

République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
جامعة الجيلالي بونعامه خميس مليانة  
Université Djilali Bounaâma de Khemis Miliana  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département des Sciences de la Matière



Mémoire de fin d'étude  
En vue de l'obtention d'un diplôme de **Master** en physique  
**Spécialité: physique du globe**

# Apport des données de diagraphies dans la caractérisation des réservoirs shale gaz : Cas du Lower Barnett USA

## Thème :

Devant le jury composé de :

- |                        |             |
|------------------------|-------------|
| - BENTRIDI Salaheddine | Président   |
| - OUADFEUL Sid-Ali     | Encadreur   |
| - ELHADJ Said          | Examinateur |

Présenté par :

M.BRAKIK Ibrahim  
M.NESSAH Abdelaziz

Année universitaire : 2017/2018

## Dédicace

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

*Tout d'abord, louage à Allah pour nous avoir aidé à  
accomplir ce travail qui exige la volonté et la patience,*

*Nous dédions ce travail à :*

*A nos très chères mères et nos très chers pères et à nos frères  
et nos précieuses sœurs vraiment merci pour vos  
encouragements et votre soutien.*

*A tous les familles **Nessañ** et **Brakik** et **Chettouñ** et **hazem***

*A tous nos camarades et nos amies à l'intérieur et  
l'extérieur, et a tous ceux qui nous connaissent.*

*Et tous les étudiants d'Université de Djilali Bounaâma*

*Khemis Miliana*

## REMERCIEMENTS

*Nous voulons à remercier Monsieur Ouadfeul Sid Ali pour l'ensemble de sa supervision, notamment pour sa disponibilité, et ses compétences professionnelles. Merci à tous les jurys qui ont accepté d'examiner ce travail et tous les enseignants qui nous ont accompagnés durant notre cursus, Merci également à nos familles, particulièrement à nos parents, Pour votre soutien lors de nos études et Merci également à nos camarades de master 2 physique du globe.*

*Nos remerciements vont à nos amis pour leurs encouragements tout au long de l'année, et nous aimerions encourager les étudiants de master 1 physique du globe et les encourager à travailler plus afin d'atteindre l'objectif souhaité qu'est la connaissance.*

## **Résumé**

Dans ce travail, on a utilisé les données de diagraphies pour caractériser le réservoir shale gaz du Lower Barnett localisé dans le Bassin Fot Wort aux états unis. Les caractéristiques pétrophysiques et géomécaniques sont étudiés dans un puits horizontal foré dans le Barnett shale.

Les résultats obtenus montrent que ce réservoir est un bon jeu de schiste.

Les mots clés : réservoir non conventionnel, pétrophysique, shale Barnett, Etats-Unis

## **Abstract**

In this work, log data were used to characterize the Lower Barnett shale gas reservoir located in the Fot Wort Basin in the United States.

Petrophysical and geomechanical characteristics are studied in a horizontal well drilled in Barnett shale.

The results obtained show that this tank is good shale plays.

Key words: unconventional reservoir, petrophysical, shale Barnett, United States

## **ملخص**

في هذا العمل، استخدمنا بيانات السجل لبئر من أجل وصف خزان الغاز الصخري السفلي لبارنت المتواجد في حوض فوت وورت (Fot Wort) الذي يقع في الولايات المتحدة. تتم دراسة الخصائص البتروفيزيائية والجيوميكانيكية في بئر أفقية محفورة في صخر بارنت. تظهر النتائج التي تم الحصول عليها أن هذا الخزان هو خزان جيد من الصخر الزيتي. الكلمات المفتاحية : خزان غير تقليدي، بتروفيزيائية، الصخور الزيتية، الولايات المتحدة.

## Table de Matière

Introduction générale .....	01
Chapitre 01 : physique de la roche	
Introduction.....	03
1-1. Généralités.....	03
1 -1.1. Notion de contrainte .....	03
1 -1.2. Notion de déformation.....	03
1 -1.3. La Loi de Hooke.....	04
1-1.4. Modules élastiques.....	05
1-1.4.1. Module de Young E.....	05
1-1.4.2. Module de cisaillement (coefficient de rigidité) $\mu$ .....	06
1-1.4.3. Module d'incompressibilité K.....	07
1-1.4.4. Coefficient de Poisson $\sigma$ .....	07
1-2. Les ondes sismique.....	08
1-2.1 les types des ondes .....	08
1-2.1.1 les ondes de volume (p et s) .....	08
1-2.1.2 les ondes de surfaces (love et Rayleigh) .....	09
1-2.2 vitesse des ondes sismique.....	10
Chapitre 02 : Les propriétés pétrophysique et géomécanique de réservoir shale gaz	
Introduction .....	12
2 – 1. Définition de shale gas .....	12
2 – 2. Définition des réservoirs shales gas.....	12
2 - 3. Les propriétés pétrophysique de réservoir shale gaz.....	12
2-3.1. Carbone organique totale COT .....	12
2-3.2. Maturation de la matière organique .....	15
2 - 3.1. La porosité ( $\phi$ ).....	15
2 - 3.2. Les types de porosité .....	16
2 - 3.3. La perméabilité (k).....	17
2 -3.4.typees de perméabilité .....	18
2 - 3.5.Saturation ( $S_w$ ) .....	18

2 - 3.6.La résistivité.....	20
2 - 2. Les propriétés géomécanique des réservoirs shale gas.....	21
2 - 2.1. Propriété mécanique des roches.....	21
2 - 2.1. Minéralogie .....	21
2.2.1.2. Les Contraintes sur la roche.....	22
2.2.1.3.Module de Yong.....	23
2.2.1.4.Coefficient de poisson. ....	24
2.2.1.5. Fragilité .....	26

### Chapitre 03 : Etude d'un cas des Etats-Unis

Introduction .....	28
3. L'étude d'un cas de l'États-Unis .....	28
3.1. Contexte géologique et stratigraphique du bassin Bend Arch -Fort Worth .....	28
3.2. Localisation de shale Barnett en bassin de Bend Arch-Fort Worth.....	29
3.3. L'interprétation qualitative et quantitative des données.....	31
3.4. La détermination des sweet spots .....	35
3.4.1. Identification des sweet spots .....	36
3.4.2. Interprétation des résultats .....	37
Conclusion générale.....	37

## Liste des tableaux

<b>Tableau 1.1</b> : la vitesse des ondes P et S de quelque milieu avec la densité.....	11
<b>Tableau 2.1</b> : Teneur en COT définissant le potentiel pétrolière d'une roche mère...	13
<b>Tableau2.2</b> : Porosité, perméabilité et résistivité de différentes roches.....	21
<b>Tableau 2.3</b> : Quelques exemples du module de Young.....	21
<b>Tableau 2.4</b> : Quelques exemples du coefficient de Poisson.....	24
<b>Tableau3.1</b> : les paramètres nécessaires des zones sweet spots de Barnett shale.	36

## Liste des figures

Figure 1.1 : la relation entre la contrainte et déformation.....	4
Figure 1.2 : onde de compression.....	9
Figure 1.3 : onde de cisaillement.....	9
Figure 2.1 : Roche mère de type shale (argileuse feuilletée contenant de la matière Organique.....	13
Figure 2.2 : représentation schématique d'une roche poreuse.....	16
Figure 2.3 : Evolution de la porosité des argiles avec la profondeur (D'après MASSE, 1971) .....	17
Figure 2.4 : les contraintes appliquées sur une roche .....	22
Figure 2.5 : Déformation selon un axe de contrainte d'un cylindre.....	23
Figure 2.6 : Déformations latérale et axiale suite à une compression .....	24
Figure 2.7 : (a) ductile shale, (b) brittle shale.....	26
Figure 3.1 : la position de bassin shale Barnett au nord Texas.....	28
Figure 3.2.l'extraction du gaz de schiste.....	39
Figure 3.3 : crossplot de la lenteur en fonction de volume d'argil .....	30
Figure 3.4 : crossplot de coefficient de poisson en fonction de volume d'argile .....	31
Figure 3.5 : cross plot de module de Young en fonction de volume d'argile.....	31
Figure 3.6 : cross plot de la densité en fonction de porosité neutron.....	32
Figure 3.7 : Z plot de module de Young, coefficient de poisson et volume d'argile..	33
Figure 3.8 :Z plot de module de Young coefficient de poisson et volume de quartz.	34
Figure 3.9 : sweet spots basée sur les paramètres géomécanique et pétrophysique .....	35



## Liste des symboles et Abréviations

- $\sigma$  : contrainte (N/m<sup>2</sup>)  
 $\epsilon$  : déformation  
F : force appliqué (N)  
S : surface du corps (m<sup>2</sup>)  
 $\lambda$  et  $\mu$  : coefficient de lamé  
 $\delta_{ij}$  : le symbole de Kronecker  
 $\theta$  : Dilatation volumique  
E : module de Young  
 $V_L$  : vitesse des ondes longitudinales (Km/s)  
 $V_T$  : vitesse des ondes transversale (Km/s)  
K : Module d'incompressibilité  
 $\nu$  : Coefficient de Poisson  
P : onde de compression  
S : onde de cisaillement  
 $\rho_b$  : densité de la formation (g/cm<sup>3</sup>)  
COT : carbone organique totale  
 $\phi$  : La Porosité  
 $V_p$  : Volume des pores  
 $V_t$  : Volume totale  
 $V_s$  : Volume des solides  
 $\phi_t$  : porosité totale  
 $\phi_c$  : porosité connecté  
 $\phi_p$  : porosité potentiel  
 $\phi_e$  : porosité effective  
 $K_p$  : perméabilité  
 $S_w$  : saturation en eau  
 $S_o$  : saturation en huile  
 $S_g$  : saturation en gaz  
 $S_{wi}$  : saturation en eau interstitielle  
 $R_w$  : Résistivité de l'eau d'imbibition en ohms.m

$R_t$  : Résistivité vraie de la formation vierge en ohms.m

m: exposant de « cimentation »

a : la constante "lithologie".

F: Facteur de formation.

n : exposant de saturation

$V_{sh}$  : volume d'argile

$R_{sh}$  : résistivité d'argile en ohms.m

### **Introduction générale :**

Avant quelques dizaines d'années, le pétrole produit à partir des réservoirs conventionnels était le seul produit dans le marché de l'énergie, où il a toujours été la seule solution dans sa bonne disponibilité, mais récemment et avec la baisse du stock mondial parce que c'est une source non renouvelable et avec la situation difficile et beaucoup de demande, cette situation a ramené les grandes compagnies pétrolières à rechercher de nouvelles sources pour couvrir les demandes.

Au tournant du 20<sup>e</sup> siècle pointait à l'horizon l'idée de la possibilité d'exploitation des hydrocarbures de roche mère (shale gas), Le shale a été nommé par Barnett, où au début du 20<sup>ème</sup> siècle, au cours d'un exercice de cartographie, les géologues ont noté un banc de schiste épais, riche en matière organique noire, qui a été nommé par John W. Barnett qui s'est installé à San Saba au cours de la fin du 19<sup>ème</sup> siècle. Mais cette idée nécessite l'utilisation de la technologie moderne et avancée, soit l'extraction ou la zone de production, Permettant d'exploiter et valoriser directement ces roches-mères. Ces dernières constituent la matrice de l'accumulation originelle de la matière organique.

Cette énergie fossile est disponible en quantités énormes, en particulier aux États-Unis, où il occupe la première place en termes de quantité et de contrôlée de sa technologie, et parmi les shales on a choisi notamment les shales de Barnett au nord Texas, En 2007, certains experts ont suggéré que le Barnett Shale pourrait avoir les plus grandes réserves productibles de tout gisement de gaz naturel à terre aux États-Unis. Avant l'exploitation de ce shale doit connaître toutes les caractéristiques géologiques et les études géophysiques et pétrophysique à travers la zone étudiée pour avoir les quantités et profondeur de ce shale et aussi Pour faire l'acquisition de la matière organique existants.

Nous avons pensé qu'il est pour une bonne compréhension que l'on divise ce travail en trois chapitres interdépendants entre eux, où chaque chapitre est complémentaire au chapitre suivant, L'arrangement était la suivante :

- Le premier chapitre expliqué sur les applications sismologiques et toutes les propriétés élastiques des roches et son paramètre physique.

## Introduction générale

---

- Le Deuxième chapitre Basé sur l'étude de toutes les propriétés pétrophysique et géomécanique du réservoir non conventionnel, cette nouvelle source doit être une bonne connaissance de toutes ces propriétés.
- Le dernier chapitre expliquer sur le cas de l'États-Unis dans les shales, notamment les shales Barnett, nous avons fait une évaluation sur les caractérisations de ces derniers et l'interprétation des données obtenues Laissez-nous prendre une vue d'ensemble du bassin étudié en termes de production et la possibilité d'exploitation.

