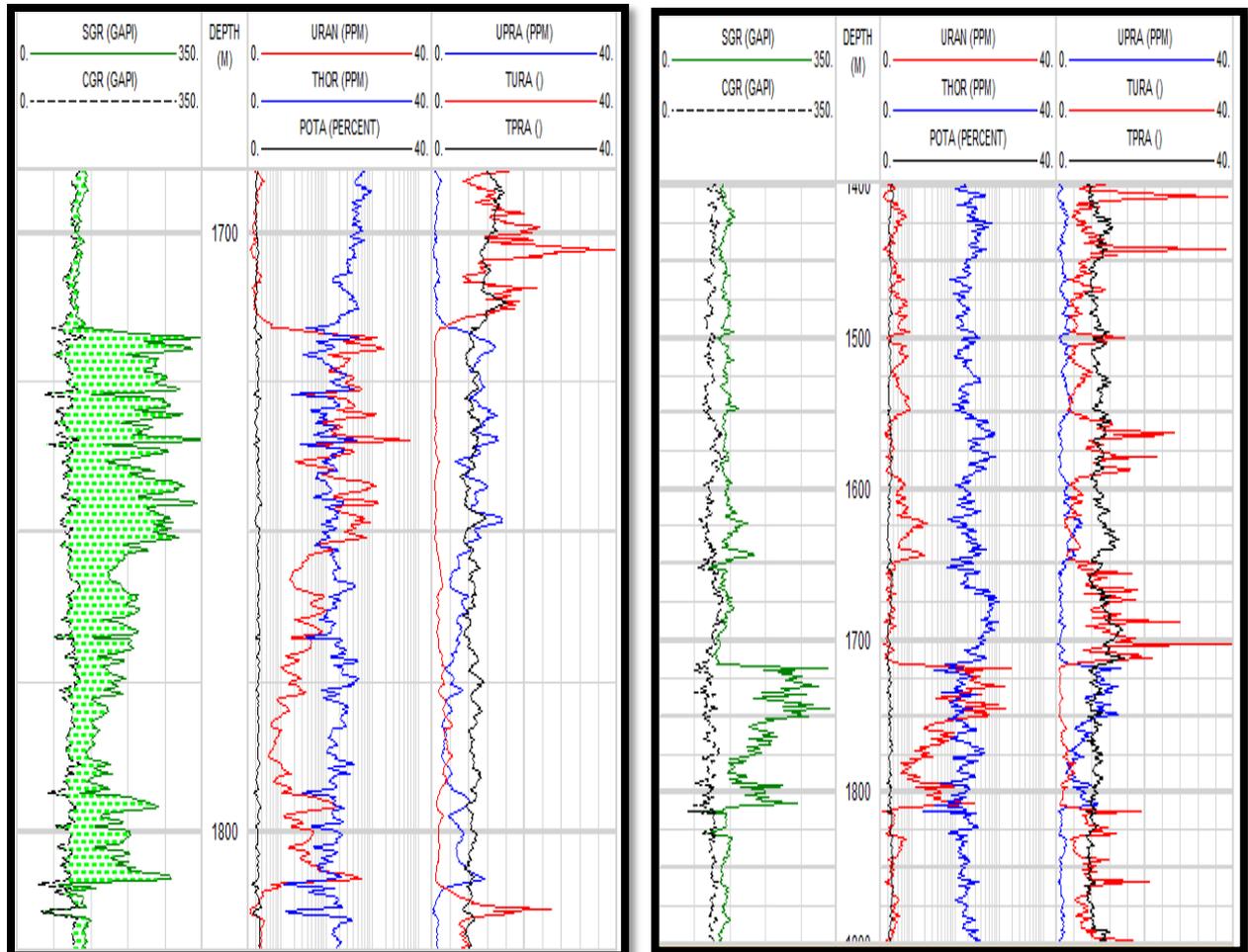
Le système « AHNET » est considéré comme le système pétrolier le plus important de la province centrale, en raison du volume de gaz généré. En excluant la contribution du champ de Hassi R'mel, ce système renferme plus de 35% du gaz découvert dans la plateforme saharienne.

Les analyses et modélisations géochimiques ont montré que les principales roches mères dans la région, correspondent aux argiles du Silurien basal, et aux niveaux du dévonien supérieur

'Frasnien'. Des sources secondaires peuvent également exister dans l'Ordovicien, dans la partie médiane du Silurien, et dans les argiles carbonatées du Dévonien moyen.

## III.2.Caractérisation des niveaux de roche mère

### III.2.1.Détermination du pourcentage d'argile



**Figure III-2:** Sélection d'un play à shale gaz par application méthodes de détection gamma ray spectroscopy (SGR)

D'après l'enregistrement ci-dessus (Figure III-2), on remarque qu'il y a une augmentation de la valeur de SGR le long de l'intervalle [1715-1810m], cette zone inclut deux sous-intervalles à radioactivité différente. L'un est situé dans la partie supérieure [1715- 1752m], il est marqué par une forte radioactivité de 270gAPI, l'autre occupe l'intervalle [1752- 1810m], il est plus épais, de valeur de SGR moins élevé que le premier, environ 210gAPI. La radioactivité de ces deux parties est considérée suffisante, elle est supérieure à 150gAPI. Pour cela, on les prend comme un seul banc [1715- 1810m], où la réponse radioactive est un bon indicateur de la richesse en argile. Par analogie à la colonne stratigraphique, cette épaisseur est une formation Frasnienne du dévonien.

L'enregistrement montre une augmentation remarquable d'Uranium par rapport aux autres éléments radioactifs, dont leur répartition moyenne est comme suit : l'Uranium marque une valeur de 20 ppm, le Thorium est de 17 ppm et un pourcentage négligeable de Potassium.

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

La valeur moyenne du rapport Th/U est 0.9, Ce qui implique que la formation des hydrocarbures est effectuée dans un milieu marin sous condition anoxique ( $Th/U < 2.5$  : voir chapitre 2 page 18). Correspond souvent à un faciès caractérisé par des niveaux sombres, laminés, riches en matière organique marine planctonique.

### III.2.2. La délimitation exacte de la formation objectif

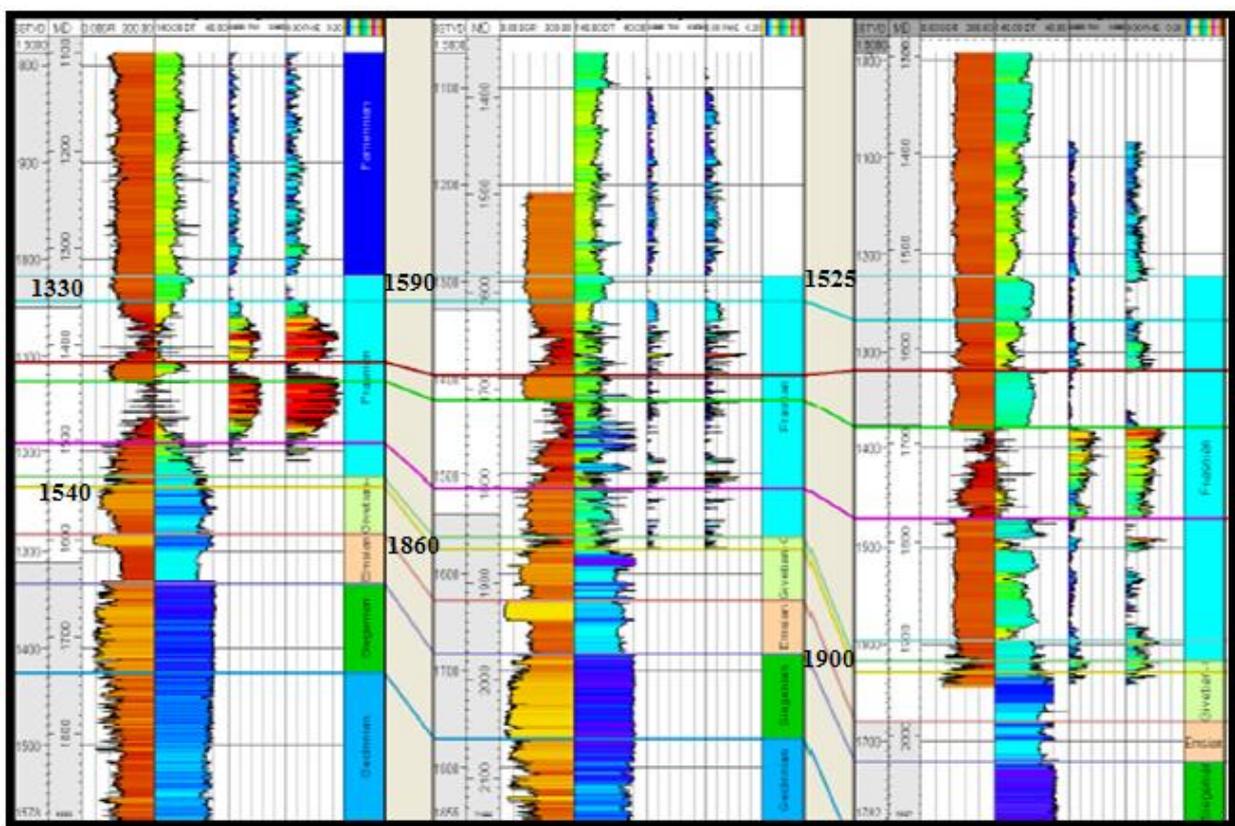


Figure III-3: Corrélation stratigraphique puits à puits [23]

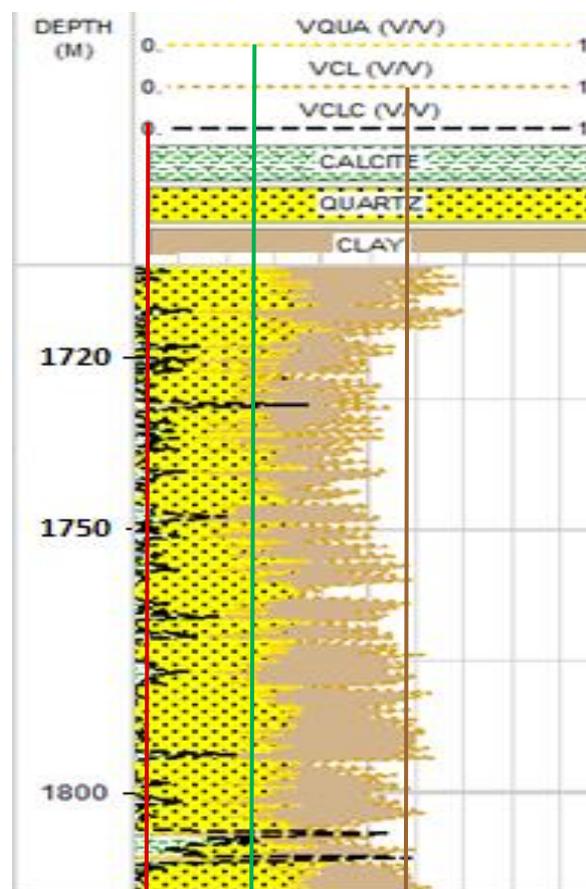
La corrélation stratigraphique puits à puits Figure III-3 montre qu'il y a une évolution dans l'épaisseur de la formation Frasnienne, située à des différentes profondeurs, et dans un intervalle allant de 1330 à 1600m. Quand on déplace de l'ouest vers l'est, cette augmentation d'épaisseur est accompagnée par une variation latérale de faciès.

A partir de cette corrélation et à l'aide de la réponse du SGR (Ur, Th/U), la zone ciblée est située au milieu du Frasnienne dite *hot shale*, qui doit être riche en matière organique et de bonne classe.

### III.2.3. La composition minéralogique

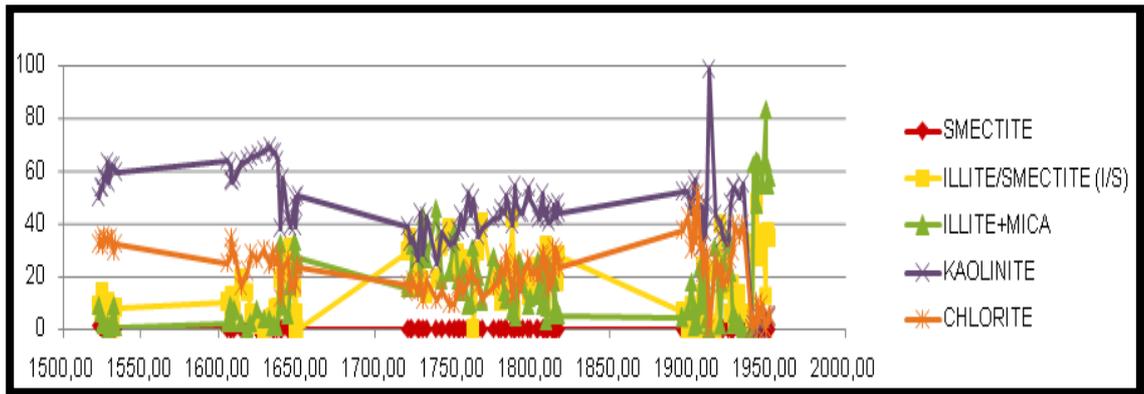
La composition minéralogique est un paramètre essentiel pour déterminer l'exploitabilité d'un réservoir de *shale*, puisque la minéralogie détermine la réponse de la formation à la fracturation hydraulique. L'analyse effectuée sur les carottes afin de déterminer leur composition nous donne le log (Figure III-4).