# **Chapitre 01 :**

# **Physique de la roche**

## Introduction :

L'exploration géophysique comprend plusieurs méthodes de prospection, la méthode la plus efficace dans l'exploration pétrolière est la prospection sismique, La distinction entre les formations géologiques par leurs impédances acoustiques est la base de la technique de prospection sismique, ces impédances sont fonction des propriétés élastiques des roches, d'où la nécessité d'éclairer les bases de cette théorie qui donnée des proportionnalités entre les contraintes et les déformation dans le milieu. Dans ce chapitre nous développons seulement l'essentiel pour les applications sismologique, y compris les concepts de contrainte, déformation et les coefficients d'élasticités et quelques notions sur les ondes sismique et comment Propagé et déplacer dans les milieux.

### 1-1. Généralités :

La théorie d'élasticité étudie la déformation des corps dans le cas où les contraintes agissantes ne produisent pas des déformations permanentes, c'est-à-dire que ces corps retrouvent sa position initiale une fois les contraintes ne sont plus appliquées. [1]

#### 1 -1.1. Notion de contrainte :

Lorsqu'une roche (solide) est soumise à des faibles contraintes, elle se déforme et reprend sa forme initiale quand la contrainte cesse. La déformation est réversible, c'est un comportement élastique. La Contrainte se définit comme étant une force appliquée à une certaine unité de surface. Elle donne par la relation suivante :

$$\sigma = \frac{F}{S} \left( \frac{N}{m^2} \right)$$

Avec :

$\sigma$  : Contrainte (N/m<sup>2</sup>)

F : force appliquée (N)

S : surface (m<sup>2</sup>)

Si cette force est perpendiculaire à la surface, la contrainte est dite normale, et si elle est tangentielle, la contrainte est dite de cisaillement. [2]

### 1 -1.2. Notion de déformation :

Une déformation est le résultat de l'application d'une contrainte sur un corps et qui va aboutir au changement de sa forme et à son déplacement. [1]

Il existe quatre types de déformation :

- Déformation volumique
- Déformation par traction
- Déformation par cisaillement
- Déformation par compression

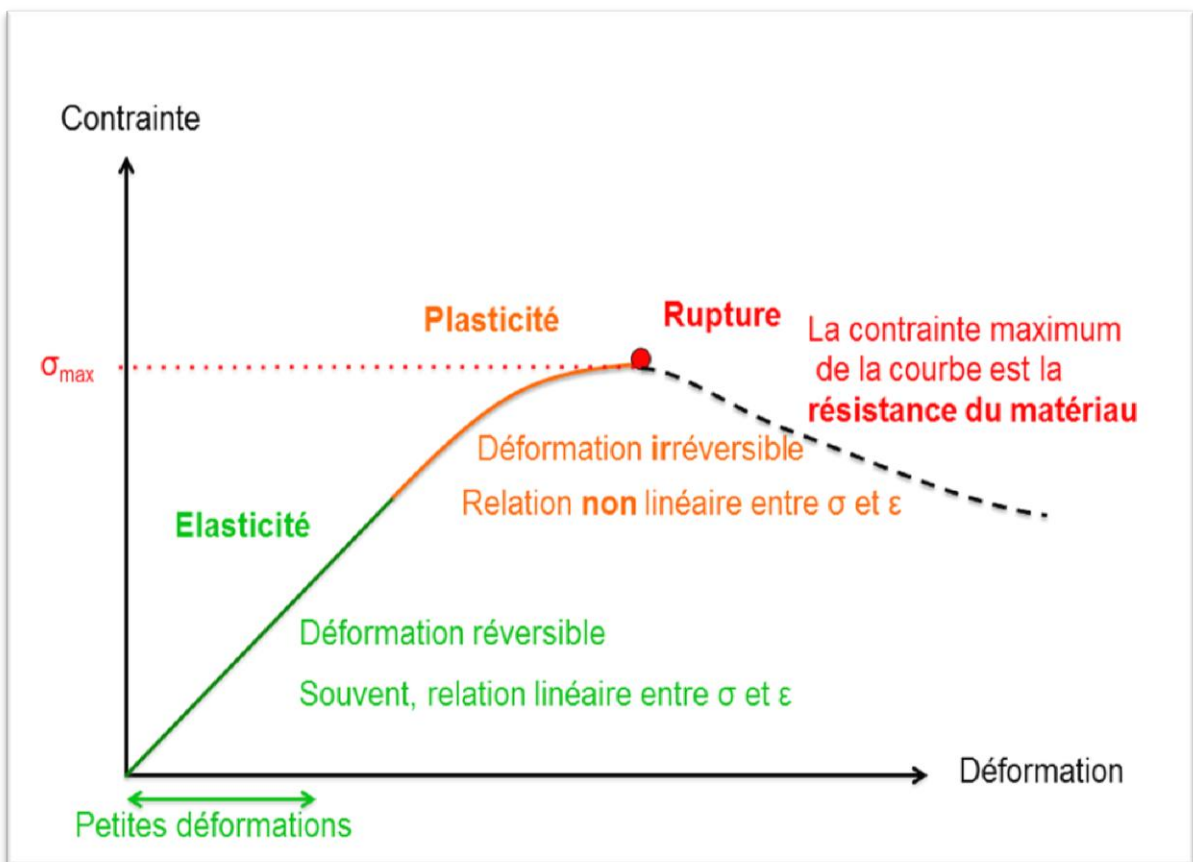


Figure 1.1 : la relation entre la contrainte et déformation

### 1-1.3. La Loi de Hooke :

Cette loi exprime les relations linéaires qui existent entre les contraintes et les déformations, lorsque les contraintes sont faibles.

Dans un milieu homogène, isotrope et élastique, la loi de Hooke s'écrit :

$$\sigma_{i,j} = \lambda\theta\delta_{i,j} + 2\mu\varepsilon_{i,j} \dots\dots\dots (Eq.1.1)$$

Sachant que :

$\sigma_{ij}$  : la contrainte appliquée sur un axe (avec  $i(x,y,z)$  et  $j(x,y,z)$ )

$\lambda$  et  $\mu$  : coefficient de lamé

$\delta_{ij}$  : le symbole de Kronecker ( $\delta_{ij}=1$  si  $i=j$ ,  $\delta_{ij}=0$  si  $i$  différent de  $j$ ).  
(avec  $i(x,y,z)$  et  $j(x,y,z)$ )

$\theta$  : Dilatation volumique  $\theta = \text{div} \vec{U} = \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \dots\dots\dots (Eq.1.2)$

La loi de Hooke s'exprime aussi en fonction des paramètres élastiques du milieu. Telle que, la contrainte est liée à la déformation par une constante d'élasticité. Il existe quatre constants élastiques importants qui sont : [3]

- Le module de cisaillement (coefficient de rigidité) " $\mu$ ".
- Le module de Young " E ".
- Le module d'incompressibilité " K".
- Le coefficient de Poisson "  $\nu$  ".

**1-1.4. Modules élastiques :**

Les modules élasticité sont des paramètres qui caractérisent les propriétés élastiques du milieu.

D'après la loi de Hooke, quand un corps se déforme élastiquement, il y a un rapport linéaire entre contrainte et déformation. Le coefficient de proportionnalité est défini comme une constante ou module élastique du corps.

La déformation est elle-même un rapport de longueurs et par conséquent sans dimension. Donc le module élastique doit avoir les unités de la contrainte ( $N.m^{-2}$ ).

Un milieu isotrope est caractérisé par les coefficients suivants : [1]

**1-1.4.1. Module de Young E :**

Est la constante qui relie la contrainte de traction (ou de compression) et la déformation pour un matériau élastique isotrope.[4] Par la relation suivante

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \text{ Avec :}$$

$\sigma$  : Contrainte

$\varepsilon$  : Déformation



Et sachant que :

$$\sigma_{ii} = \lambda\theta + 2\mu\varepsilon_{ii} \dots\dots\dots(\text{Eq.1.3})$$

$$\sigma_{yy} = \lambda\theta + 2\mu\varepsilon_{jj} \dots\dots\dots(\text{Eq.1.4})$$

$$\text{Avec } \sigma_{ii} = \sigma_{jj} = 0$$

$$\sigma_{zz} = \lambda\theta + 2\mu\varepsilon_{zz} \dots\dots\dots (\text{Eq.1.5})$$

Après la sommation des trois contraintes  $\sigma_{xx}$ ,  $\sigma_{yy}$  et  $\sigma_{zz}$  on obtient :

$$\sigma_{zz} = 3\lambda\theta + 2\mu(\varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz}) \dots\dots\dots (\text{Eq.1.6})$$

$$\text{Or : } (\varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz}) = \theta$$

$$\text{Donc : } \sigma_{zz} = 3\lambda\theta + 2\mu\theta = \mu(3\lambda + 2\mu)\theta \dots\dots\dots (\text{Eq.1.7})$$

$$\text{Implique } \theta = \frac{\sigma_{zz}}{3\lambda + 2\mu}$$

$$\text{En remplace } \theta \text{ dans l'équation (Eq1.1), on trouve : } \sigma_{zz} = \left(\frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu}\right)\varepsilon_{zz}$$

$$\text{Et on a : } \sigma_{zz} = E\varepsilon_{zz}$$

On obtient alors :

$$E = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu}$$

E : Le module de Young.

$\lambda$  et  $\mu$  : Coefficient de lamé.

### 1-1.4.2. Module de cisaillement (coefficient de rigidité) $\mu$ :

Mesure du rapport contraint sur déformation dans le cas d'un cisaillement simple tangentiel. Déformation sans changement de volume [5].

$$\text{Dans le cas cisaillement on a } \mu = \frac{1}{2} \left( \frac{\sigma_{ij}}{\varepsilon_{ij}} \right) \implies \sigma_{i,j} = 2\mu\varepsilon_{i,j}$$

Dans un milieu isotrope, le module de cisaillement est lié au module de Young et au coefficient de poisson par la relation suivante :

$$\mu = \frac{E}{2(1+\sigma)}$$

$\mu$  : le module de cisaillement.

$\mu$  mesure la résistance au cisaillement. Il est appelé souvent module de rigidité. Les liquides n'ont pas de résistance au cisaillement alors ( $\mu_l = 0$ ) ainsi, on a un autre facteur important qu'on appelle première constante de Lamé noté  $\lambda$ . Celui-ci est donné par la relation ci-dessus :

$$\lambda = \frac{\sigma E}{(1-2\sigma)(1+\sigma)}$$

$\lambda$ : Coefficient de Lamé

### 1-1.4.3. Module d'incompressibilité K :

Le module d'incompressibilité montre la résistance des matériaux au changement de volume lorsqu'il est soumis à des contraintes, il est défini par le rapport d'une pression hydrostatique sur le changement de volume.

La loi de Hooke donne la déformation volumique selon la formule suivante :

$$\theta = \frac{\Delta V}{V} = \frac{-P}{K} \quad \text{Alors} \quad k = \frac{-P}{\theta}$$

$$\text{Alors} \quad K = \frac{E}{3(1-2\sigma)} = \lambda + \frac{2}{3}\mu$$

k : Module d'incompressibilité

$\lambda, \mu$  : coefficient de Lamé

### 1-1.4.4. Coefficient de Poisson $\nu$ :

Le coefficient de Poisson permet de caractériser la contraction de la matière perpendiculairement à la direction de l'effort appliqué.

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. [6]

Le coefficient de Poisson est toujours inférieur ou égal à 1/2. S'il est égal à 1/2, le matériau est parfaitement incompressible.

$$\sigma_{11} \neq 0 \quad \text{et} \quad \sigma_{22} = \sigma_{33} = 0$$

$$\nu = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)}$$

Le Coefficient de Poisson  $\nu$  est un nombre sans dimension compris dans l'intervalle  $\{0, 1/2\}$ . A l'exception des élastomères comme le caoutchouc dont le coefficient de

Poisson  $\nu = 1/2$ , la plupart des matériaux isotropes continus ont un coefficient de Poisson compris dans l'intervalle  $\{0, 25 - 0, 35\}$ . [7]

Le coefficient de poisson écrire aussi en fonction du rapport  $\frac{V_L}{V_T}$ , par l'expression suivante :

$$\nu = \frac{\frac{1}{2}\left(\frac{V_L}{V_T}\right)^2 - 1}{\left(\frac{V_L}{V_T}\right)^2 - 1}$$

Avec :

$V_L$  : vitesse des ondes longitudinales (Km/s)

$V_T$  : vitesse des ondes transversale (Km/s)

### 1-2. Les ondes sismiques :

Sous l'effet de contrainte quelconque les solides élastiques, subissent des déformations de deux types : compression et cisaillement.

La théorie de l'élasticité et le principe fondamentale de la dynamique montrent qu'il résulte des propagations des plusieurs types d'ondes acoustiques, chaque type se caractérisant par le mouvement des particules.

#### 1-2.1 les types des ondes :

Il existe deux types des ondes : les ondes de volume et les ondes de surface

##### 1-2.1.1 les ondes de volume (pet s) :

Elle est propagée dans l'intérieur d'un milieu

- **Onde p** : est une onde longitudinale ou de compression caractérisée par un mouvement des particules parallèle à la direction de propagation.

Elle est la seule à se propager dans les liquides, est toujours arrive la première par ce que elle a la vitesse de propagation la plus grandes.

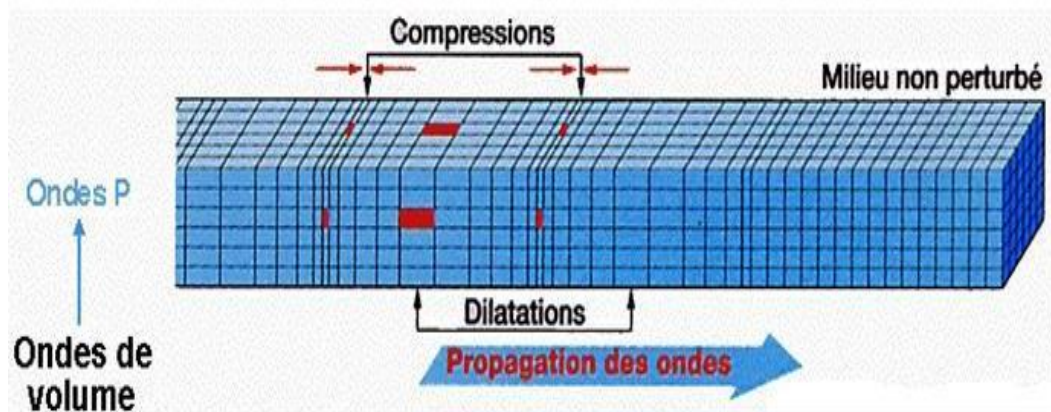


Figure 1.2 : onde de compression[15]

- **Onde s** : est une onde transversale ou de cisaillements caractérisés par un mouvement des particules perpendiculaire à la direction de propagation

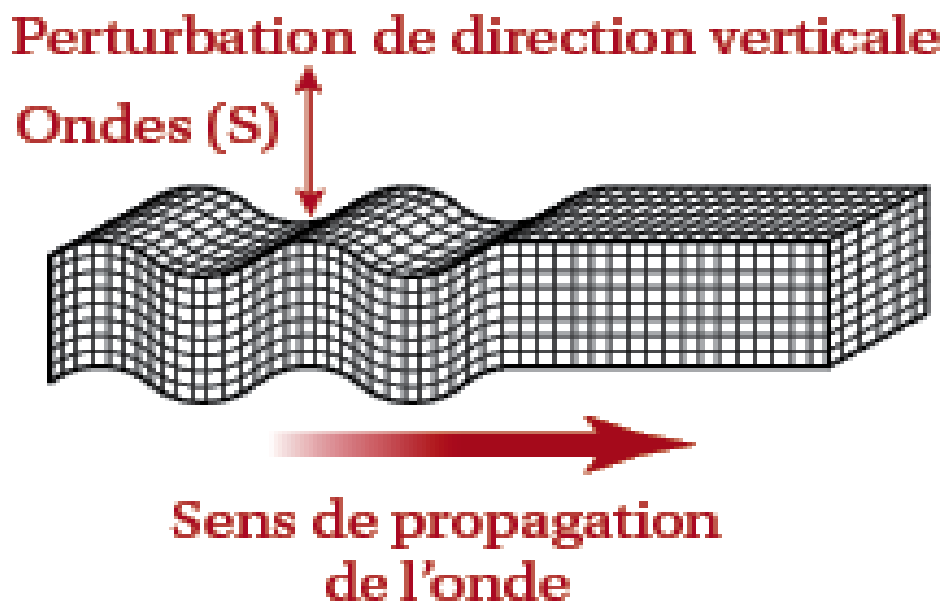


Figure 1.3 : onde de cisaillement []

La vitesse de propagation de l'onde transversale **s** est inférieure à celle de l'onde compressionnelle, Cette onde ne se transmet pas dans les liquides.

### 1-2.1.2 les ondes de surfaces (love et Rayleigh) :

Se propage à la surface avec une vitesse plus faible.

- **Onde de Rayleigh** : dans lesquelles le mouvement des particules est elliptique, elles ne sont pas transmises les liquides, par ce que leur vitesse et leur énergie sont légèrement inférieures à celles des ondes transversale environ 90%.
- **Onde de love** : dans lesquelles le mouvement des particules est transverse de la direction de propagation mais sans déplacement vertical. Elles sont plus rapides que les ondes de Rayleigh.

### 1-2.2 vitesse des ondes sismique :

Les vitesses des ondes sismiques dans les milieux élastiques peuvent être exprimées à l'aide des coefficients d'élasticités.

La vitesse longitudinale  $V_L$  est donnée par la relation suivante :

$$V_L = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho_b}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho_b}} = \sqrt{\frac{E}{\rho_b(1+\nu)(1-2\nu)}}$$

Et la vitesse transversale  $V_T$  par la relation :

$$V_T = \sqrt{\frac{\mu}{\rho_b}} = \sqrt{\frac{E}{\rho_b 2(1+\nu)}}$$

Avec :

$K$  : Module d'incompressibilité

$E$  : Module de Young

$\mu$  : Module de rigidité

$\nu$  : Coefficient de poisson

$\rho_b$  : Masse volumique en  $g/cm^3$

Dans les liquides le module de rigidité étant nul, les vitesses sont :

$$V_L = \sqrt{\frac{E}{\rho_b}} \quad \text{et} \quad V_T = 0$$

La vitesse des ondes P et S varie d'un milieu à l'autre et cette différence est due à la structure et la densité du milieu, voici quelques exemples de vitesse des ondes longitudinale (P) et transversale (S) avec la densité du milieu traversé.

Milieu	Densité (g/cm <sup>3</sup> )	V <sub>P</sub> (m/s)	V <sub>S</sub> (m/s)
Sables secs	1.5 – 1.7	400 – 1200	100 – 300
Sables humides	1.9 – 2.1	1500 – 2000	400 – 600
Argiles saturés	2.0 – 2.4	1100 – 2500	200 – 800
Marnes	2.1 – 2.6	2000 – 3000	750 – 1500
Série argilo-gréseuse saturé	2.1 – 2.4	1500 – 2200	500 – 750
Grés poreux et saturé	2.1 – 2.4	2000 – 3500	800 – 1800
Calcaires	2.4 – 2.7	3500 – 6000	2000 – 3300
Craie	1.8 – 2.3	2300 – 2600	1100 – 1300
Sel	2.1 – 2.3	4500 – 5500	2500 – 3100
Anhydrite	2.9 – 3	4000 – 5500	2200 – 3100
Dolomite	2.5 – 2.9	3500 – 6500	1900 – 3600
Granite	2.5 – 2.7	4500 – 6000	2500 – 3300
Basalte	2.7 – 3.1	5000 – 6000	2800 – 3400
Gneiss	2.5 – 2.7	4400 – 5200	2700 – 3200
Charbon	1.3 – 1.8	2200 – 2700	1000 – 1400
Eau	1	1450 – 1500	–
Glace	0.9	3400 – 3800	1700 – 1900
Huile	0.6 – 0.9	1200 – 1250	–
Eboulis, terre végétale	1.7 – 2.4	300 – 700	100 – 300

**Tableau 1.1** : la vitesse des ondes P et S de quelque milieu avec la densité

**Chapitre2 :**  
**Les propriétés**  
**pétrophysiques et**  
**géomécaniques des**  
**réservoirs shale gaz**

## **Introduction :**

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

Les ressources non conventionnelles des gaz naturelles comprennent principalement : Les gaz des réservoirs compacts "Tight gas", les gaz de houille "Coalbed méthane", les gaz des hydrates "Hydrate gas" et les gaz de shale "Shale gas".

### **2 –1. Définition de shale gas :**

Le « shale gas » est un gaz piégé dans la roche mère (en générale une argile) et qui n'a jamais subi de migration primaire ("**Gaz de roche-mère**").

### **2 –2. Définition des réservoirs shales gas:**

Les réservoirs les shales gas sont des gisements de type non conventionnel qui se présentent sous la forme d'accumulations continues de gaz naturel réparties sur de larges volumes rocheux s'étendant à une échelle régionale. Le volume de roche est habituellement saturé en hydrocarbures et le contact entre le gaz et l'eau n'est pas un paramètre utile à la définition du gisement. Le gaz exploité dans ce type de gisement est contenu dans une séquence de roche à grains fins qui est dominée par des argiles.

### **2 –3. Les propriétés pétrophysique de réservoir shale gaz :**

#### **2-3. 1. Carbone organique totale COT :**

Le carbone organique total COT évalue la richesse de la roche mère en matière organique et sa prédisposition à générer des hydrocarbures. La teneur en COT permet de qualifier le potentiel roche mère, mais cette approche ne tient pas compte du fait que la teneur en COT diminue avec la maturation thermique et que la nature même de la matière organique est aussi un facteur qui contrôle son potentiel pétrologène. La quantité minimale de COT que doit contenir une roche pour être qualifié de roche mère à gaz est de 2 %. (Tableau 1). [8]



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

**Tableau 2.1:** Teneur en COT définissant le potentiel pétrolier d'une roche mère.

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*.



**Figure 2.1 :** Roche mère de type shale (argileuse feuilletée), contenant de la matière organique [4]

## **2-1. 2.Maturation de la matière organique :**

L'évolution de la matière organique en kérogène puis en hydrocarbure, c'est-à-dire, sa maturation est le résultat d'un mécanisme physico-chimique complexe dont les principaux facteurs sont : l'enfouissement (pression) et la température (gradient géothermique). La maturité thermique mesure le degré d'exposition des formations la haute chaleur nécessaire pour la transformation de la matière organique en hydrocarbures.

On distingue trois phases de maturation par lesquelles transite la matière organique depuis sa fossilisation jusqu'à sa dégradation finale. Les étapes successives sont : La diagénèse, La catagenèse et La métagenèse [8].

- **La diagénèse :**

Elle est caractérisée par une altération à basse température de la matière organique en dessous de 50°C (122°F) progressivement convertie en kérogène

- **La catagenèse :**

Se produit généralement lorsque l'enfouissement supplémentaire entraîne une augmentation de la pression, ce qui augmente la chaleur dans la plage d'environ 50 à 150°C (122 à 302°F), provoquant la décomposition des limites chimiques dans le schiste et le kérogène.

- **La métagenèse :**

Est la dernière étape dans laquelle la chaleur et les changements chimiques entraînent presque la transformation du kérogène en carbone. Au cours de cette étape, le méthane tardif ou le gaz sec a évolué, avec des gaz non hydrocarbonés tels que CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S. Plage de température d'environ 150°C à 200°C (302 à 392°F).