La formation objectif Frasnienne est composée de constituants non argileux (quartz, calcite), et des minéraux argileux (illite, smectite, montmorillonite). On a fait une estimation des valeurs moyennes des minéraux constituant la roche par la projection montrée sur le log suivants, on remarque que l'argile est le composant majeur de la formation avec un pourcentage de 60%, Suivi du quartz environ 27% qui rend la roche plus fragile, les calcaires sont moins présents dans la partie supérieure (4%), alors que la base de cette formation est dominée par ces derniers.



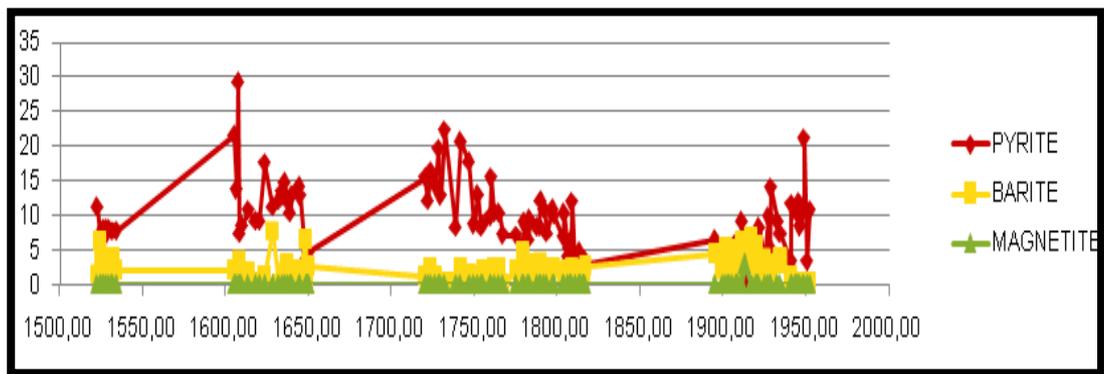
**Figure III-4:**Le contenu minéralogique de la zone d'intérêt [23]

Dans cette roche mère, il existe plusieurs minéraux argileux, la kaolinite, présente le minéral le plus fréquent il a une valeur moyenne de 37%, puis le chlorite, l'illite et mica. Le smectite ne représente que quelques traces (Figure III-5)



**Figure III-5:**La composition minéralogique dans le niveau de roche mère Frasnienne -a-

En outre, il existe d'autres constituants en teneurs importantes comme la pyrite, sachant que plus la pyrite se présente en abondance dans la formation, plus la richesse de cette dernière en matière organique est grande. (Figure III-6)



**Figure III-6:**La composition minéralogique dans le niveau de roche mère Frasnienne -b-

On déduit à partir du log SGR et de la minéralogie toutes les argiles radioactives appartenant à la zone d'étude située dans l'intervalle de profondeur allant de 1715 à 1810 m de puits prospecté. Elles ont un contenu d'argile très élevé avec notamment beaucoup de kaolinite, de chlorite et de smectite. La moyenne du contenu d'argile est ~60 wt%, la présence des argiles gonflantes (smectite, chlorite) dans la formations déterminent l'aptitude à réaliser la fracturation hydraulique.

### III.3. Interprétation qualitative des logs de porosité, densité et résistivité

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

La Figure III-7 montre que la fenêtre [1715-1810m] qui convient à un banc argileux épais, correspondant à une augmentation considérable de la concentration en éléments radioactifs (Ur)

contenus dans la formation Frasnienne, en face laquelle on remarque une résistivité élevée due à l'existence d'hydrocarbure qui est non conducteur.

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

*APLC (Array porosity limestone calibrated)* : mesure de la porosité calibrée au calcaire.

*RHOZ* : densité de la roche.

*PEFZ* : facteur photoélectrique.

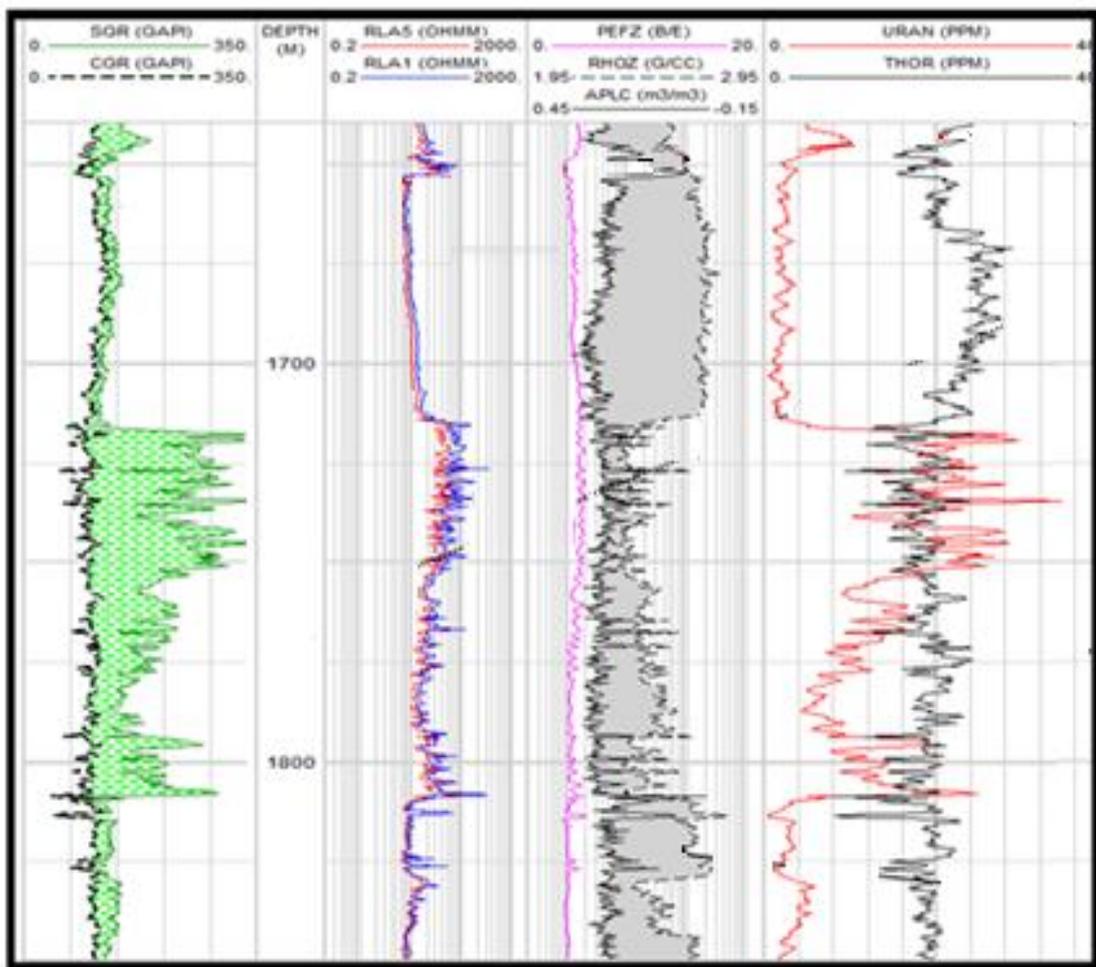


Figure III-7: Les log de gamma ray, résistivité, porosité, densité [23]

En effet, la diagraphie de ces paramètres cités ci-dessus montre un faible facteur photo-électrique (PEFZ), encore la combinaison APLC et RHOZ montre un écart qui peut être interprété par la présence des hydrocarbures. Une faible densité volumique apparente (RHOZ) indique la présence de la matière organique mature [9], c'est le gaz qui est moins dense que la matrice de la

roche environnante (le kérogène est caractérisé par une faible densité volumique variant entre 0.95 et 1.6).

Les résultats de ces diagraphies montrent que la densité diminue avec l'augmentation de la richesse en matière organique (TOC), ce qui fait la roche mère Frasnienne est une zone d'intérêt le long d'intervalle [1715-1810m].

### **III.4. Interprétation quantitative des caractéristiques géochimiques, pétrophysiques et géomécaniques de la roche mère Frasnienne**

#### **III.4.1. Estimation du TOC**

##### **III.4.1.1. Résultats de Schmoker et TerraTek**

Le TOC obtenu est estimé par un traitement prenant les valeurs fournies par les diagraphies classiques, qui sont disponibles dans les forages pétroliers et calculé par l'utilisation de corrélations soit de Schmoker ou Terratek.

Schmoker et Terratek sont des laboratoires de Schlumberger et d'Haliburton respectivement, ils ont leurs propres méthodes et corrélations utilisées pour déterminer le TOC. Les valeurs de ce dernier estimées par Schmoker et Terratek sont respectivement 5,31 et 4,96. On remarque qu'il y a un petit écart ( $\Delta\text{TOC} = 0,35\text{wt}\%$ ), la distribution de TOC en fonction de la profondeur a été représentée dans le tableau ci-dessous (

Tableau III-1).

Des analyses de la géochimie (Leco, Rock-eval) ont été effectuées au laboratoire sur un nombre important d'échantillons prélevés de la zone prospectée. Des contenus en TOC supérieurs à 5wt % ont été obtenus pour l'ensemble des échantillons analysés, ce qui suggèrent aussi un très bon potentiel de la roche-mère. Notons que le TOC obtenu par Schmoker et Terratek montre une très bonne corrélation avec celui obtenu par les analyses diagraphiques.

La Figure III-8 montre les courbes relatives de variation de TOC en fonction de profondeur et la variation de teneur en pyrite. Autrement dit, les zones dont la formation est riche en pyrite et également en matière organique (TOC élevée), c'est une information conçue du dictionnaire géologique, confirmé par les résultats de diagraphie et analyse des carottes.

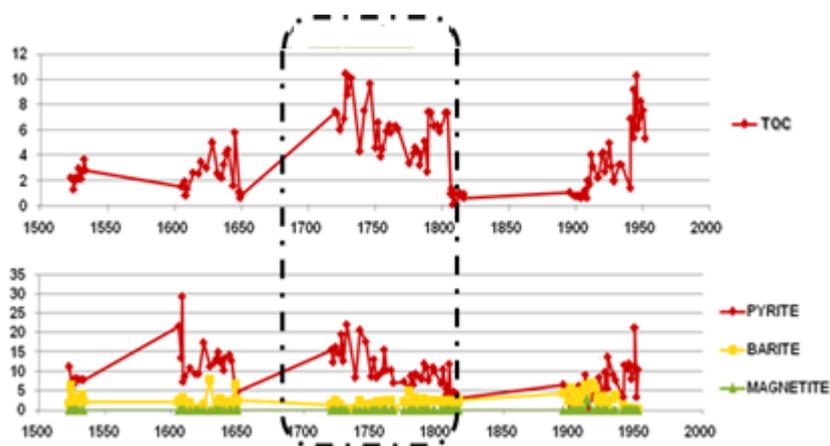


Figure III-8: La relation entre l'abondance de pyrite et la richesse en TOC

Tableau III-1: La distribution de Résistivité, DT sonique, TOC-Schmocker, TOC-Terratek [16]

DEPTH	RLA5	DTCO	SCH-TOC	TER-TOC	S <sub>2</sub>
1 710	12,13395	101,28489	0,1	1,92	1,67
1 715	31,2004	144,69844	6,41	5,61	3,33
1 720	35,00906	154,04275	9,16	7	4
1 725	45,09711	145,7211	8,45	6,65	3,8
1 730	85,3982	147,27814	8,87	6,85	4,6
1 735	61,65497	153,07099	9,8	7,3	4,64
1 740	37,58088	146,89391	7,05	5,94	3,7
1 750	36,22279	149,7227	9,65	7,23	3,8
1 755	19,81202	140,57696	8,79	6,82	2,67
1 760	25,26991	142,17067	6,16	5,47	3,07
1 765	22,55032	145,92477	5,91	5,34	3,25
1 770	28,52158	122,08185	7,01	5,92	2
1 775	18,57135	120,81854	6,7	5,76	1,8
1 780	12,06858	125,16201	6,09	5,44	1,33
1 785	12,75825	121,63492	3,94	4,25	1,26
1 790	11,59352	118,24375	5,27	5	1,67
1 795	21,15078	137,06457	7,83	6,34	2,35
1 800	20,85497	138,38319	8,4	6,63	2,67
1 805	29,06052	131,87373	5,77	5,26	2,6
1 810	20,84617	79,95334	4,15	4,37	0,9

### III.4.1.2. Par la méthode diagraphique DELTA LOG R

Dans l'interprétation des diagraphies soniques, la matière organique, l'eau et l'argile ont leur temps de transit ( $\Delta t$ ) plus élevé que les autres composants matriciels. En plus, la résistivité de la matière organique est beaucoup plus élevée que celle de l'eau et de l'argile. Ce qui permet de dire qu'un accroissement de ( $\Delta t$ ) associé à une augmentation de la résistivité implique la présence de la matière organique. Nous nous proposons alors l'application de la méthode d'Exxon/Esso pour l'estimation du contenu organique des roches-mères.

L'analyse visuelle du contenu organique est basée sur la technique de superposition des logs de porosité – résistivité Figure III-9, largement utilisé pour localiser les niveaux possibles contenant les hydrocarbures, le log sonique est utilisé comme indicateur de la porosité.