## **2 -1.3. La porosité ( $\phi$ ) :**

La porosité  $\phi$  est le pourcentage du volume global d'une roche correspondant aux interstices (pores) entre les grains, particule ou cristaux qu'ils soient connectés ou non. Son expression est : [9]

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \dots\dots\dots(\text{Eq 2.1})$$

Avec :

$V_p$  : Volume des pores

$V_t$  : Volume totale

$V_s$  : Volume des solides

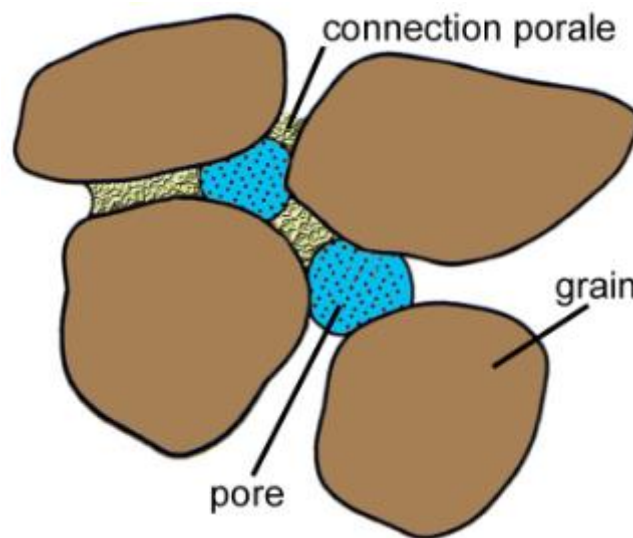


Figure 2.2 : représentation schématique d'une roche poreuse

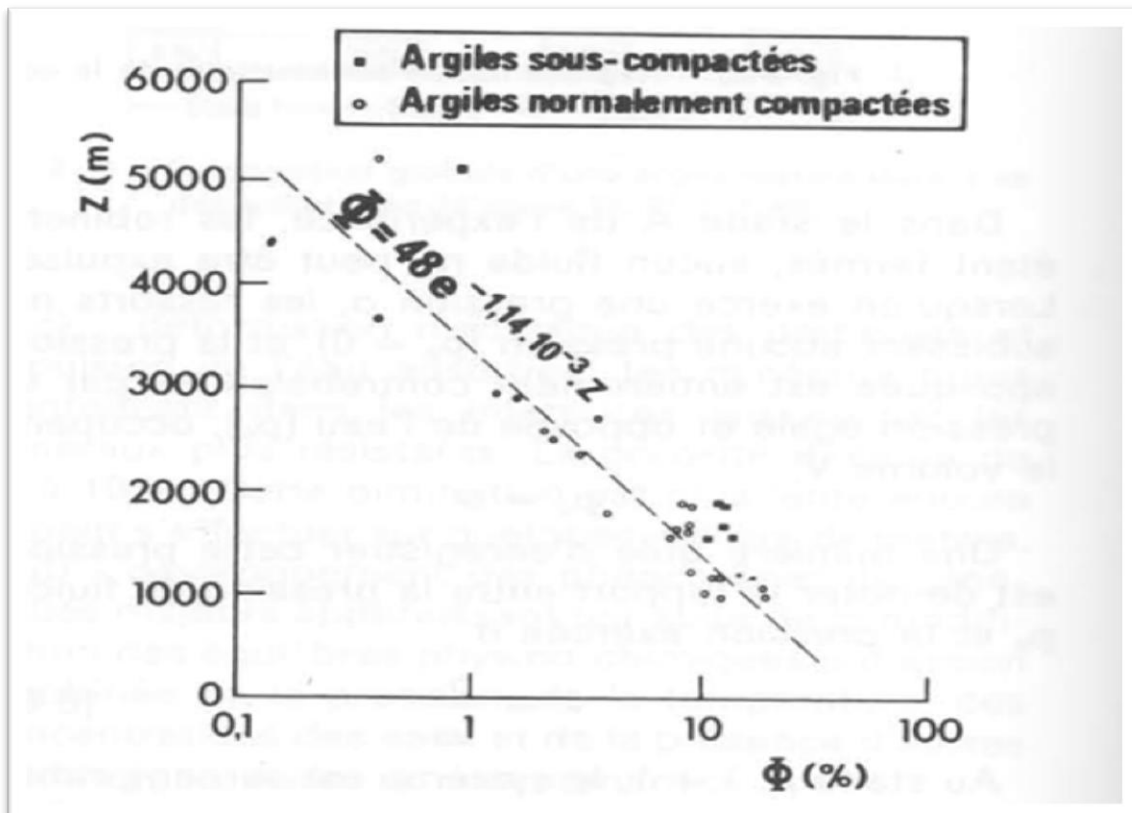
### 2 - 1.3.1. Les types de porosité : [10]

On distingue plusieurs types de porosité :

- **La porosité totale**  $\phi_t$  : est égale au rapport du volume total des espaces « vides » (pores, canalicules, vacuoles, géodes...) existant entre les éléments minéraux de la roche.
- **La porosité connectée**  $\phi_c$  : est égale au pourcentage dans la roche du volume totale des vides reliés entre eux.
- **La porosité potentiel**  $\phi_{pot}$  : est égale au pourcentage dans la roche du volume totale des vides reliés entre eux par des passages ou seuils dont la section est supérieure à une limite au-dessus de laquelle le fluide ne peut pas circuler (par exemple  $20\mu\text{m}$  pour l'huile et  $5\mu\text{m}$  pour le gaz).

- **La porosité effective  $\phi_e$  (ou utile)** : est la porosité accessible aux fluides libres, à l'exclusion de la porosité non connecté, et de l'espace occupé par l'eau adsorbée et de l'eau liée aux argiles.

La porosité est sans dimension puisqu'elle correspond à un rapport. Elle est donnée en fraction, et en général, on multiplie par 100 pour l'exprimer en pourcent (%).



**Figure 2.3** : Evolution de la porosité  $\phi$  (%) des argiles avec la profondeur  $Z$  (m)

#### 2 -1.4. La perméabilité ( $k_p$ ) :

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux, on dit alors qu'il est perméable [11].

### 2 -1.4.1. Types de perméabilité :

On distingue trois types de perméabilité [12]:

#### - La perméabilité absolue, ou intrinsèque :

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, tel que la perméabilité à l'air ou la perméabilité à l'eau.

#### - La perméabilité effective :

Elle exprime la propriété d'un milieu à être traversé par deux fluides non miscibles entre eux. Ainsi, la coexistence de deux fluides non miscibles (1) et (2) dans un milieu poreux entraîne l'écoulement simultané de ces deux fluides lorsque ce milieu est soumis à une perte de charge ou une différence de pression.

#### - La perméabilité relative :

Elle exprime le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité absolue. Cette perméabilité varie entre 0 et 1. On l'exprime généralement en pourcentage (%). Elle est fonction de la saturation.

### 2 -1.5. Saturation :

La saturation d'une roche en fluide est le rapport du volume de ce fluide sur le volume de pores exprimée en% [13].

$$\text{Saturation} = \frac{\text{Volume de fluide}}{\text{Volume des pores}}$$

Dans le cas d'un gisement à hydrocarbures, les pores contiennent de l'eau, de l'huile ou du gaz.

On définit ainsi une saturation en eau  $S_w$ , une saturation en huile  $S_o$  et une saturation en gaz  $S_g$ .

Il reste toujours de l'eau piégée dans les pores d'une roche réservoir, appelée eau interstitielle. la saturation en eau interstitielle ( $S_{wi}$ ) varie entre 10 et 35% .

$S_{wi}$  est appelée aussi saturation en eau initiale.

Archie (1942) le premier proposa une relation empirique reliant le facteur de formation, déduit de la résistivité, à la porosité et à la saturation exprimée par l'équation bien connue :

$$S_w = \left( \frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/n} \dots\dots\dots (Eq.2. 2)$$

Avec :  $F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots (Eq. 2.3)$

Sachant que :

$n$  : exposant de saturation

$F$ : Facteur de formation.

$R_w$  : Résistivité de l'eau d'imbibition en ohms.m

$R_t$  : Résistivité vraie de la formation vierge en ohms.m

$a$  : S'appelle la constante "lithologie".

$\phi$  : La Porosité.

$m$  : Exposant de cimentation.

Formation de schiste (schistes laminés)

$$\frac{1}{R_t} = \left( \frac{V_{Sh}}{R_{Sh}} \right) + S_w^2 (1 - V_{Sh}) \frac{\phi^m}{a R_w} \dots\dots\dots (Eq. 2.4)$$

Avec:

$V_{sh}$  : volume d'argile

$R_{sh}$  : résistivité d'argile en ohms.m

$$S_w = \sqrt{\left( \frac{1}{R_t} - \frac{V_{Sh}}{R_{Sh}} \right) \frac{a R_w}{(1 - V_{Sh}) \phi^m}} \dots\dots\dots (Eq. 2.5)$$

Les argiles structurales :

$$\frac{1}{R_t} = \left( \frac{S_w \cdot R_{Sh}}{V_{Sh}} \right) + \frac{(S_w)^2}{F R_w (1 - V_{Sh})} \dots\dots\dots (Eq.2.6)$$

Formation de schistes (schistes dispersés) On utilise la formule de Simandoux:

$$\frac{1}{R_t} = \left(\frac{V_{Sh}}{R_{Sh}}\right)S_w + \frac{\phi^m}{a R_w (1-V_{Sh})} (S_w)^2 \dots\dots\dots(Eq 2.7)$$

Formule de Doll:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \frac{V_{Sh}}{\sqrt{R_{Sh}}} + \left(\frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a R_{Sh}}}\right) (S_w)^{n/2} \dots\dots\dots(Eq 2.8)$$

Formule de Hossin :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{(V_{Sh})^2}{R_{Sh}} + \frac{\phi^m}{a R_w} (S_w)^n \dots\dots\dots(Eq 2.9)$$

Formule de simandoux- De witte :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w V_{Sh}}{R_{Sh}} + \frac{\phi^m}{a R_w} (S_w)^n \dots\dots\dots(Eq 2.10)$$

**2 -1.6. La résistivité :**

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

**Remarque :** La valeur de la résistivité minimale dans le shale doit être supérieure à 15 ( $\Omega.m$ ) [14].

Roche	Porosité (%)	Perméabilité (cm/s)	Résistivité ( $\Omega.m$ )
Argilite	35	$10^{-8} - 10^{-9}$	70 à 200
Craie	35	$10^{-5}$	30 à 300
Tuf volcanique	32	$10^{-5}$	20 à 300
Marnes	27	$10^{-7} - 10^{-9}$	20 à 100
Grès	3 à 35	$10^{-3} - 10^{-6}$	30 à 800
Dolomite	1 à 12	$10^{-5} - 10^{-7}$	200 à 10000
Calcaire	3	$10^{-10} - 10^{-12}$	200 à 10000
Méta schiste	2.5	$10^{-4} - 10^{-9}$	300 à 800
Gneiss	1.5	$10^{-8}$	1000 à 20000
Quartz	<1	$10^{-10}$	1000 à 10000
Granite	1	$10^{-9} - 10^{-10}$	1000 à 15000
Gabbro	1 à 3	$10^{-4} - 10^{-9}$	6000 à 10000
Basalte	1.5	$10^{-6} - 10^{-8}$	800 à 15000

Tableau2.2 : Porosité, perméabilité et résistivité de différentes roches

## 2 -2. Les propriétés géomécanique des réservoirs shale gas :

### 2 -2.1. Propriété mécanique des roches :

Les paramètres mécaniques de la roche sont des phases très importantes de forage, d'achèvement et de stimulation (fracturation hydraulique) du puits, les principaux paramètres mécaniques sont : la minéralogie, les contraintes sur la roche ( $\sigma_{vert}$ ,  $\sigma_{max}$ ,  $\sigma_{min}$ ), le module de Young (E), le coefficient de Poisson ( $\nu$ ), et la fragilité.

#### 2 - 2.1. Minéralogie :

La composition minéralogique de la roche est un paramètre important à considérer dans l'exploration gazière d'un shale. Par exemple, son contenu en quartz ou en calcite peut avoir un impact sur la capacité à fracturer efficacement la roche. Les valeurs limites des teneurs en substance minérales varient selon les régions et



les bassins, par exemple en Amérique la limite du volume de Clay est définie de moins de 40%. L'augmentation de la valeur de calcite et du quartz (d'une valeur plus de 50%) contribue principalement dans l'augmentation de dureté qui est un facteur favorable pour la fracturation. In (Zouaouid ,Bensaci, 2015)

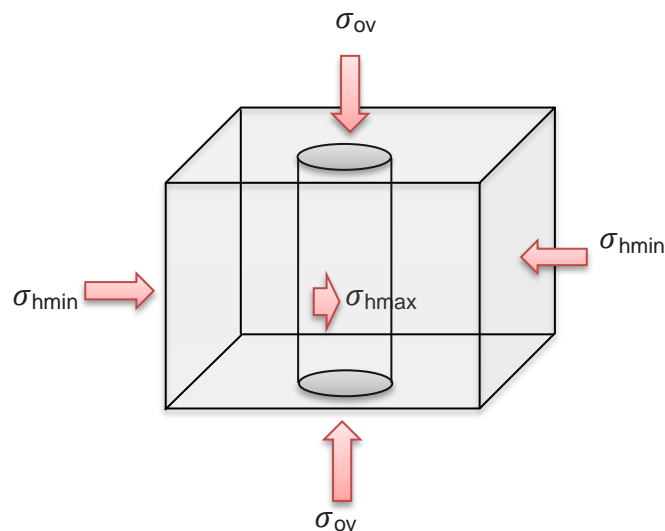
### 2.2.1.2. Les Contraintes sur la roche :

Au cours de la dernière décennie, la géomécanique est devenue une discipline importante Géosciences en ce qui concerne les réservoirs conventionnels et non conventionnels.

Pour les réservoirs de schiste, la géomécanique est généralement appliquée dans deux domaines :

Aide à anticiper et prévenir l'échec du forage. Ceci est une considération très importante depuis Les réservoirs de schiste sont développés en utilisant de très longs trous de forage horizontaux.

Aide à déterminer l'orientation optimale du trou de forage par rapport aux complétions. Les trois principales contraintes régissant le fardeau de la roche sont



**Figure 2.4 :** les contraintes appliqué sur une roche

Sachant que :

Contrainte horizontal maximum :  $\sigma_{hmax}$

Contrainte horizontal minimum :  $\sigma_{hmin}$

La pression de surcharge :  $\sigma_{ov}$

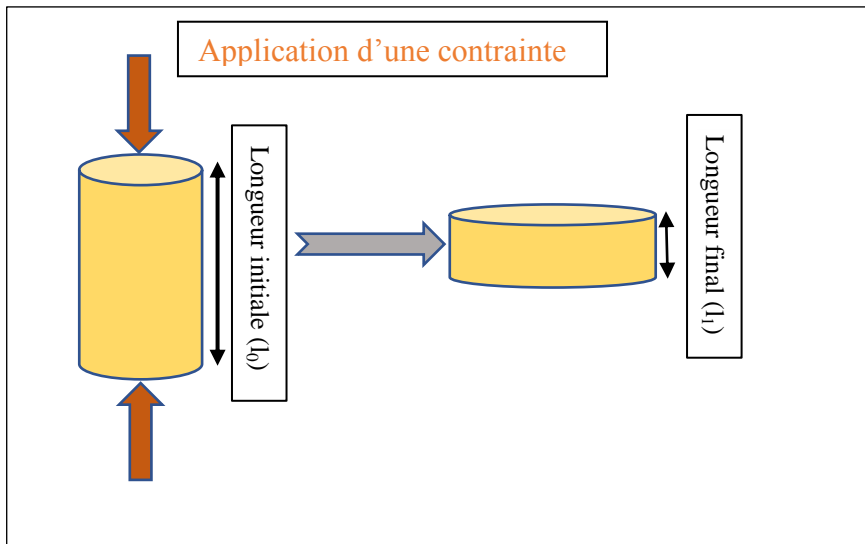
Les fractures se développent et se propagent dans le sens de la contrainte maximale perpendiculaire à la contrainte horizontale minimale (pression nécessaire pour ouvrir une fracture  $\sigma_{\min} = \sigma_c$  contrainte de fermeture), cette contrainte (contrainte de fermeture) est la pression minimale pour ouvrir une fracture.

### 2.2.1.3. Module de Young :

Il représente le rapport entre la contrainte appliquée sur l'échantillon de roche et la déformation engendrée dans la même direction que la contrainte (**Figure II.1**), c'est-à-dire que la rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (**E**). Il est caractérisé par la pente de la  $\sigma = f(\epsilon)$  et dépend de l'élasticité, de la viscosité et de la rigidité de la roche, aussi bien que de la température, du temps, de la pression des pores et de l'anisotropie.

Le module de Young est inversement proportionnel à la déformation. [9]

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad \epsilon = \frac{\Delta L}{L} \quad \sigma = \frac{F}{S}$$



**Figure 2.5 :** Déformation selon un axe de contrainte d'un cylindre.

**Remarque :** Le module de Young diffère d'une roche à l'autre, le **tableau 2.3** ci-après représente quelques exemples :

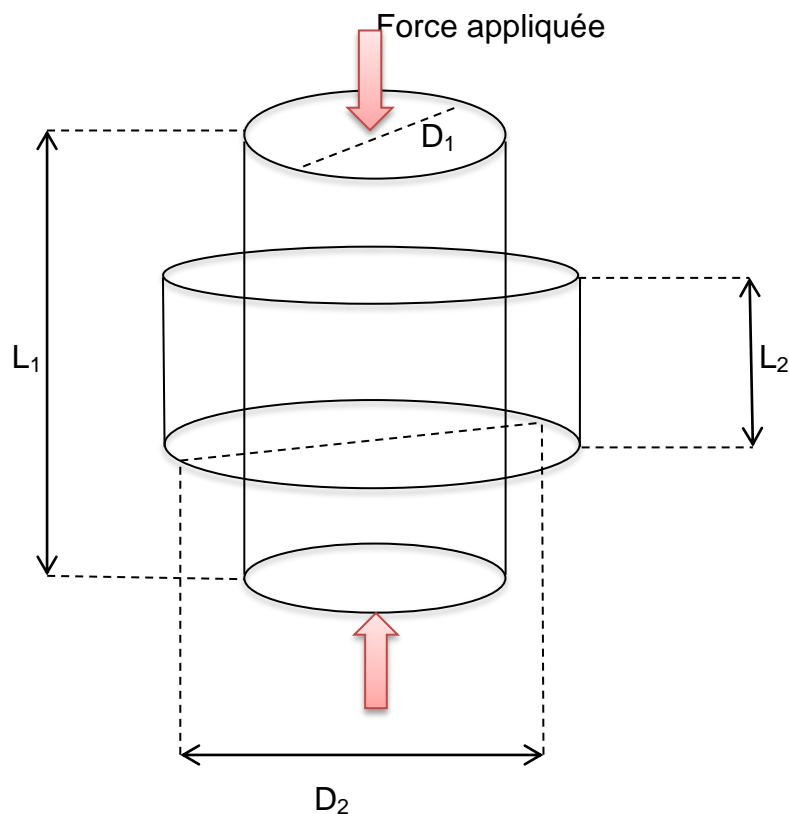
Type de roche	Module de Young
Calcaire	5 – 13
Sable	0.2 - 1.3
Grés consolidé	1 – 8
Silt	4 – 8
Argile	1 – 5
Charbon	0.1 – 1

**Tableau 2.3 :** Quelques exemples du module de Young

**2.2.1.4. Coefficient de poisson :**

C'est un coefficient sans dimension, noté  $\nu$ , défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latéral (changement du diamètre) et la variation de dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur  $l$ ), lorsque l'échantillon est soumis à une compression (figure 2.6). Le coefficient de poisson permet de caractériser la contraction de la matière perpendiculairement à la direction de l'effort appliqué. il représente la variation de déformation latérale par rapport à la

déformation axiale suivant l'expression suivante :  $\nu = - \frac{\Delta D}{D} / \frac{\Delta L}{L}$



**Figure 2.6 :** Déformations latérale et axiale suite à une compression

Le coefficient de Poisson différent d'une roche à une autre, **le tableau 2.4** il donne quelques exemples :

Type de roche	Coefficient de poisson
Calcaire	0.3 - 0.35
Sable	0.25 - 0.35
Grés	0.15 - 0.30
Silt	0.20 - 0.30
Argile	0.25 - 0.45
Charbon	0.35 - 0.45

**Tableau 2.4** : Quelques exemples du coefficient de Poisson

**Remarque** : Plus le coefficient de Poisson est élevé, plus la roche est comprimée.

Les propriétés mécaniques de la roche (coefficient de poisson et module de Young) ont été calculées dans réservoir compact en utilisant les corrélations suivantes :

$$\nu_d = - \frac{\Delta d}{\Delta L} = \frac{0.5 \left(\frac{V_L}{V_T}\right)^2 - 1}{\left(\frac{V_L}{V_T}\right) - 1} \dots\dots\dots(\text{Eq 2.10})$$

$$E = 2 \cdot (1 + \nu_d) \cdot \rho_b \cdot V s^2 \dots\dots\dots(\text{Eq 2.11})$$

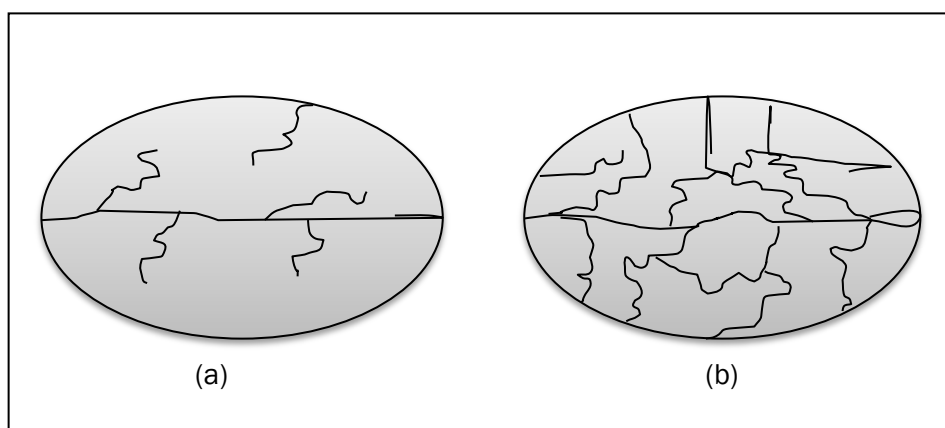
$V_L$  et  $V_T$  sont les vitesses des ondes **P** et **S** respectivement. Les modules d'élasticité calculés à partir des vitesses et de la densité des ondes élastiques sont les modules dynamiques, En revanche, les modules d'élasticité calculés à partir d'expériences de déformation, Dans la plupart des cas les modules statiques sont différents des modules dynamiques pour le même échantillon de roche.

### 2.4.1.5. Fragilité :

Le schiste est une fonction lithologie complexe, paramètres mécaniques, COT, température, porosité et le compactage.

Les schistes ont une fragilité élevée, ce qui les rend facilement cassables comme du grès. Ce paramètre augmente les chances d'avoir naturel et le succès de la fracturation hydraulique.

Un matériau est cassant si, lorsqu'il est soumis à une contrainte, il se brise le long de surfaces discrètes sans déformation interne faible ou nulle entre les surfaces. La fragilité relative de la roche renvoie à sa tendance à la rupture (fracture) le long de ces surfaces lorsqu'une force externe est appliquée, comme la pression du fluide pendant la fracturation hydraulique. Inversement, la ductilité relative d'une roche se réfère à sa tendance à l'échec par une déformation interne en masse plutôt que par des fractures discrètes. La fragilité des zones à l'intérieur des réservoirs de schiste est d'une importance cruciale pour initier des réseaux de fractures lors des fractures, des complétions et pour maintenir des fractures ouvertes qui ne souffrent pas d'un enfoncement excessif du proppant.



**Figure 2.7:** (a) ductile shale, (b) brittle shale

Il n'y a pas de concept universel standardisé pour la fragilité ou la méthode de mesure, qui pourrait être directement contrôlée par la minéralogie et le tissu / la texture des composants minéraux, peut également être dérivé du site de puits XRD et XRF correctement calibrés Les données.

**Chapitre 3 :**  
**Etude d'un cas :**  
**Réservoir du Lower**  
**Barnett, U.S.A**

### **Introduction :**

A ce jour trois pays produisent de 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, la production atteignait 20.6 milliards de mètres cubes par an soit 4% de la production totale de gaz naturel. Dans ce chapitre nous avons choisi le cas d'Etats-Unis d'un bassin au nord Texas de réservoir Barnett shale pour faire une évaluation de caractérisation de ce réservoir.

### **3. L'étude d'un cas de l'États-Unis :**

L'objectif principal de ce chapitre est de faire un rapport sur les shales dans l'États-Unis, est spécialement les shales de Barnett, et tout ça avec les études des cross plot par logiciel IP (interactive pétrophysique).

#### **3.1. Contexte géologique et stratigraphique du bassin de Fort Worth :**

Barnett Shale est un dépôt du plateau marin du Mississippien dont l'épaisseur varie de 200 pieds (1 pied= 0.3048 m) dans la région sud-ouest à 1 000 pieds dans le nord-est près de l'arche de Munster. Et le Bassin Fort Worth est situé dans le centre-nord du Texas, qui est délimité au nord, au nord-est et à l'est par des failles le soulèvement du sous-sol de l'Arche de la rivière Rouge, de l'arche de Muenster et du front structural d'Ouachita. La limite sud est définie par Llano Uplift.