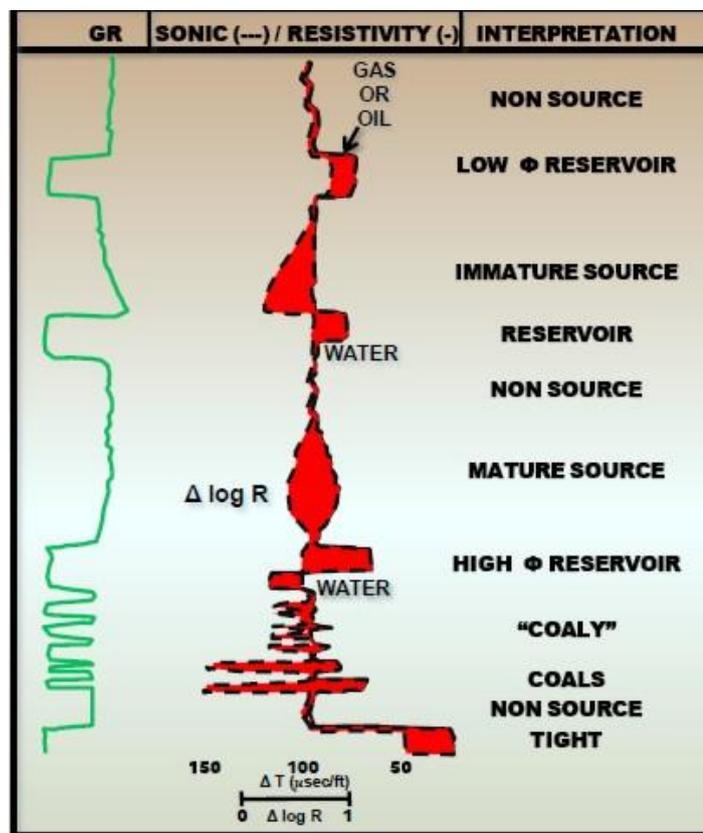


Figure III-9 : La méthode de delta log R

La technique a été testée par Exxon/Esso depuis 1979, puis elle est améliorée en 1990 [1]. Le principe consiste à aligner le log sonique au-dessus de la diagraphie de résistivité à l'échelle logarithmique, de telle sorte que la courbe sonique se situe au-dessus (superposé) de la courbe de résistivité dans les shales de faible résistivité, qui sont considérés comme des roches de non-sources potentielles et elles sont peu susceptibles d'être contenues de gaz. Les shales de haute résistivité montreront une séparation considérable entre les courbes de soniques et de résistivité due à la présence éventuelle de la matière organique. La valeur absolue lors de la superposition de sonique et de résistivité dite ligne de base.

➤ **La loi de la méthode :**

La technique  $\Delta \log R$ , est basée sur l'utilisation des diagraphies classiques (sonique/résistivité) régit par la corrélation citée ci-dessous et la connaissance de niveau de maturation de la matière organique (LOM),

$$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{\text{ligne de base}}) + 0,025 \times (\Delta t - \Delta t_{\text{ligne de base}}) \quad \text{III-1}$$

$\Delta \log R$ : surface de séparation mesurée entre les courbes de résistivité et sonique;

R : résistivité mesurée en Ohm-m;

$\Delta t$ : temps de transit mesuré en  $\mu\text{sec}/\text{ft}$ ;

$R_{\text{ligne de base}}$  : résistivité, correspondant à  $\Delta t_{\text{ligne de base}}$  (quand les courbes se superposent au un niveau de la roche mère).

0,025 : rapport variable basé sur une décade de résistivité, pour  $\Delta t$  sonique lui correspondant.

➤ **Calcul de TOC à partir de  $\Delta \log R$**

La détermination de TOC, en utilisant la méthode  $\Delta \log R$ , nécessite la connaissance d'un niveau de maturation de la matière organique (*level of organic metamorphism units*), noté LOM qui régit par la corrélation suivante :

$$TOC = \Delta \log R * 10^{(2.297 - 0.1688 * LOM)} \quad \text{III-2}$$

Les valeurs du LOM sont estimées à partir de la pyrolyse rock-eval leurs valeurs sont variées de 0 à 12 comme suit :

- ✓ **0 à 6**: phase immature;
- ✓ **6 à 10**: phase à huile;
- ✓ **> 10** : phase à gaz ;

**Application numérique**

Le bassin d'Ahnet est une zone productrice du gaz, donc son LOM est supérieur à 10. Dans l'intervalle [10-12] On a un nombre infini des valeurs, on satisfait de choisir cinq valeurs approximatives (10, 10.5, 11, 11.5, et 12) pour l'estimation de TOC.

A partir des données du

Tableau III-1 et la (Figure III-10), on calcule les valeurs de  $\Delta \log R$  et de TOC. Les résultats sont représentés sur le tableau ci-dessous (Tableau III-2), tel que

$R_{\text{ligne de base}} = 12 \text{ ohm.m}$

$\Delta t_{\text{ligne de base}} = 83 \mu\text{s}/\text{ft}$

A partir des graphes de la Figure III-11. On remarque que toutes les valeurs de TOC calculées voisinent de celles-ci obtenues par Schmoker et TerraTek, Pour un LOM=10.5, et la valeur de TOC est 5,299 wt%.

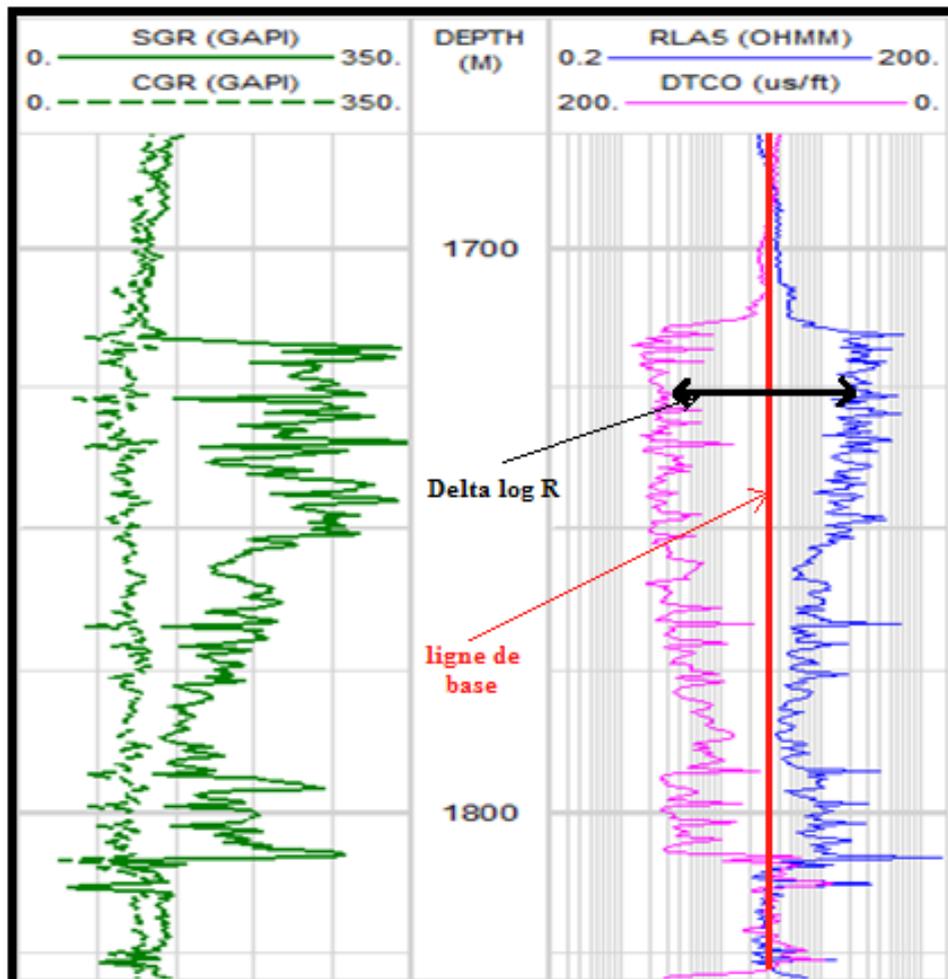


Figure III-10: Log Sonique / Résistivité montrant une séparation  $\Delta \log R$  [23]

**Tableau III-2:** Les valeurs de TOC calculés par la méthode de delta log R

Profondeur	$\Delta\text{LogR}$	CTOC (LOM=10)	CTOC (LOM=10,5)	CTOC (LOM=11)	CTOC (LOM=11,5)	CTOC (LOM=12)
1 710	0,4619432	1,8775373	1,5459256	1,2728833	1,0480659	0,8629559
1 715	1,9574399	7,955884	6,550711	5,3937205	4,4410784	3,6566925
1 720	2,241068	9,1086712	7,4998923	6,1752568	5,0845793	4,1865379
1 725	2,142995	8,7100601	7,1716841	5,905017	4,8620694	4,0033278
1 730	2,459221	9,9953396	8,2299568	6,7763769	5,5795292	4,5940694
1 735	2,4625616	10,008917	8,2411364	6,785582	5,5871085	4,60031
1 740	2,0931334	8,5074013	7,004819	5,7676237	4,7489426	3,9101815
1 750	2,1478682	8,7298668	7,1879926	5,918445	4,8731258	4,0124314
1 755	1,6571715	6,7354631	5,5458416	4,5663317	3,7598235	3,0957612
1 760	1,8026892	7,32691	6,0328268	4,9673053	4,0899769	3,3676028
1 765	1,8470907	7,507377	6,1814196	5,0896536	4,1907159	3,4505492
1 770	1,3530386	5,4993351	4,5280392	3,7282943	3,0698007	2,5276107
1 775	1,1351257	4,6136428	3,7987785	3,127836	2,5753957	2,1205278
1 780	1,0565252	4,2941761	3,5357362	2,9112523	2,3970652	1,9736941
1 785	0,9924829	4,0338804	3,321414	2,7347839	2,2517647	1,8540567
1 790	0,8661278	3,5203187	2,898558	2,3866129	1,9650879	1,6180129
1 795	1,5977594	6,4939865	5,3470147	4,4026218	3,6250281	2,9847735
1 800	1,6246081	6,6031111	5,4368657	4,4766033	3,6859429	3,0349295
1 805	1,6059654	6,5273392	5,3744766	4,4252334	3,643646	3,0001031
1 810	0,1636785	0,6652605	0,5477618	0,4510158	0,3713571	0,3057678
<b>Moyenne</b>		6,44	5,299	4,363	3,5925	2,957

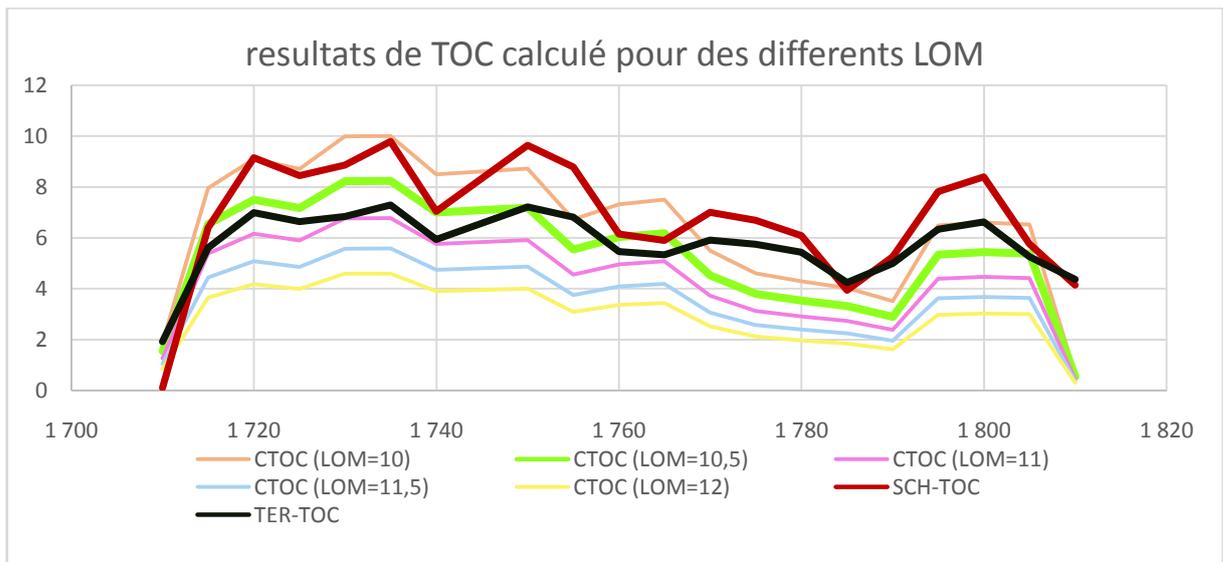


Figure III-11: Résultats de TOC calculé pour des différents LOM

### III.4.2. Calcul de S2

Le deuxième paramètre à obtenir est le potentiel pétrolier (S2), il est exprimé en mg d'hydrocarbure par gramme de roche, le S2 est mesuré au laboratoire par l'analyse Rock-Eval ou déduit graphiquement par la projection simultanée de TOC vers le LOM puis le LOM vers S2 (Figure III-12).