Dans la région de Fort Worth, le Barnett est riche en matière organique (TOC 4,5%) et composé de roches à grains fins, non siliciclastiques, avec une perméabilité extrêmement faible. La matière organique dans le schiste pourrait atteindre 200 scf / tonne (Montgomery et al., 2005). En outre, le schiste de Barnett est composé de deux intervalles de production notés comme Barnett supérieur et inférieur qui se sont séparés par le calcaire de Forestburg dans cette région. Les données historiques indiquent que lorsque la production de Barnett inférieur et supérieur est mélangée, la contribution inférieure Barnett est 75-80% du total (Shelley et al., 2008). La recherche stratigraphique indique que le schiste de Barnett dans la région de Fort Worth est entouré de carbonates serrés, le calcaire MarbleFall en haut et le calcaire Viola en bas (Janwadkar et al., 2006), agissant comme barrières de fracture pendant l'achèvement. Puisque le calcaire de Viola pince à l'ouest de la région de Fort Worth,

## Chapitre 3 : Etude d'un cas des Etats-Unis

la fracture hydraulique dans la partie inférieure de Barnett pourrait entrer dans le poreux Ellenberger, qui est une eau connue. Source, et conduire à la production d'eau élevée.

### 3.2. Localisation de shale Barnett en bassin de Fort Worth :

Image représente la position de bassin Barnett shale au nord Texas

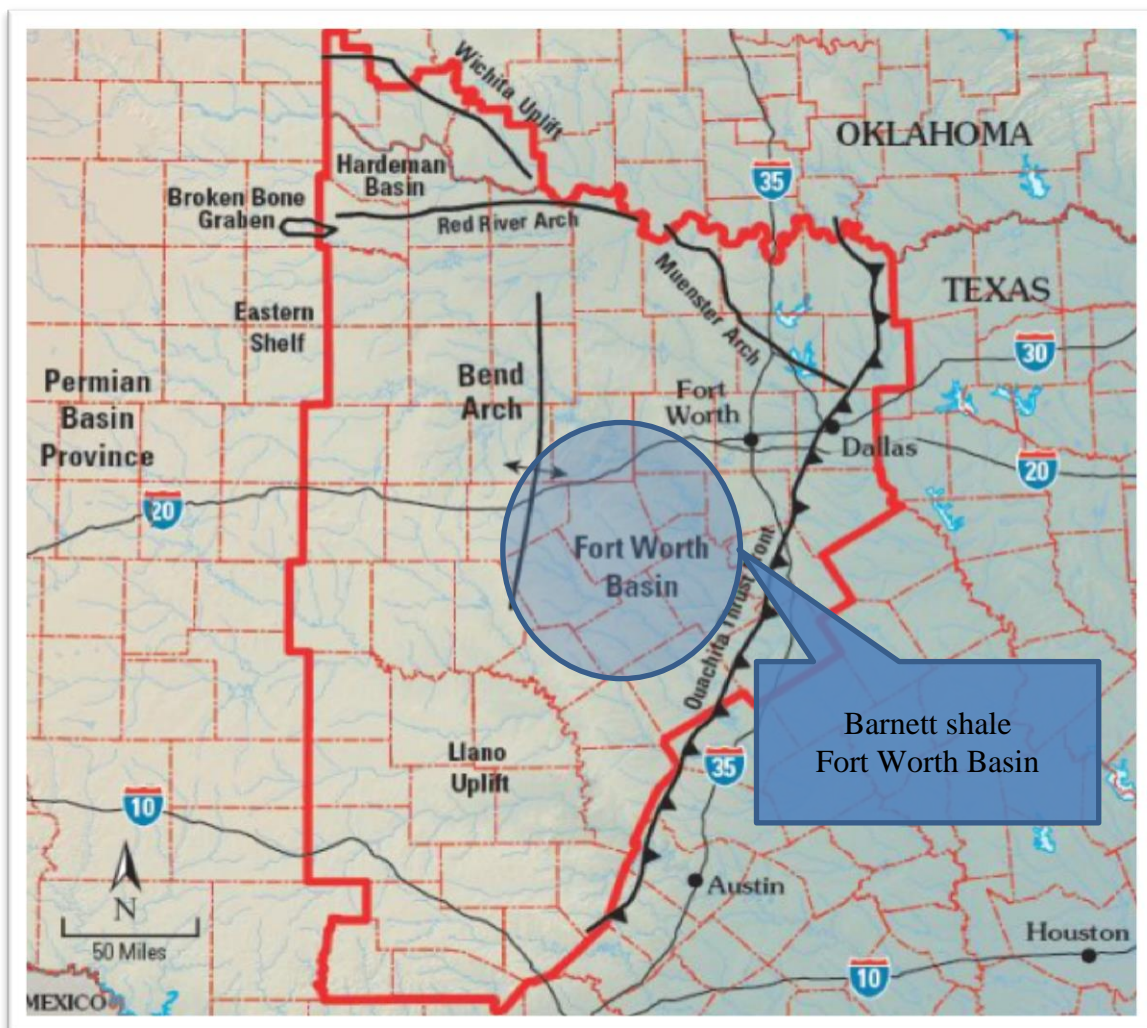


Figure3.1 : la position de bassin shale Barnett au nord Texas



## Chapitre 3 : Etude d'un cas des Etats-Unis

### Exemple de l'extraction du gaz de schiste

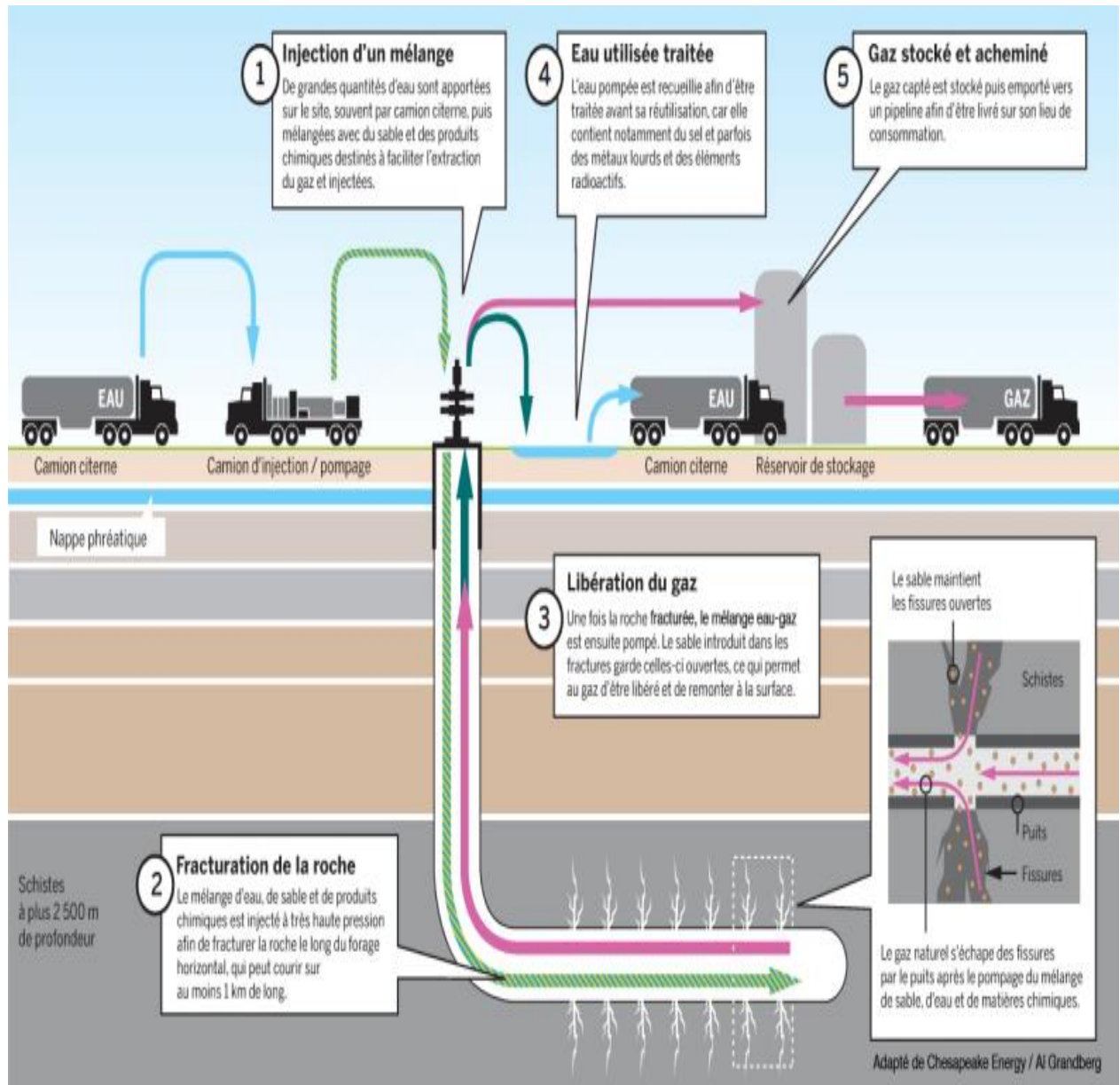
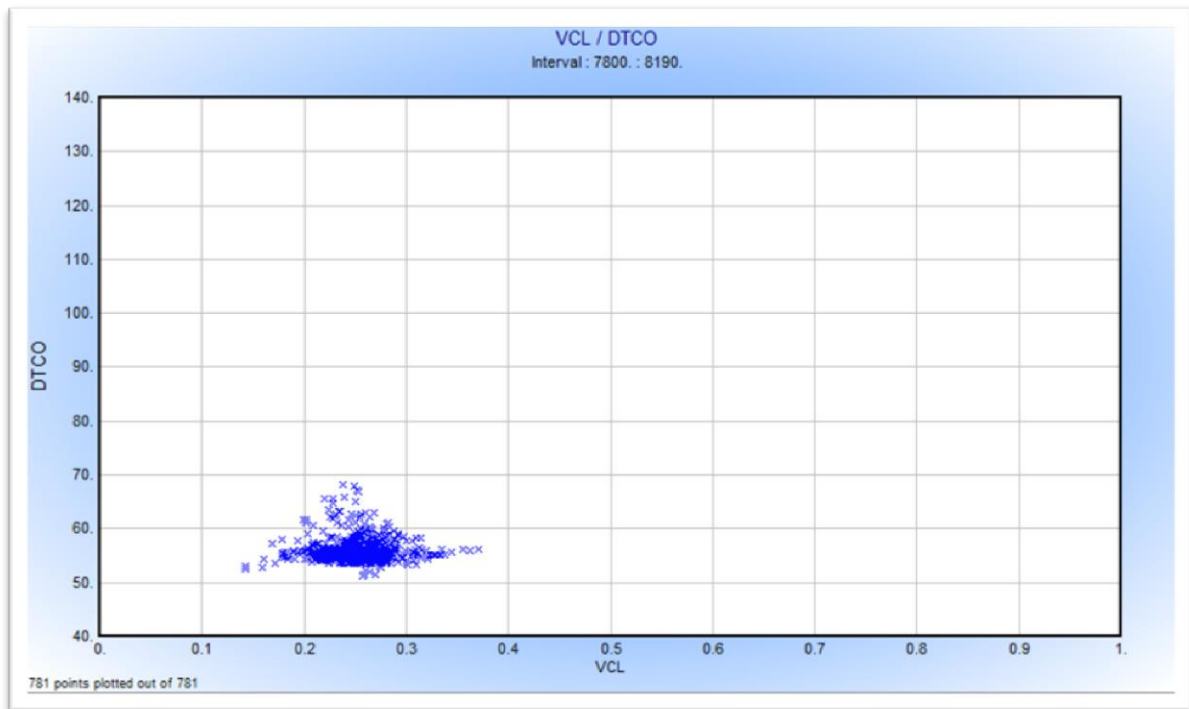


Figure 3.2 : l'extraction du gaz de schiste

### 3.3.L'interprétation qualitatif et quantitatif des donnees:

Avec les donnees obtenues et par logiciel IP nous avons dessiner les cross plot suivants qui sont basées sur quelque paramètres de diagraphie (Vclay, VQUA,RHOB.....) :



**Figure 3.3** : crossplot de (DTCO) en fonction de (Vclay)

Cette figure représente la variation de la lenteur (DTCO) en fonction de volume Clay (Vclay) dans l'intervalle [7800 ft – 8190 ft] (ft =0.3048 m) , on remarque que le volume de Clay est faible (entre 15% - 38%),avec une faible lenteur de l'onde P(entre 50  $\mu$ s/ft – 70 $\mu$ s/ft ) c'est-à-dire la vitesse des ondes P est tres elevee ce qui demontre le caractere Tight (compact) du resrvoir barnett shale .

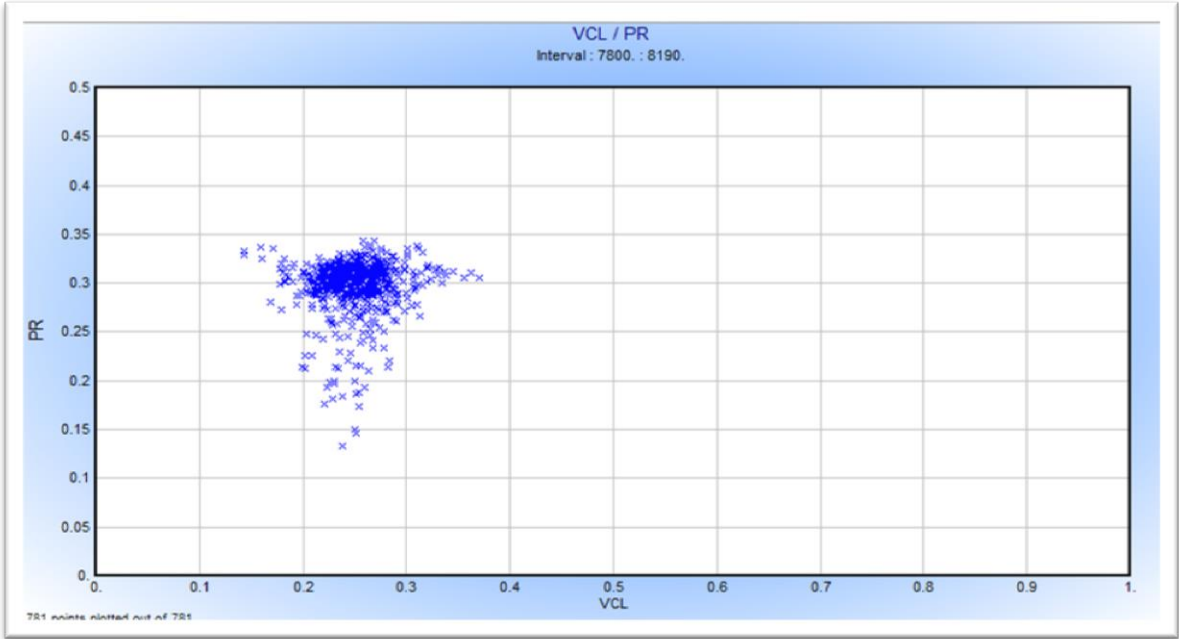


Figure 3.4 : crossplot de coefficient de poisson (PR) en fonction de Vclay

Cette figure représente la variation de coefficient de poisson (PR) en fonction de volume d'argile (Vclay) , on remarque que le coefficient de poisson varie entre ( 0.1 et 0.35) ce qui démontre aussi la possibilité de fracturer ce réservoir ( roche plastique).

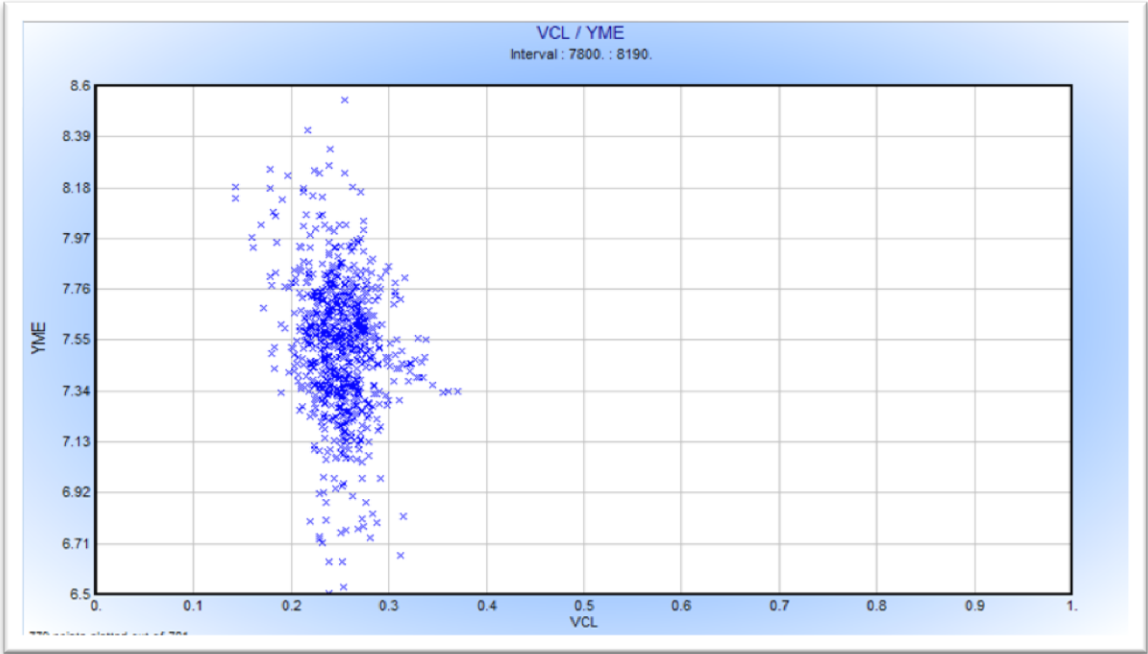
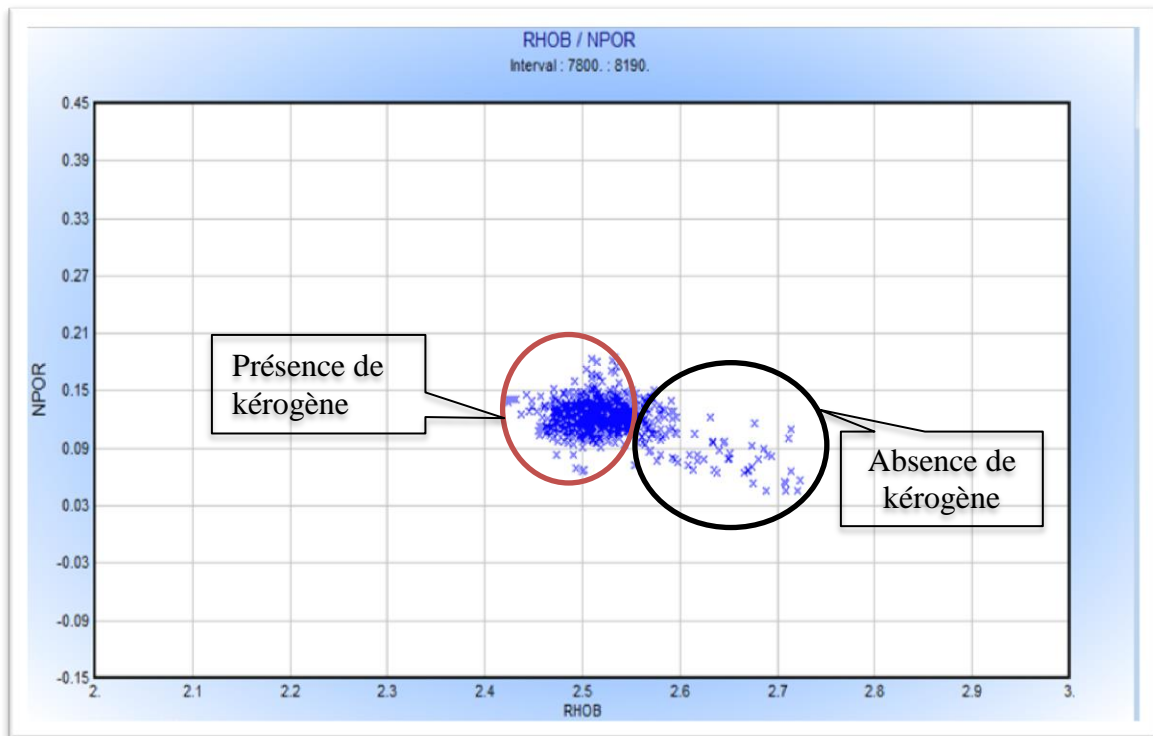


Figure 3.5 : cross plot de module de Young (YME) en fonction de (Vclay )

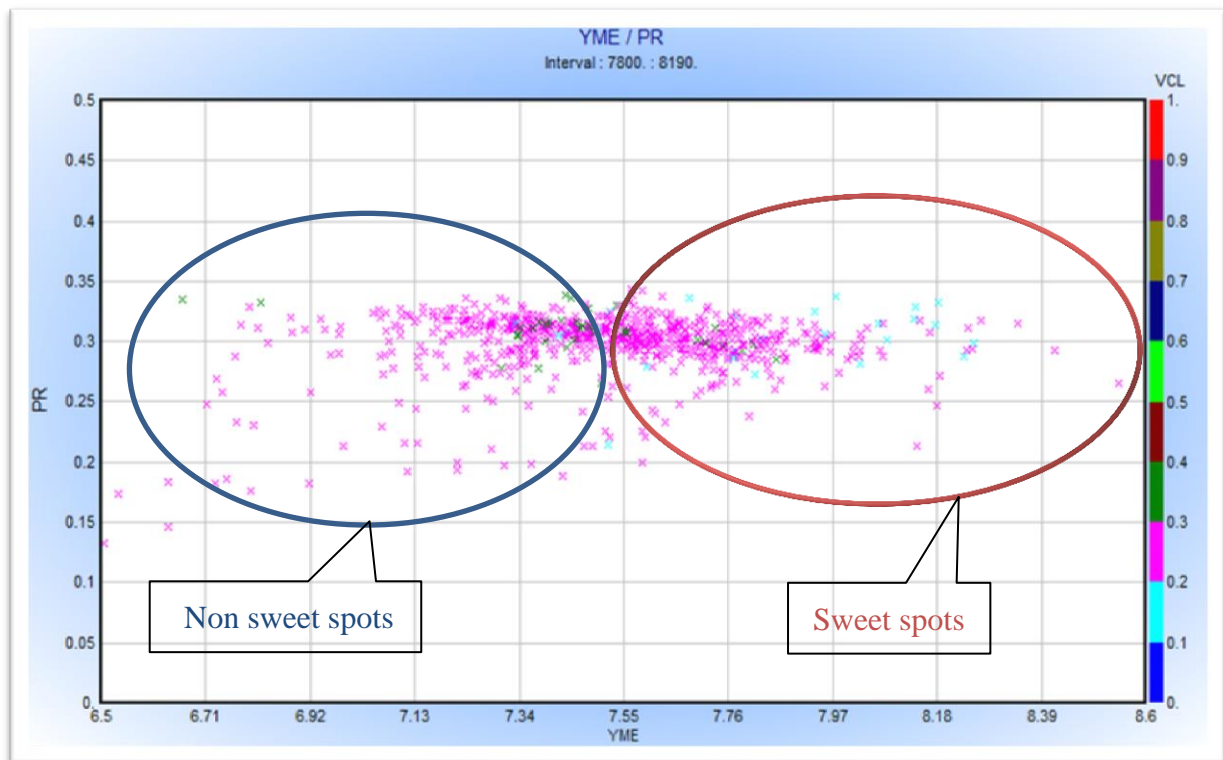
## Chapitre 3 : Etude d'un cas des Etats-Unis

La Figure 3.5 représente la variation du module de Young (YME) en fonction de volume clay (Vclay), on remarque que le volume de clay est toujours faible par contre le module de Young est très variable, ce qui démontre la présence du caractère élastique et plastique dans la roche réservoir shale gas du Barnett shale.