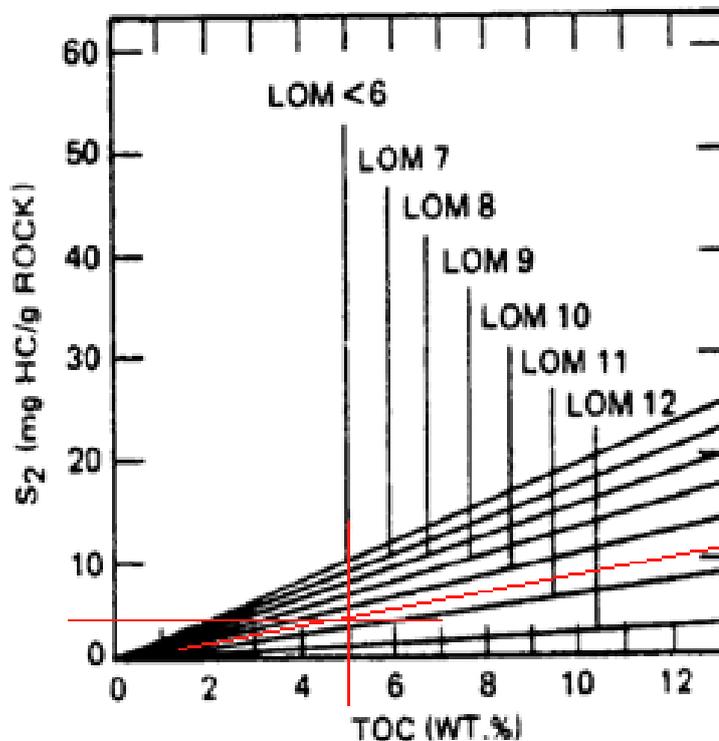


Figure III-12: Détermination graphique du potentiel pétrolier S2

Dans la littérature, on classe le potentiel roche-mère en fonction du S2 de la façon suivante [22] :

**Tableau III-3:**Classification des roches selon le potentiel pétrolier S<sub>2</sub>

Classement	S <sub>2</sub> (mg HC/g roche)
Pauvre	S <sub>2</sub> < 2
Assez bon	2 < S <sub>2</sub> < 5
Bon	5 < S <sub>2</sub> < 10
Très bon	10 > S <sub>2</sub>

La valeur de S<sub>2</sub> obtenue graphiquement est 3.5mg HC/g de roche, c'est une valeur qui comprise entre 2 et 5. Ce qui implique que la roche mère étudié a un potentiel assez bon.

Dans la (Figure III-13), on a tracé la courbe de S<sub>2</sub> et de TOC calculés par la méthode de  $\Delta \log R$ , qui correspond à un LOM=10,5, ce graphe montre que le potentiel pétrolier a une même allure que le TOC le long de l'intervalle étudié.

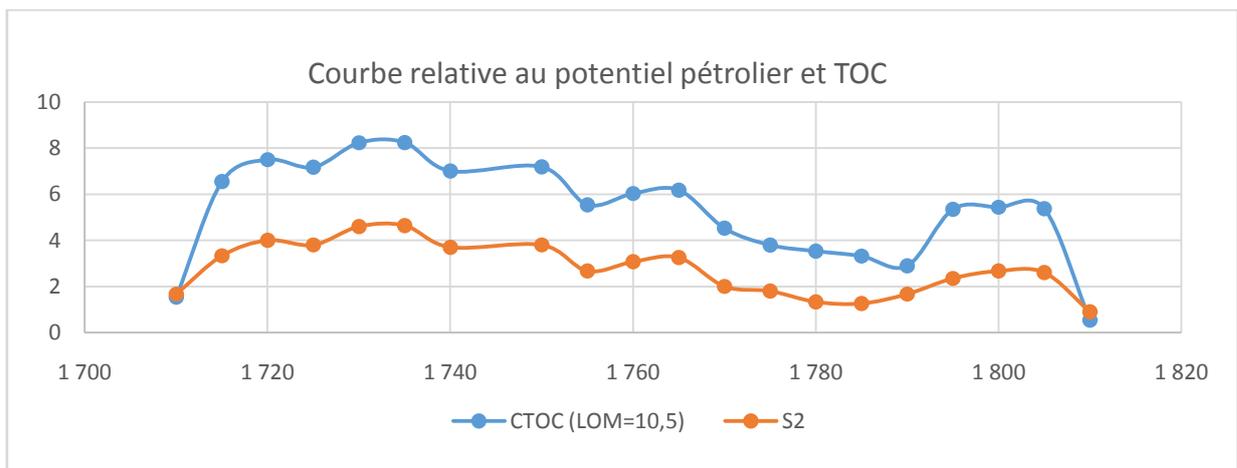


Figure III-13: Courbe relative au potentiel pétrolier et TOC

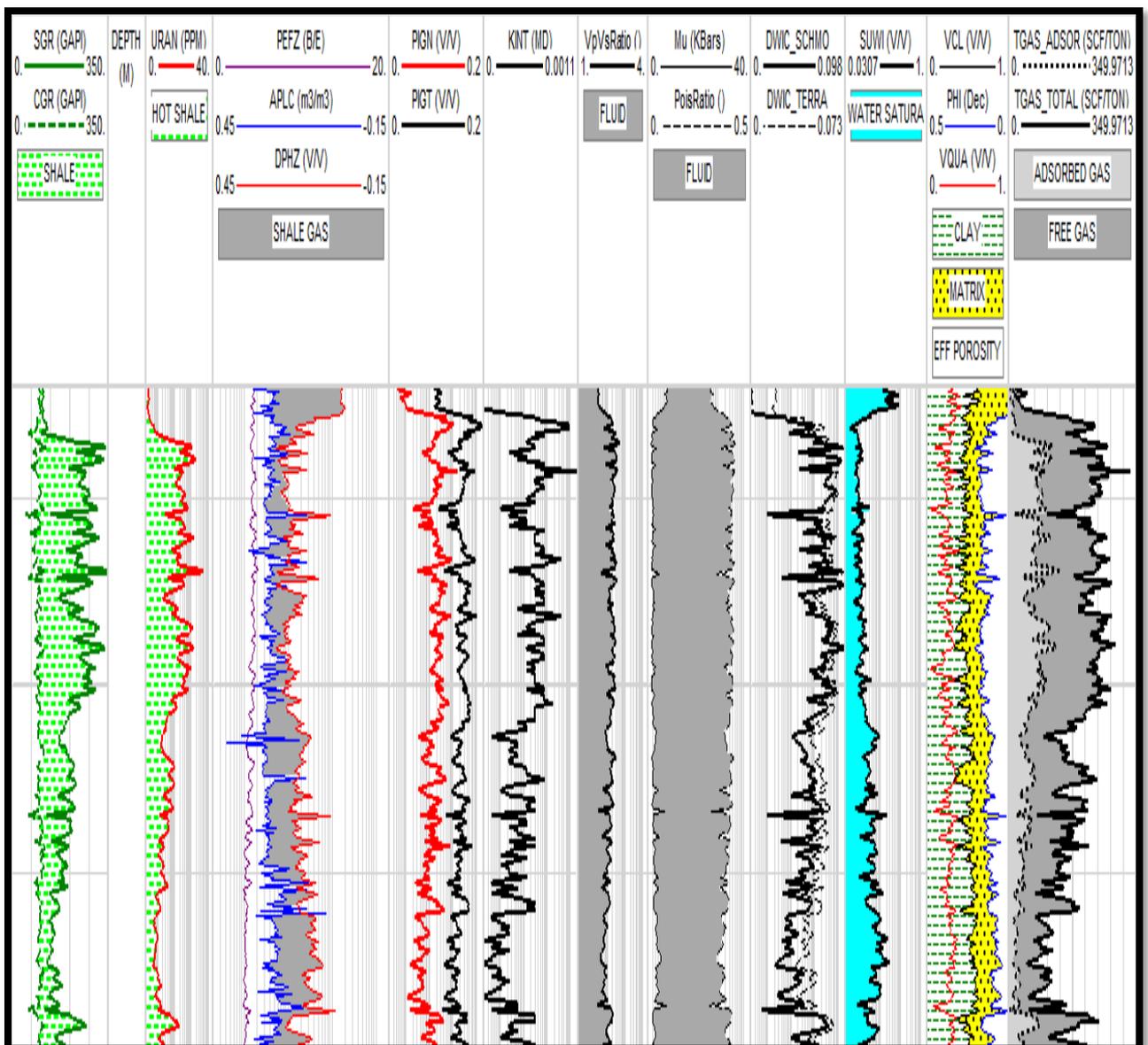
### III.4.3. Interprétation des diagraphies composites

La Figure III-14 montre que la zone caractérisée par une forte radioactivité d'Uranium a une capacité de stockage du gaz de deux façons. La quantité du gaz libre emmagasiné dans les pores et les fractures naturelles est de 122,68scf/t, ce gaz est accompagné par l'eau interstitielle qui présente une saturation de 28%. Alors que la quantité du gaz adsorbé dans la matière organique qui est présenté une porosité effective de 12% est 54,07 scf/t, la somme de ces deux quantités donne le volume total qui est : 176,75 scf/t.

Les caractéristiques pétrophysiques de cette fenêtre sont très bonnes par rapport à un réservoir non conventionnel. La porosité totale de la roche atteint 14%, sachant que la porosité effective

est 8%. La perméabilité intrinsèque de la zone supérieure est de l'ordre de 550nd, alors que la perméabilité inférieure est 330nd.

- Les logs enregistrent aussi les caractéristiques mécaniques du *hot shale* du Frasnien. La théorie de la mécanique des roches stipule que le rapport  $V_p/V_s > \sqrt{3}$  ( $V_p$  : la vitesse de compression,  $V_s$  : la vitesse de cisaillement) est un bon indicateur de la présence d'un fluide, c'est l'un des caractéristiques de la propagation et l'atténuation des ondes P (onde longitudinale) et S (onde transversale). A l'aide des diagraphies soniques ce rapport est de 2,36, valeur supérieur à  $\sqrt{3}$ , la présence des hydrocarbures dans la roche est beaucoup plus confirmé.



**Figure III-14:** Les différents paramètres caractérisant la roche mère Frasnienne (bassin d'Ahnet)

La Figure III-15 montre la distribution de module de Young et le Coefficient de poisson le long de l'intervalle [1710-1812], leurs valeurs moyennes sont respectivement 2,23 Mpa et 0,15 c'est

deux paramètres sont des indicateurs de fracabilité (mot technique signifie l'aptitude d'une roche à être fracturée de manière artificielle). On remarque que ces deux graphes ont le même aspect, donc la variation d'un de ces paramètres implique la variation de l'autre dans le même sens.

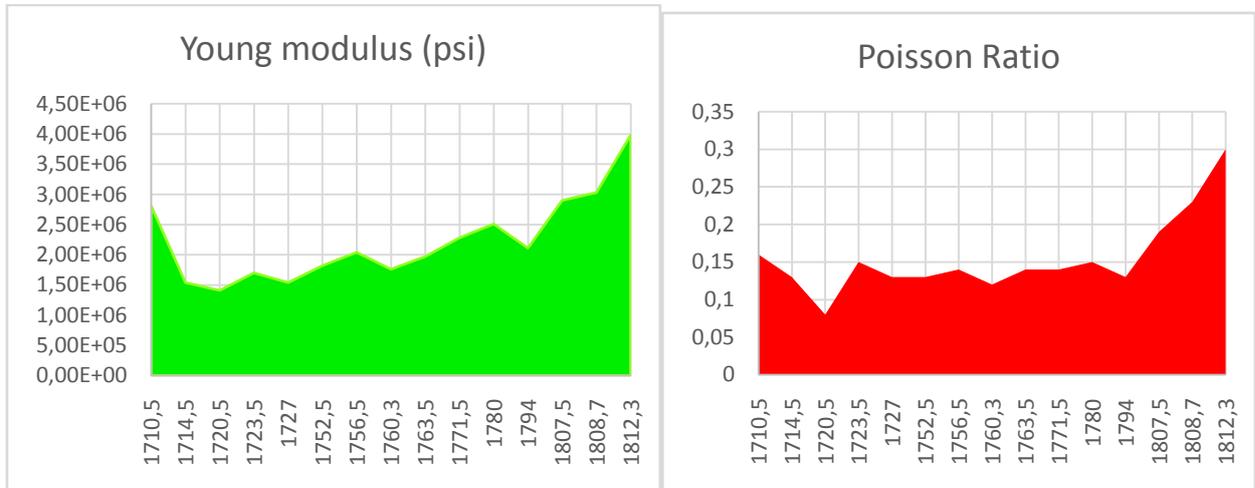


Figure III-15: distribution du module de Young et du coefficient de poisson (voir annexe B tableau B-2)

### III.5. Conclusion

Cette étude sert à déterminer plusieurs paramètres nécessaires à l'évaluation de la zone étudiée. La corrélation des résultats trouvés dans ce puits avec des autres puits, qui sont déjà forés dans la même zone, donne une caractérisation générale de la formation Frasnienne du Bassin d'Ahnet. Nos résultats trouvés sont proches aux données des études faites récemment sur cette région par des sociétés des statistiques énergétiques, telles que, EIA 2013 (voir Annexe B tableau B-2). D'après notre étude la couche prospective est caractérisée essentiellement par :

- ✓ Une épaisseur importante (Net pay) de plus de 105 m,
- ✓ Une porosité totale de 14% avec une porosité effective relative à la matière organique de 12% ;
- ✓ Porosité effective de la roche de 8% ;
- ✓ Une perméabilité d'ordre de 330nD ;
- ✓ Saturation en eau  $S_w$  est de l'ordre de 28% ;
- ✓ *Total Organic Carbon* supérieur (TOC) à 5wt% ;
- ✓ Un potentiel pétrolier de roche mère assez bon ( $2 < S_2 < 5$ ) ;
- ✓ Un volume total de gaz en place (GIP) est de 177 SCF/TON dont 54,07 SCF/TON de gaz adsorbé et 122,68 SCF/TON de gaz libre ;
- ✓ L'évaluation du potentiel pétrolier dans la zone Frasnienne a montré l'existence de roches mères très riches en matière organique de type II, elle est susceptible de générer des hydrocarbures gazeux.

## Chapitre IV: EVALUATION DES CARACTERISTIQUES DU SHALE GAS DU BASSIN D'AHNET

### IV.1. Les critères minimaux qui conditionnent l'exploitation de *shale gas*

Le tableau (Tableau IV-1) représente les différents paramètres qui permettent d'exploiter un réservoir de *shale gas* d'une manière favorable en utilisant les moyens technologiques actuels, l'insuffisance d'un paramètre ou plus rend son développement difficile, l'exploitation de *shale gas* nécessite des techniques avancées, des coûts élevés et parfois conduit à l'impossibilité d'exploitation [10-].

**Tableau IV-1:** Les paramètres désiré à l'exploitation de shale gas

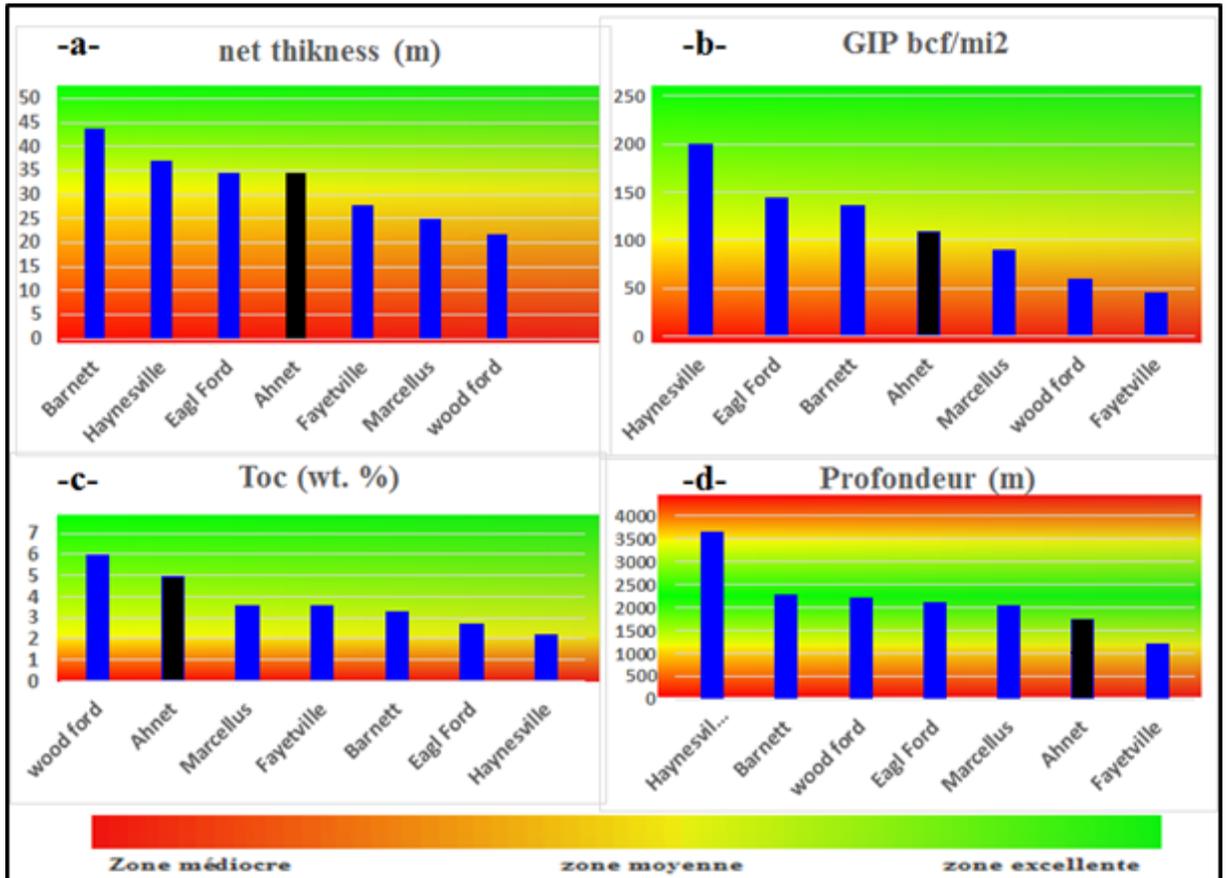
Paramètre	Résultat désiré
Sw	<40%
Profondeur	1000-3500m
Milieu de sédimentation	Marin ou océanique
la composition de gaz	Faible teneur en CO <sub>2</sub> et H <sub>2</sub> S
Porosité	>2%
Type de gas	Thermogénique
Hétérogénéité verticale	Faible
Minéralogie	>40% quartz ou carbonates <30% d'argile gonflante
OGIP	>100BCF/Section
Perméabilité	>100 nda
Coefficient de poisson	<0,25
Pression	>0,5 psi/ft
Température de réservoir	>230 F
Stress	<2000 psia stress net latéral
Maturité thermique	Fenêtre à gaz humide et à gaz sec >1,2 Ro%
Epaisseur	>30 m
TOC	>2%
Module de Young	>3.0 MPSIA

Chaque paramètre influent sur la production, on veut clarifier la cause de choix de ces critères :

- la profondeur est bornée entre [1000 et 3500m], la limite inférieure a été fixée au minimum à 1000m pour que la pression de réservoir soit suffisante pour la récupération de gaz, empêcher la pollution des eaux souterraines par le gaz et par les produits de fracturation, les zones plus profondes présentent des risques de perméabilité trop réduite, des coûts de forage et de développement plus élevés.
- Le développement économique de *shale* nécessite un volume de gaz en place (GIP) d'au moins 100BCF/Section.
- La porosité et la saturation en eau sont des paramètres qui conditionnent un volume suffisant de gaz en place, leurs valeurs de seuil est de l'ordre de 2% et 40%, respectivement.
- Le TOC est aussi l'un des paramètres qui indique présence d'une quantité satisfaisante d'hydrocarbures dans la roche, pour cela le TOC doit dépasser 2%.
- Les caractéristiques mécaniques de la roche influencent sur la réponse de la fracturation hydraulique, les paramètres nécessaires qui donnent à la roche la propriété de fracabilité sont : un module de Young supérieur à 3MPSI, un coefficient de poisson inférieur à 0,25, et une minéralogie moins ductile (une teneur supérieur à 40% en quartz ou carbonate et un pourcentage en argile inférieur à 40%). Le stress de la couche réservoir influence aussi la pression de fracturation et la direction des fractures, parfois le stress latéral implique une pression d'injection irréalisable, sa valeur maximale est 2000psi [30].
- L'épaisseur de la couche de *shale* doit dépasser 30m, dans le but de pouvoir diriger le drain horizontal vers la cible et créer une bonne surface de contact entre ce dernier et la zone d'intérêt.
- Comme nous avons dit précédemment, Le degré de maturité définit la fenêtre d'hydrocarbure de notre zone d'intérêt (Gas sec, gas humide, huile...). Dans le cas de *shale gas* on cherche toujours les zones qui ont un degré de maturité supérieur à 1,2 Ro% [27].
- Un critère important est l'environnement de dépôt du shale, en particulier soit il est marin ou non marin. Les *shales* marins ont tendance à avoir une faible teneur en argile et ont tendance à être riches en minéraux fragiles tels que le quartz, feldspath et carbonates.
- Le *shale* a une mauvaise perméabilité, elle est de l'ordre de  $10^{-4}$  mda, un *shale* productif doit avoir une valeur minimale de 100nda ( $1.10^{-4}$  m da) [10-30].

## IV.2. Evaluation des paramètres du puits de la zone d'Ahnet avec ceux des Etats Unis et avec les critères de seuil désirés

L'évaluation de notre cas d'étude consiste à choisir quelques formations Américaines de Shale gas (voir l'annexe : Tableau C-1) qui sont déjà en exploitation depuis plus de dix ans. Ces bassins ont marqué un succès significatif dans l'industrie du gaz, la comparaison de ces dernières vis à vis le bassin d'Ahnet et ce dernier avec les critères d'exploitabilité nous donne une prédiction sur l'avenir de la production de *shale gas* dans notre pays.

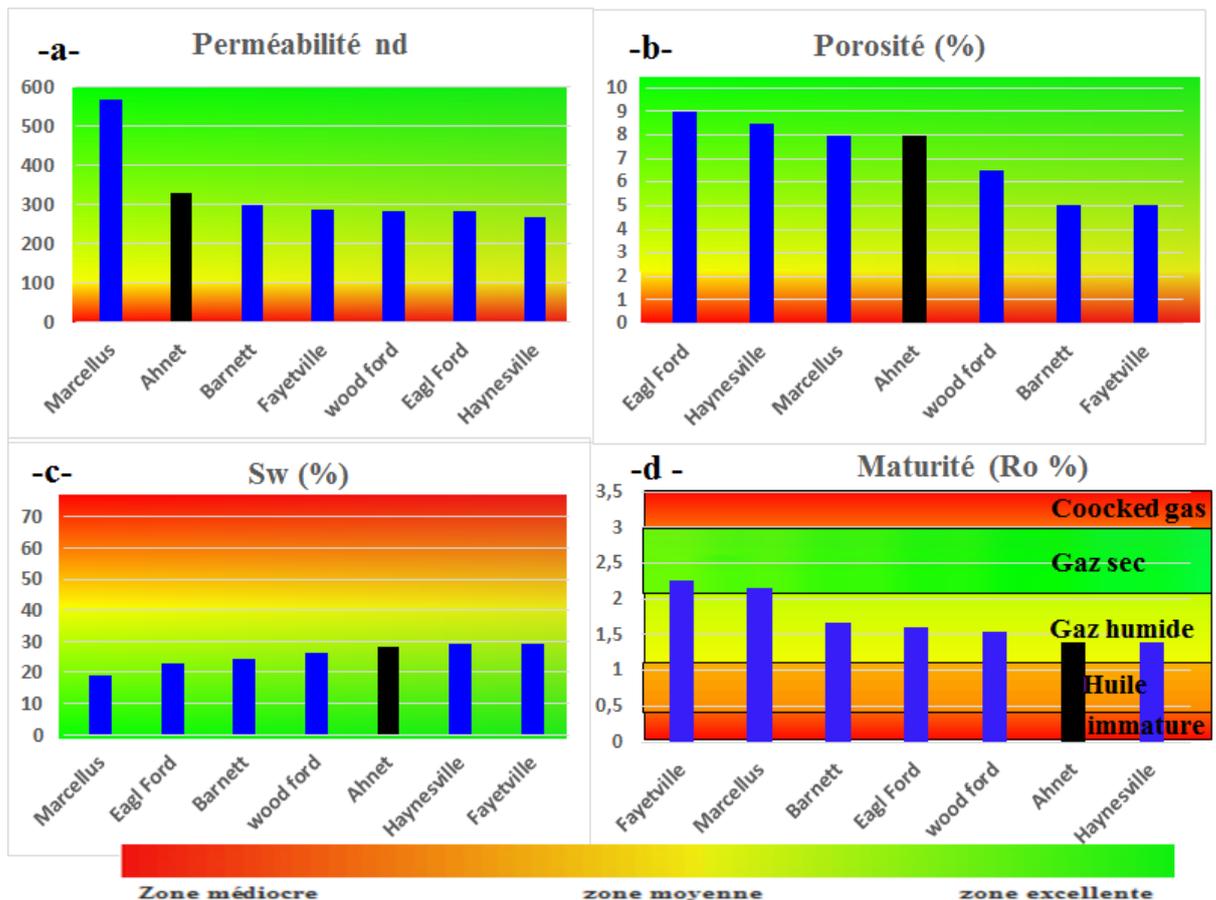


**Figure IV-1:** Représentation comparative des paramètres (a : net thikness, b : GIP, c : TOC, d : Profondeur) du bassin d'Ahnet VS les bassins d'USA

Nous avons fait une évaluation des paramètres nécessaires à la décision d'exploitabilité du *shale gas*. Notre évaluation concerne le bassin d'Ahnet avec les critères de seuil d'une part, et d'autre part avec les données de quelques bassins d'USA qui sont parmi les meilleurs producteurs de *shale gas* dans le monde.

➤ L'épaisseur de la zone d'intérêt du bassin d'Ahnet est environ 46,02 m, elle est supérieure au seuil minimal (30m), cette valeur est classée la quatrième parmi les six bassins choisis. Bien que les épaisseurs des bassins de Fayetteville, Marcellus, Woodford soient inférieures au seuil, mais ils étaient exploités (Figure IV-1-a).