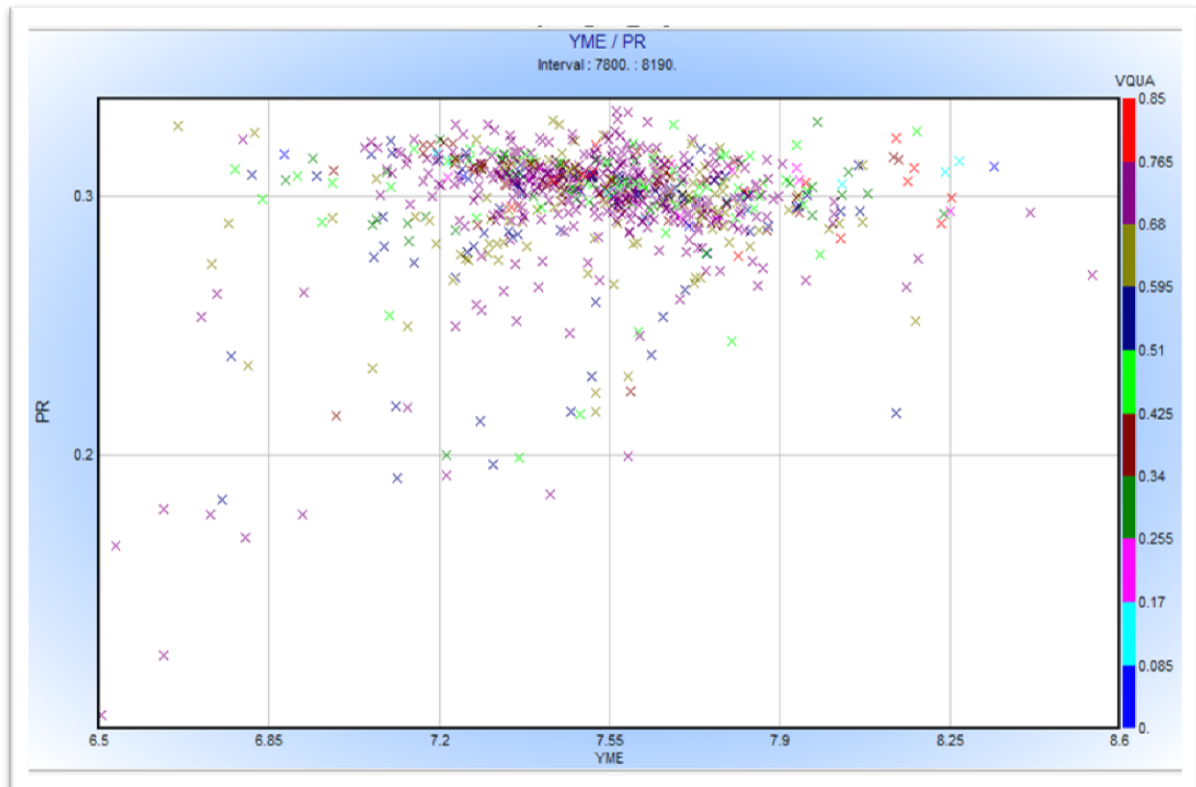
**Figure 3.6:** cross plot de la densité (RHOB) en fonction de porosité (NPOR)

Cette figure représente la variation de neutron porosité (NPOR) en fonction de la densité (RHOB), on observe que la porosité neutron est faible (0.03 – 0.2), ce qui démontre le caractère mature du kérogène présent dans le réservoir, aussi la densité elle est très variable ( $2.4 \text{ g/Cm}^3 - 2.72 \text{ g/Cm}^3$ ) ce qui montre la présence de sweet spots.



**Figure 3.7 :** Z plot de module de Young (YME) coefficient de poisson (PR) et volume Clay (Vcly)

La figure au 3.7 ci-dessus représente la variation de trois paramètres (coefficient de poisson (PR), module de Young(YME) et volume Clay (Vclay), on observe que le volume de Clay est pratiquement très faible (20% - 30%), le coefficient de poisson est faible par contre le module de Young est très variable, les sweet spots sont caractères par un module de Young élevée. Les sweet spots sont encercler par la couleur rouge, et la zone encerclé par la couleur bleue non sweet spots.

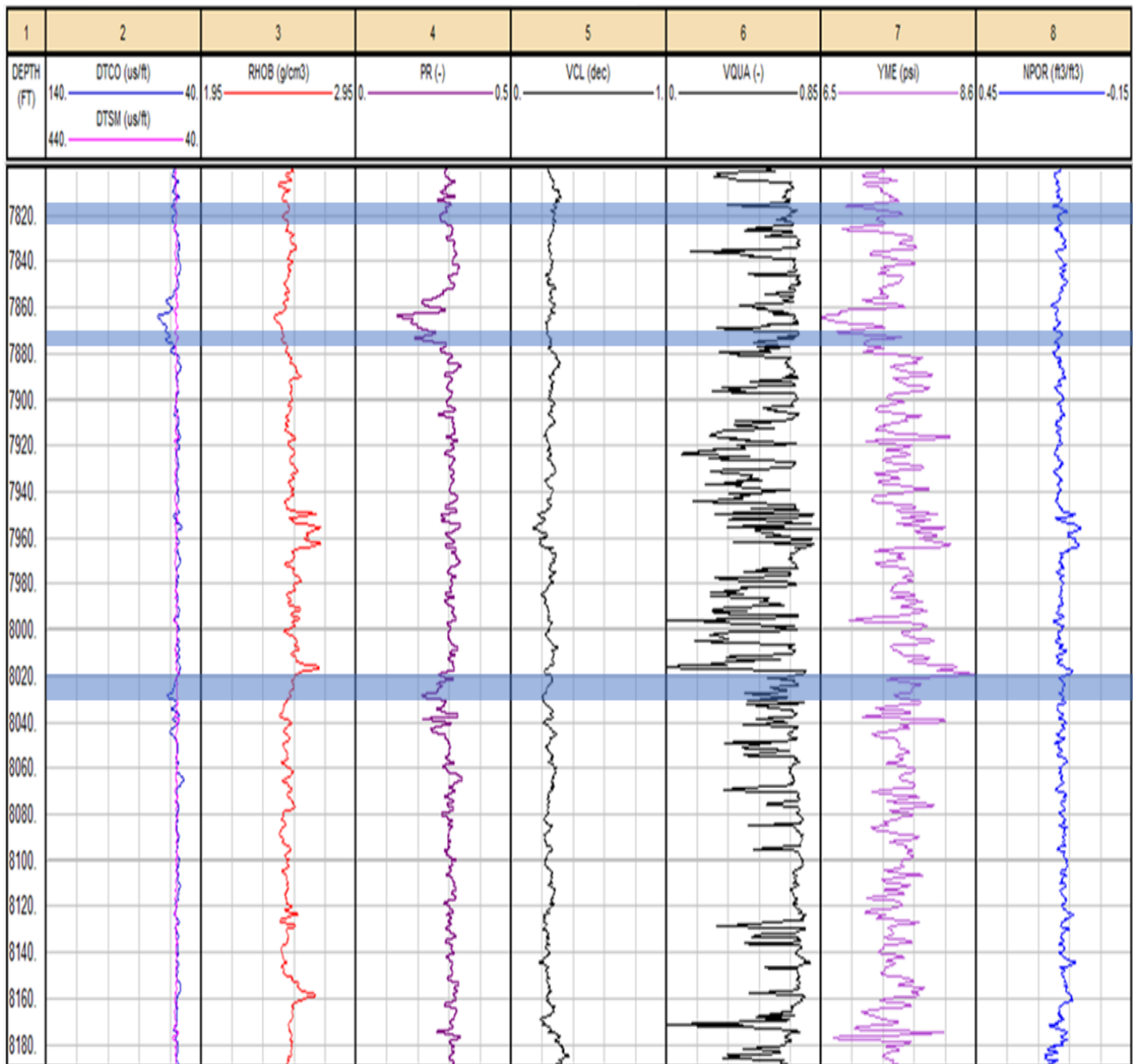


**Figure 3.8 :** Z plot de module de Young (YME) coefficient de poisson (PR) et volume de quartz (VQUA)

Dans cette figure on a la variation des trois paramètres nécessaires (module de Young(YME), coefficient de poisson(PR) et le volume de quartz(VQUA)), on observe que le volume de quartz est très élevé ce qui confirme aussi le caractère plastique de la roche.

### **3.4. La détermination des sweet spots :**

La dernière étape consiste à localiser les sweet spots zones (caractérisées par des bons paramètres pétrophysiques, géochimiques et géomécaniques), l'analyse des données a démontré l'existence de trois zones (voir figure 3.9).



**Figure3.9** : sweet spots basée sur les paramètres géomécanique et pétrophysique

### 3.4.1. Identification des sweet spots :

Après l'analyse des logs plot présente dans **la figure3.9** nous constatons l'existence du trois zone sweet spots à fracturée (les zones bleu), qui contient un volume de quartz très important qui rend la roche toujours fragile, et avec une faible densité qui représente une augmentation de la matière organique (TOC).

## Chapitre 3 : Etude d'un cas des Etats-Unis

---

Le tableau suivant représente les trois zones sweet spots qui sont caractérisé par son propriété pétrophysique et géomécanique :

Paramètre Zones	Profondeur (Feet)	DTCO ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	RHOB ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	PR	Vclay (dec)	VQUA	YME (psi)	NPOR (ft <sup>3</sup> /ft <sup>3</sup> )
01	7818	57	2.51	0.29	0.25	0.72	7.37	0.1
02	7873	61	2.48	0.2	0.25	0.7	7.58	0.13
03	8021	56	2.55	0.3	0.27	0.56	8.5	0.13

**Tableau3.1** : les paramètres nécessaires des zones sweet spots de Barnett shale.

### 3.4.2. Interprétation des résultats :

Les résultats obtenus montrent que le réservoir Barnett shale est un bon shale plays, trois zones sweet spots sont localisées. La présence d'un taux important du quartz un taux faible de Clay a rendu la roche plastique, la présence des zones à faible densité démontre l'existence de la matière organique, parmi ces zones, il faut choisir les zones caractérisées par une faible neutron porosité ce qui est indicateur de maturité.



### **Conclusion générale :**

La recherche de nouvelles sources énergétique est toujours en cours afin de répondre à la demande mondiale croissante au cours de ces dernière, le réservoir Barnett shale au l'États-Unis a assuré une grande couverture de la demande depuis qu'il a commencé de produire. Dans ce travail, après la discussion des paramètres géomécaniques des réservoirs shale gaz nous avons tracés quelques cross-plots à partir des données de diagraphies enregistrées dans un puits horizontal foré dans le Lower Barnett shale. L'analyse des paramètres pétrophysiques et géomécaniques de ce réservoir démontre que le Barnett shale est un bon shale plays.

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. Dans ce reservoir on a estimé trois zones sweet spots, sont toujours caractériser par un volume de quartz très élevé qui rend la roche plus fragile, et avec une difficulté d'extraction dans l'absence de technologie.

## Référence bibliographies

- [1] Aliouane, L., Ouadfeul, S., 2014, Sweet spots discrimination in shale gas reservoirs using seismic and well-logs data. A case study from the Worth Basin in the Barnett Shale, Energy Procedia 59, 22-27.
- [2] Kenef, M., Ould Mohamed, M., 2009, Application de la technique AVO, AVA pour la détection directe des hydrocarbures « Modélisation et Analyse », mémoire de fin d'étude.
- [3] Michel, Ch. Bernard, G., 2008, Géophysique appliquée II, Méthodes sismiques, note cours.
- [4] Bensadi, W., Abbouche, K, 2016, Evaluation des caractéristiques du *shale gas* du bassin d'Ahnet, mémoire de fin d'étude.
- [5] Jean-Claude Charmet, Documents concernant l'enseignement (Cours, TD, Préceptorats, TP) sur [http ://www.pmmh.espci.fr/fr/Enseignement](http://www.pmmh.espci.fr/fr/Enseignement) Rubrique : Supports de l'enseignement de mécanique des solides
- [6] DRIDI, A., BENZAADI A., SARRAOUI L, 2016, caractérisation d'un niveau de réservoir non conventionnel :(cas du niveau hot shale du silurien du bassin d'Ahnet.) mémoire de fin d'étude.
- [7] Oberto, S, 1985, interprétations des données diagaphiques, tome 2.
- [8] Oberto, S, 1979, acquisition des données diagaphiques mémoire, tome 1.
- [9] Ouadfeul, S., Géophysique et géologique des réservoirs non conventionnels, Document Interne IAP.
- [10] Achi, N, 2015, caractérisation d'un réservoir gréseux par simulation de carottes artificielles. Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de magister en géologie.
- [11] Michel, M, 2010, diagaphie différée et interprétation, sonatrach exploration.
- [12] Abbouche, K, Bensadi, W, 2016, Evaluation des caractéristiques du *shale gas* du bassin d'Ahnet, mémoire de fin d'étude.
- [13] ROBEI, S, 2014, characterization of shale gas reservoirs by logging and mineralogical studies. Memoir de fin d'étude.

- [14]C. Amina., K. Naïma, 2017, Analyse de l'anisotropie acoustique et géomécanique d'un réservoir tight par l'outil Sonic Scanner : Application sur le champ d'Alrar. Mémoire de fin d'étude.
- [15] internet.