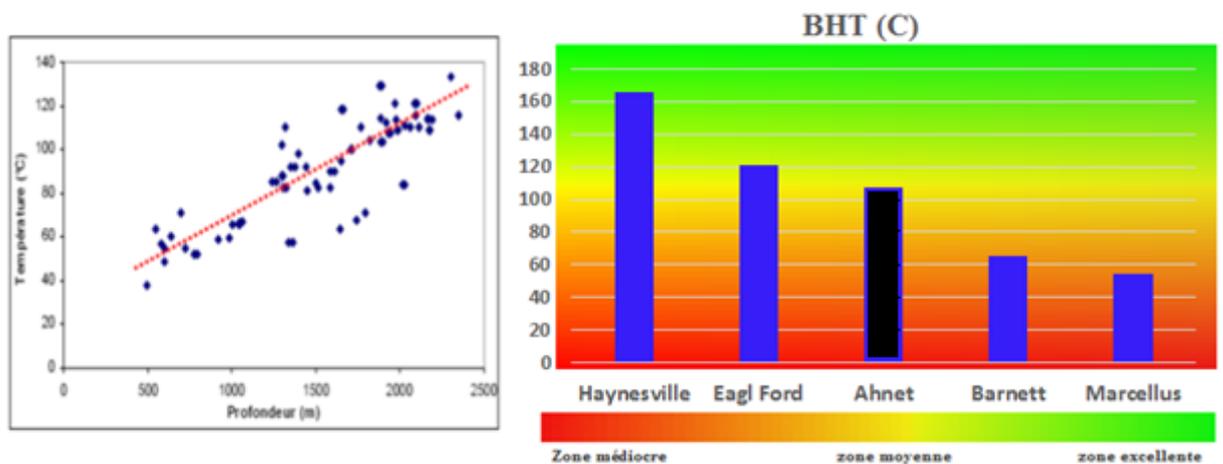
- A l'exception de Haynesville, toutes les formations étudiées ont des profondeurs entre [1000 et 3500m], elles varient de 1216m à 2280 m. La profondeur moyenne du Bassin de Haynesville est 3650m, elle est supérieure au seuil, cela a une grande influence sur le coût de développement de cette région. Dans notre formation la profondeur est excellente, elle est environ de 1750 m, son développement est assez moins cher et loin de la contamination des eaux d'Albien (Figure IV-1-d).
- L'indicateur de la teneur en Carbone organique TOC de tous les bassins est supérieur au seuil minimal (2wt %), Wood Ford a une valeur maximale de 6wt%, ensuite le bassin d'Ahnet est environ 5wt%, c'est un bon indicateur de la richesse en gaz (Figure IV-1-c).
- la formation la plus riche en GIP est le bassin de Haynesville (200 Bcf/mile<sup>2</sup>), ensuite EagleFord et Barnett. La quantité de GIP dans le bassin d'Ahnet est 109 Bcf/mile<sup>2</sup>. Elle est classée la quatrième, et reste satisfaite que celles de Fayetteville, Marcellus et Woodford (Figure IV-1-b).



**Figure IV-2:** Représentation comparative des paramètres (a : perméabilité, b : porosité, c : Sw, d : maturité) du bassin d'Ahnet VS les bassins d'USA

- Les perméabilités des formations étudiées sont très bonnes, le meilleur bassin est de Marcellus avec une valeur de 567 nd, le Bassin d'Ahnet est en deuxième place, avec une perméabilité d'environ 330 nd. elle est très loin de seuil 100 nda (Figure IV-2-a).
- La porosité suffisante à l'exploitation d'un réservoir de shale gas est de l'ordre de 2%, tous les bassins ont des bonnes porosités, dans lesquelles elles varient entre 5 et 9%, l'Ahnet prend le milieu de ce classement avec un pourcentage de 8% (Figure IV-2-b).
- La saturation en eau dans une roche de *shale* doit être inférieure à 40%, tous les bassins examinés ont une saturation au-dessous de cette limite, dans l'histogramme (Figure IV-2-c) 19% est la teneur optimale en eau qui est estimée dans le bassin de Marcellus. Le taux estimé dans le bassin d'Ahnet manifeste un peu significatif (28%), en quelque sorte cette valeur reste très loin du critère de seuil.
- Toutes les formations ont des maturités acceptables, la maturité de Frasnien est (1.4Ro%), elle est égale à celle de Haynesville, les deux sont classées les dernières mais elles sont supérieures au seuil minimal (1,2 Ro %)(Figure IV-2-d).
- Gradient de température

Le gradient de température de la région d'AHNET avoisine 3.6°C/100m (Figure IV-3-a), ce qui fait que la température de la formation Frasnienne atteint à 107°C, elle est proche du seuil de 110°C elle est classé la troisième après Haynesville et EagleFord (Figure IV-2-b).



**Figure IV-3:**a- Gradient de température du champ d'Ahnet, b- représentation comparative de température

- Gradient de pression

L'évaluation de la pression des pores est nécessaire, afin de permettre le choix de la densité de la boue de forage pour chaque phase, ainsi la pression de fracturation nécessaire. Dans notre cas le gradient de pression est de l'ordre de 0.45psi/ft, bien qu'il est classé en dernier mais reste au voisinage du seuil (Figure IV-4).

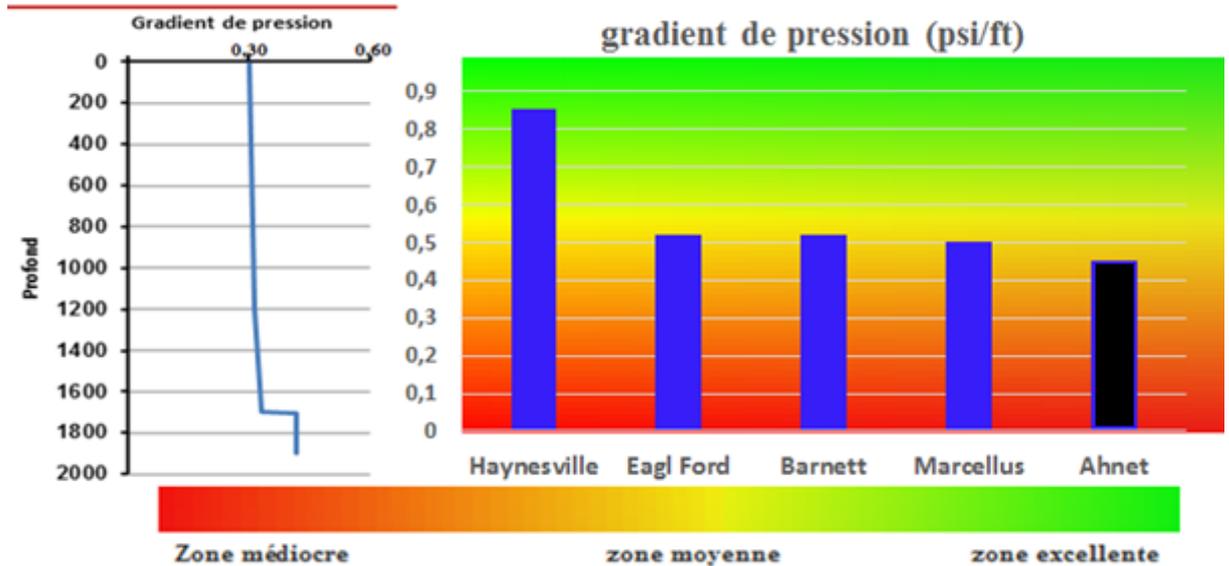


Figure IV-4: a- Gradient de pression b- représentation comparative de gradient de pression

- Par rapport aux critères de seuil, les valeurs de module de Young (E) sont faibles de l'ordre de  $2 \cdot 10^6$ , elles sont proches de seuil ( $3 \cdot 10^6$ ), le coefficient de Poisson (PR) est de l'ordre de 0.16, il est favorable. Les deux paramètres donnent ainsi une indication de la fragilité de la roche mère Frasnienne du bassin d'Ahnet et donc un bon comportement à la stimulation.

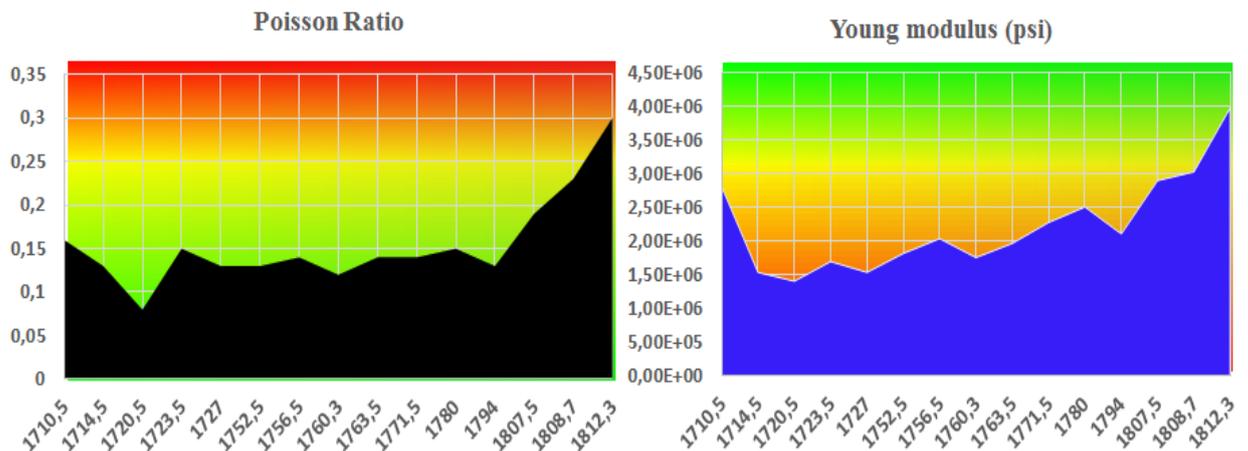


Figure IV-5: Propriétés géomécaniques, a- coefficient de poisson, b- module d'Young (voir Tableau B-2)

### IV.3. Estimation de coût de développement

Pour estimer à peu près les coûts d'exploitation, on utilise un diagramme en Radar, ce dernier permet d'englober les paramètres les plus importants à l'évaluation (porosité, perméabilité, saturation en eau, épaisseur, profondeur, porosité, TOC et maturité), dans un seul graphique

sous forme d'un polygone, il facilite la reconnaissance du bassin le plus proche au bassin d'Ahnet, qui a le maximum des valeurs similaires aux résultats trouvés dans notre cas d'étude. D'après les graphiques ci-dessous (Figure IV-6), on remarque qu'il y a deux formations dans lesquelles leurs octahydriques (polygone à 8 côtés) sont très proches de polygone de la formation d'Ahnet qui sont Woodford et Barnett, en plus, on a vu que la formation d'Ahnet ait des propriétés mieux que celles de Fayetteville.

Comme on a remarqué que le bassin de Haynessville proche de l'Ahnet dans plusieurs paramètres, l'inconvénient majeur du bassin de Haynesville par rapport au bassin de l'Ahnet c'est que sa profondeur est très grande elle dépasse le seuil désiré ce qui augmente le coût de développement de Haynesville, mais ce bassin a une quantité de GIP plus élevée que l'Ahnet, seulement ces deux paramètres qui semblent loin entre ces deux bassins. Pour cela on cherche à savoir leurs performances de Fayetteville et de Haynesville ainsi que leurs coûts de développement et leurs rentabilités économiques.

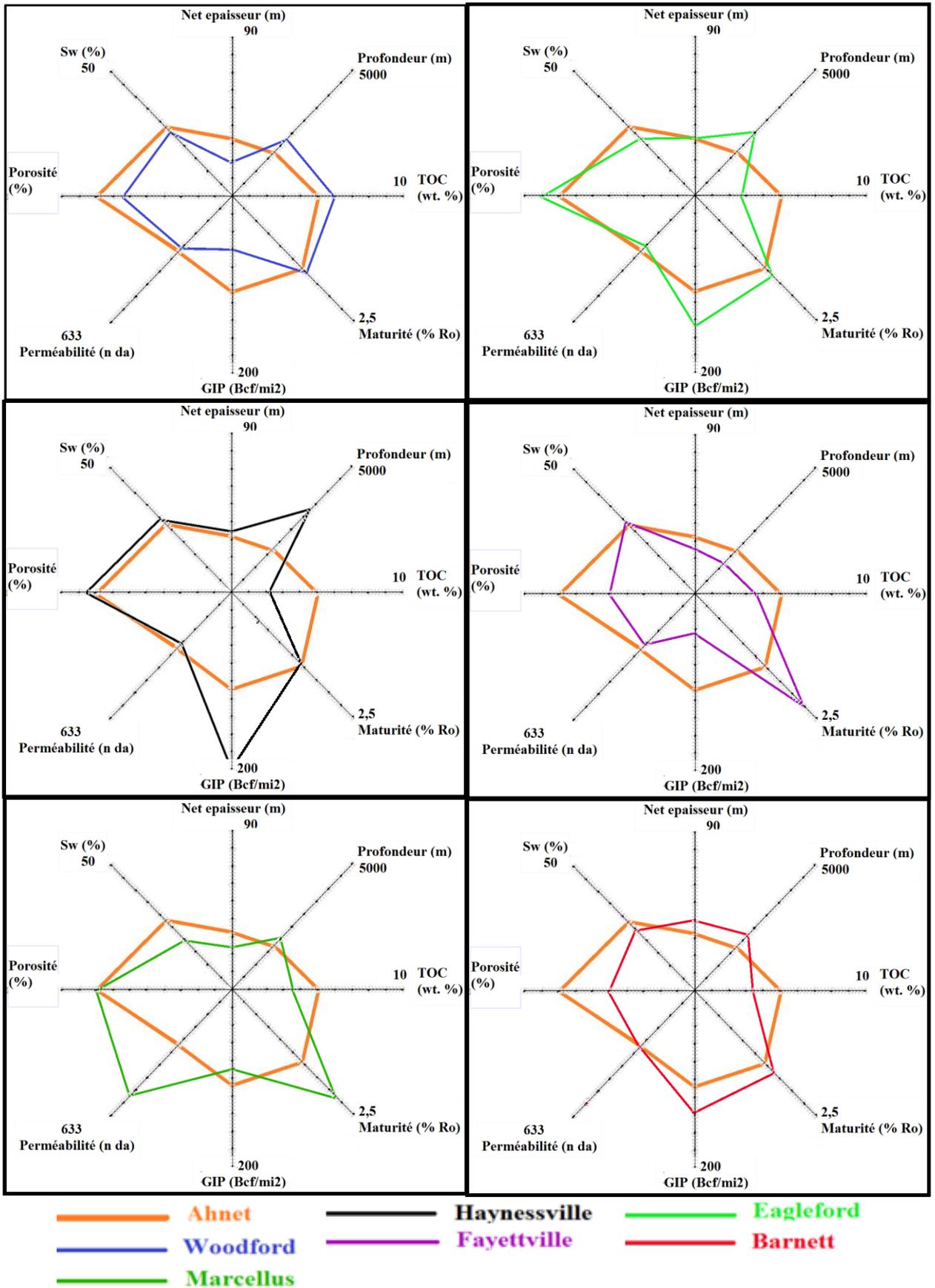


Figure IV-6: Comparaison de polygone du bassin d'Ahnet avec les polygones des formations choisies

#### IV.4. Analyse des performances de production de *Fayetteville shale*

On a un ensemble de données de production d'un puits à productivité moyenne en Fayetteville, notons que les propriétés de *shale gas* d'Ahnet sont beaucoup plus mieux que de Fayetteville notamment la quantité de GIP (109Bcf/mi<sup>2</sup> dans l'Ahnet et 45Bcf/mi<sup>2</sup> dans Fayetteville). La courbe suivante présente son déclin et sa production pendant dix ans, on a déjà dit notre objectif est d'évaluer la rentabilité de ce puits. On a le débit initial est 2.5Mmcf/day, le déclin de la production dans la 1<sup>ère</sup> année est 68%, et le cumul atteint à 0.5Bcf (0.5\*10<sup>9</sup> ft<sup>3</sup>), D'après *South Western Energy*, en 2009, le prix moyen d'un puits horizontal de *shale gas* à Fayetteville était 2,9 Millions dollars, cette valeur est incluse dans l'intervalle reporté par *Deutsche Bank* entre 1.75 et 3.05 millions dollars [29].

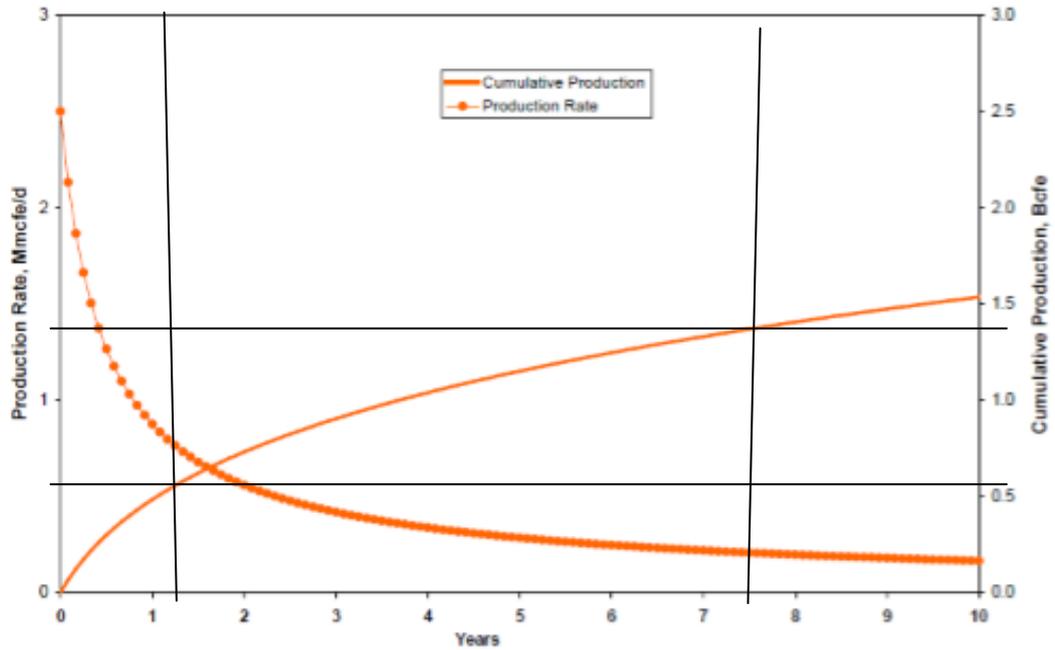
Dans cette dernière décennie, le prix de gaz varie entre 14.169\$ et 1.611\$, ce qui donne un prix moyen de 5.145\$ [28], le cumul total au bord de 10 ans dépasse 1.5Bcf. On calcule le prix de vente de cette quantité :

$$\begin{aligned}\text{Le prix de vente total} &= \text{le cumule pendant 10ans} * \text{le prix d'unité} \\ &= 1.5 \text{ E6} * 5.135 \\ &= 7.70 \text{ Mm\$}\end{aligned}$$

- La récupération de coûts de développement (2.9Mm\$) est assurée dans les 15 premiers mois de production, elle correspond à un cumule de 0.56 Bcf.

$$\begin{aligned}\text{Le gain de ce puits} &= \text{prix de vente} - \text{les dépenses} \\ &= 7.71 - 2.9 = 4.81 \text{ Mm\$}.\end{aligned}$$

Récemment le prix de gaz a diminué à 2.179\$ [28], donc la récupération de coût nécessite 1.33 Bcf, ce qui implique plus de 7 ans de production.



**Figure IV-7:** Les performances de production de Fayetteville shale [29]

**Tableau IV-2:** Les performances de production de Fayetteville et Haynesville shale [29]

Bassin	Débit initial (Mmcf/day)	Déclin initial (%)	Débit (10ans) (Mmcf/day)	Déclin (10 ans) (%)	Cumul (1année) (Bcf)	Cumul (10ans) (Bcf)	Coût de développement (Mm dollars)
Fayetteville	2,5	68	0,23	7	0,5	1,5	2,4
Haynesville	18	82	0,43	9	2,5	6	7

#### IV.5. Analyse des performances de production de Haynesville shale

Les propriétés de Haynesville shale sont presque similaires à notre zone, sauf la profondeur et la quantité de gaz en place, le premier paramètre est environ 3650m, il peut amplifier le coût de développement, et le deuxième atteint une valeur de 200 bcf/mi<sup>2</sup>, pour cela le débit de cette zone est très élevé par rapport aux autres bassins américains.

Le cumul total au bord de 10 ans dépasse 6 Bcf. On calcule le prix de vente de cette quantité :

Le prix de vente total = le cumul pendant 10ans \* le prix d'unité

$$= 6 \text{ E}6 * 5.135$$

$$= 30,81 \text{ Mm\$}$$

La quantité qui assure la récupération de coût de développement =  $7\text{E}6 / 5,135$

$$= 1,36 \text{ Bcf}$$

- La récupération de coûts de développement (7 Mm\$) par le prix moyen de gaz des derniers 10 ans est assurée dans les 4 premiers mois de production, elle est correspond à un cumule de 1,36 Bcf.

- La durée suffisante pour la récupération du coût de développement avec le prix actuel est 2 ans de production.

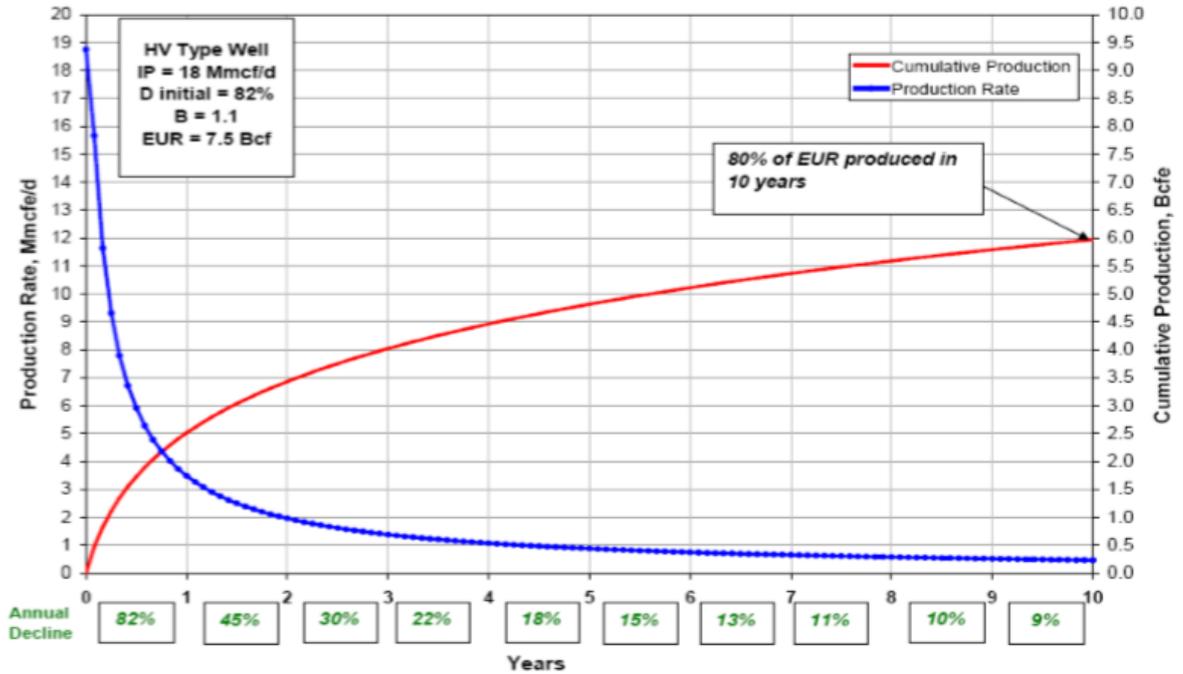


Figure IV-8: Les performances de production de Fayetteville shale [29]

#### IV.6. Conclusion

- A partir de cette étude, on déduit que, le reservoir d'Ahnet comporte des caractéristiques assez suffisantes, et des autres excellentes, ce qui nous permet de dire que l'exploitabilité technique de cette formation sera sans doute réussie. C'est une décision prise à partir d'étude comparative entre les propriétés caractérisant la roche mère Frasnienne du bassin d'Ahnet d'une part, avec les critères de seuil mondiaux annoncés par convention d'un ensemble des sociétés pétrolières, et d'autre part, avec les données que nous avons assigné de quelques bassins connus comme des bons producteurs de shale gas à USA.
- L'exploitabilité économique reste une question dépend du prix de gaz et l'aptitude d'approvisionnement de la technologie locale. même si, on a une quantité de gaz en place suffisante et le prix de vente faible, la rente demeure n'est pas satisfaite pour couvrir les frais, le profit ne réalise qu'après plusieurs années de production. En plus, une fois, on utilise une technologie produite locale. Le coût de développement sera moins chère, donc une rentabilité économique plus rapide.

## Conclusion générale

Le choix du sujet traité dans ce mémoire de master 2, réalisé à l'université de Kasdi Merbah Ouargla, au niveau du département de Production, n'est pas fortuit parce qu'on remarque que le sujet de shale gaz soit mal compris en Algérie, ainsi pour répondre aux questions concernant l'exploration et l'exploitation des ressources non conventionnelles, particulièrement le *shale gas*. La sensation de l'ampleur des coûts ainsi les risques engendrés par l'exploitation de ce type de gaz est important, nous avons voulu réagir et contribuer avec cette étude qui nous espérons trouvera des résultats prometteurs auxquels nous avons abouti. Nous rappelons que l'objectif de ce projet est de caractériser et évaluer les résultats obtenus sur la roche mère Frasnienne d'un puits de *shale gas* du bassin d'Ahnet par l'emploi des différentes techniques de caractérisation diagaphiques et l'utilisation des résultats de laboratoire. Cette étude révèle que les séries argileuses radioactives « *Hot Shales* » de l'objectif Frasnien sont caractérisées essentiellement par l'existence de roches mères très riches en matière organique de type II, présentant des caractéristiques géochimiques favorables à la génération du gaz, chacune de la minéralogie qui assez acceptable et les résultats géomécaniques lesquels s'avèrent intéressants (un module d'Young élevé, coefficient de Poisson faible) donnant une forte indication de la fragilité de la roche mère. La collection d'ensemble de ces paramètres aboutis indique que cette formation soit vraiment une richesse gazière techniquement exploitable.

Dans les conditions associées aux faibles caractéristiques pétrophysiques du réservoir non conventionnel, des technologies spécifiques de forage et de stimulation de la production doivent être mises en œuvre, dans le but de créer un réseau de fissures latérales produit par une injection du fluide de fracturation sous pression dans le réservoir.

## **Perspectives**

Il serait également intéressant que cette présente étude soit complétée par l'étude de comportement de la production selon les résultats du puits, en impliquant la fracturation hydraulique du réservoir. Cette étape du processus s'avère ultime, afin d'apprécier la rentabilité du gisement. Au cours de cette étude, nous avons tenté à caractériser et évaluer la roche mère sédimentaire Frasnienne du bassin d'Ahnet,

- Il est donc très intéressant d'une part de compléter cette étude de caractérisation par les méthodes directes du laboratoire qui s'effectue sur les échantillons au laboratoire afin de confirmer ou d'infirmer les résultats obtenus par les méthodes diagraphiques.

- Il serait également intéressant que cette présente étude soit élargie afin d'englober les données de production, par suit faire des analyses permettant de prédire le comportement du gisement au futur. Cette étape s'avère ultime afin d'apprécier la rentabilité du gisement.

- Cette étude ne sera complète, si elle n'est pas traité d'un angle financier, il est donc très souhaitable de faire une étude technico-économique du développement, mettant en balance les modèles de productivité à long terme et les montants des investissements associés en termes de puits, d'infrastructures de surface (unité de traitement d'eau, accès routiers) et de réduction des impacts environnementaux et sociétaux.

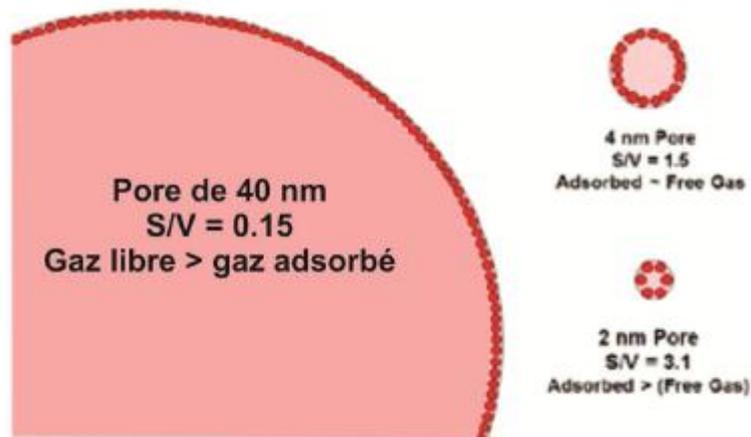
---

## Références Bibliographiques

- [1] Alyssa Charsky, S. H. (2013). *Direct Total Organic Carbon (TOC) log from a New advanced Gechemical Spectrscopy Tool*.
- [2] Beghoul, M. (2015, Octobre). *Exploration et exploitation des réserves et réservoirs d'hydrocarbures non conventionnels*. IAP Boumerdes, P: 123-165
- [3] Bernard. (2011). *Nanoscale study of the mineralogical and geochemical evolution of black shales with increasing maturity*. Proceeding of the goldSchmidt Geochemistry Conférence. 183-191
- [4] Carpentier, B. (1989). *Diagraphies et roches mère : Estimation des teneurs en carbone organique par la méthode du carbolog*. Revue IFP, P: 600-719
- [5] Cluff, B. (2010). *Log evaluation of shale gas a 35 year perspective*. Oklahoma.
- [6] Combaz, A. (1886). *Les 'zone gamma' du Silurien des région Saharien, Contenu Organique et conditions de dépôts*. Bréhéret: Les couches riches en matiere organique et leurs conditions de dépôt, Doc Geol, Min. P:239-258
- [7] Devleeschouwer, X. (2009). *cours de sédimentologie approfondie*. ULB, Université libre de Bruxelles. *Dictionnaire géologique*. P: 1-12
- [8] EIA. (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. U.S. Energy Information Administration, P: XV
- [9] Erenpreiss, M. (2015). *core studies : high resolution core photography and spectral Gamma ray logging*.
- [10] Halliburton. (2012). *Shale developements*. Halliburton. P: II2-V20
- [11] Hamblin, T. (2006). *The shale gas concept in Canada: a preliminary inventory of possibilities*. Ottawa: Geological Survey of Canada, P: 103
- [12] Houston. (2011). *Shale gas plays provide valuable seismic in a low-price environnement*. Coast and risque management. P: 1-2
- [13] Daniel Arthur, P. E. *An overview of modern shale gas developement in the United States*. Bruce Langhus.
- [14] Joseph F, H. (2012). *The oli and gas industry- A nontechnical guide*. Oklahoma: Pennwell. P: 51-53
- [15] Kaced, M. (2013). *Le potentiel shale gas en Algerie*. Alger. P: 15-18
- [16] Loucif, B. Akou, N. *FORAGE & STIMULATION D'UN PUIITS A SHALE GAZ. these de magistaire spécialisé Insitue Algerien de Pétrole* P: 12-45
- [17] MARTINEZ L., & C. (1989). *Approche de la migration primaire des hydrocarbures par des études intégrées de géochimie et pétrologie organique sur roches mères chauffées in vitro*. Bull. Soc: géol. France, 8, Vol. 5,.
- [18] Schlumberger. (2014). *Introduction to shale reservoirs*. next, a Shlumberger company.
- [19] Roland Vially, G. M. (2013). *Les hydrocarbures non conventionnels*. Récupéré sur ifpenergiesnouvelles: <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour->
-

- comprendre/Les-sources-d-energie/Les-hydrocarbures-non-conventionnels/Hydrocarbures-non-conventionnels-definitions.htm
- [20]Rylander, E. *Petrophysical Aspects and evaluation of organic shale reservoirs*. Schlumberger.
- [21]Serra, O. (1979). *Diagraphies différées - base de l'interprétation*.P: 137-174
- [22]Smagala, T. e. *Log-derived indicator of thermal maturity Niobrara Formation, Denver Basin, Colorado, Nebraska, . Rocky Mountain Association of Geologists*. P: 355-363
- [23]Sonatrach. (2014). *Rapport interne*. Activité Amont, division Forage.
- [24]Stiftung, H. B. (2015). *Gaz de schiste en Tunisie: entre mythes et réalités*.Tunisie.P: 19-24
- [25]Tylor, T. (2013). *Lithostratigraphic and petrophysical Analysis of the Middle Devonian Marcellus Shale et the Mamont Prospect, Westmoreland Country, Pennsylvania*. Clemson University .
- [26]Tyson. (1995). *Sedimentary organic Matter. Organic facies and palynofacies*. London: Chapman et Hall.
- [27]Williams, K. *Geology of Source Rock Reservoirs*. Halliburton C& Digital Solutions. P: 31-34
- [28]*Natural Gas Historical Data*. (2016, 05 06). Récupéré sur investing:  
<http://www.investing.com/commodities/natural-gas-historical-data>
- [29] EIA. (juillet 2011). *Review of Emerging Ressources: U.S. Shale Gas and Shale Oil*. U.S. Department of Energy Washington, DC 20585: U.S. Energy Information Administration. P: 7-15,
- [30] Chad Hartman (2012) Reservoir assesement -the initial Evaluation and exploration Phase of Project Development, Weatherford Laboraories shale Gas/Oil, page: 21
- [31]Deniau, I. (2002). *caractérisation géochimique du kérogène associé à l'argile Oligocene de Boom (Mol, Belgique) et évolution sous divers stress thermique*. L'UNIVERSITE PARIS VI. P: 17-34
-

## Annexe A : Chapitre I



**Figure A-1** :Figure illustrant la variation de capacité d’adsorption de gaz naturel dans les nanopores de la matière organique (tiré de Bohacs et coll., 2013). Dépendant de la taille des nanopores, la phase adsorbée (représentée de sous forme simplifiée par des petits cercles rouges) pourrait dominer dans les petits pores de la matière organique. L’abréviation « S/V » indique le rapport du volume de gaz adsorbé et du volume d’un seul pore.

### Définition de l’adsorption

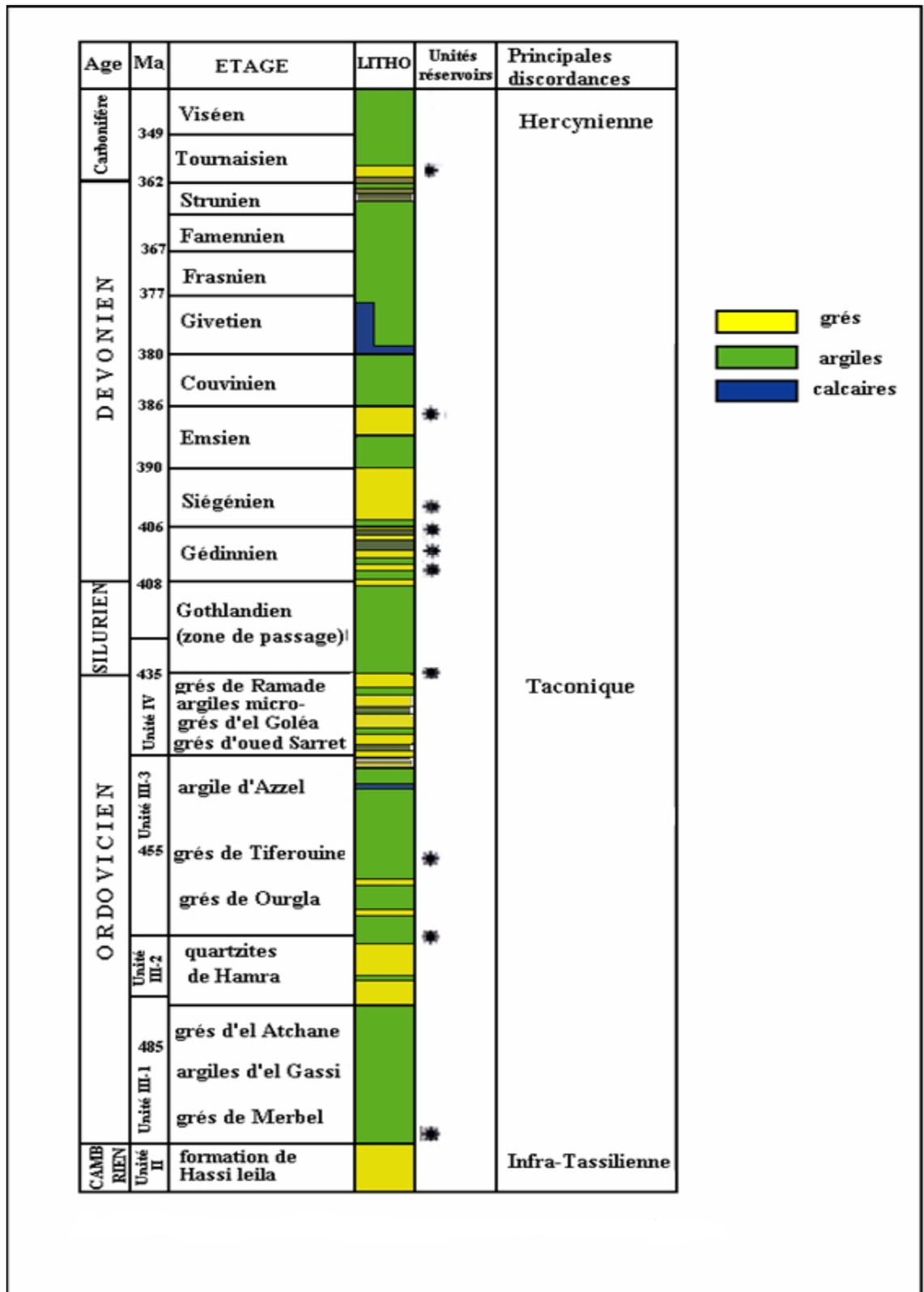
L’adsorption est l’adhésion d’une ou plusieurs couches avec les molécules de gaz à la surface interne des minéraux contenus dans la matrice de shale ou la matière organique dans le shale.

Pour quelques shales riches organiquement, l’adsorption est considérée comme le premier mécanisme de stockage des hydrocarbures, la quantité totale et le type de la matière organique ont une grande influence sur la capacité d’adsorption du shale, parfois elle dépasse 50% de la quantité totale de gaz stocké (Faraj 2004), c’est le phénomène inverse de la désorption.

### La pression de Langmuir PL

La pression de Langmuir est une fonction de l’aptitude de gaz adsorbé à libérer hors de la matière organique, cette libération dépend de la diminution de la pression des pores.

## Annexe B : Chapitre III



**Figure B-1** : Colonne lithostratigraphique du bassin de l'Ahnet

---

Tableau B-1 : les valeurs des paramètres utilisés à la comparaison [16-23]

Depth Top(m)	Young modulus (psi)	Poisson Ratio
1710,5	2,81E+06	0,16
1714,5	1,54E+06	0,13
1720,5	1,41E+06	0,08
1723,5	1,70E+06	0,15
1727	1,54E+06	0,13
1752,5	1,82E+06	0,13
1756,5	2,04E+06	0,14
1760,3	1,76E+06	0,12
1763,5	1,97E+06	0,14
1771,5	2,28E+06	0,14
1780	2,51E+06	0,15
1794	2,11E+06	0,13
1807,5	2,90E+06	0,19
1808,7	3,03E+06	0,23
1812,3	3,98E+06	0,3
Average	2,23E+06	0,15

---

**Tableau B-2** : propriétés de shale gas du bassin d’Ahnet d’après (EIA 2013 [8])

Basic Data	Basin/Gross Area		Ahnet (20,200 mi <sup>2</sup> )	
	Shale Formation		Frasnian	
	Geologic Age		U. Devonian	
	Depositional Environment		Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		1,650	5,740
	Thickness (ft)	Organically Rich	275	60
		Net	248	54
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 6,600	5,000 - 9,500
Average		5,000	7,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Mod. Overpress.	Mod. Overpress.
	Average TOC (wt. %)		4.0%	3.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		1.15%	1.70%
	Clay Content		Medium	Medium
Resource	Gas Phase		Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )		77.6	21.6
	Risked GIP (Tcf)		25.6	24.8
	Risked Recoverable (Tcf)		3.8	5.0

## Annexe C : Chapitre IV

Tableau C-1 : les valeurs des paramètres utilisés à la comparaison [8-23]

Bassin	net thicknes s (m)	Profond- eur (m)	Toc (% wt)	maturit é	GIP bcf/mi 2	Perméabilit é nd	porosit é	Sw	BHT (°C)	gradient de pression (psi/ft)
<b>Barnett</b>	43,89	3648	6	2,25	200	567	9	19	65,55	0,52
<b>Haynesvill e</b>	36,96	2280	5	2,16	145	330	8,5	23	165,6	0,85
<b>EagleFord</b>	34,65	2204	3,6	1,7	137	299	8	24,5	121,1	0,52
<b>Ahnet</b>	34,65	2128	3,6	1,4	109	288	8	26,4	107	0,45
<b>Fayetteville</b>	27,72	2052	3,3	1,6	90	285	6,5	28	-	-
<b>Marcellus</b>	25,08	1750	2,7	1,55	60	285	5	29	54,44	0,5
<b>Woodford</b>	21,78	1216	2,2	1,4	45	270	5	29,1	-	-

Figure C-1 : Historique de prix du gaz naturel entre 07 mai 2005 et 07 mai 2016 [28]

Natural Gas Historical Data				
05/07/2005 - 05/07/2016 				
Highest: 15.780	Lowest: 1.611	Difference: 14.169	Average: 5.135	Change %: -67.14