

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers*  
**Département de production des hydrocarbures**

**MEMOIRE**  
**Pour obtenir le Diplôme de Master**  
**Option : Production**

Présenté Par :  
**DJOUAD Haroune**

-THEME

---

**L'identification des zones productives dans les  
réservoirs schisteux (Cas de bassin de l'Ahnet)**

---

Soutenance le : 10 / 06 / 2019 devant la commission d'examen

Jury :

**Président** : ZEROUKI Ali Univ.Ouargla

**Examineurs** : ABBASSI H Univ.Ouargla

**Encadreur** : KADRI Mohamed Mehdi Univ.Ouargla

## *Remerciement*

*Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années d'étude. Je tiens à remercier tout d'abord ALLAH de m'avoir donné la force pour réaliser ce modeste travail.*

*Deuxièmement Je remercie mon encadreur Dr. Kadri Mahdi qui m'avoir encadré, suivi et orienté. Mes remerciements vont également à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.*

*Je tiens à remercier Mr. ZEROUKI Ali, pour l'honneur qu'il m'est fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à Mr. ABBASSI H Ammar qui a accepté d'examiner mon travail.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à la faculté des hydrocarbures de l'université Kasdi Merbah Ouargla.*

*Enfin, dans ces dernières lignes je tiens à remercier mes parents, mes sœurs et mes frères, les conseils et les encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier.*

*Merci encore à tous...*

## *Dédicaces*

*Je dédie ce modeste travail*

*A ma très chère Mère et mon très cher Père et A toutes ma famille.*

*A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans mes études et dans ma vie.*

*A ceux qui ont veillé pour mon bien être.*

*A ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles de ma vie*

*A ceux que j'aime et je respecte infiniment Le jour est venu pour leur dire Merci...*

*A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions*

*HAROUNE*

## الملخص

التنمية الاقتصادية العالمية مستمدة أساساً من الطاقة التي يمكن أن تكون حفريات مثل المحروقات أو طاقة متجددة مثل: الطاقة النووية، وطاقة الرياح، والطاقة الشمسية. مع ملاحظة التزايد في الطلب العالمي على الطاقة، منذ القرن الثامن عشر يؤكد أن مصدرًا جديدًا للطاقة لا يحل أبدًا محل المصدر القديم.

الموضوع العلمي لهذا العمل الذي ينطوي على استكشاف الغاز الصخري في الزبد هو تقييم حدود الصخر الزيتي من أجل تحديد المناطق المنتجة (المناطق المحتملة).

يوضح تطبيق نهج تقييم مكامن الصخر الزيتي المقترح من قبل قادري.م.م و حاسيني.م (2017) أن السيلوري السفلي في منطقة دراستنا يمثل المنطقة المحتملة التي قد تحتوي على غاز قابل للاسترداد بسهولة.

قادتنا هذه الدراسة إلى استنتاج أن:

1. الحد الأدنى للمقاومة هو في حدود 10 ohmm و 80 ppm جزء في المليون لدرجات اليورانيوم.
2. أنواع الغاز الحر الموجودة بين الألواح الصخرية هي من النوع الألكان، مع غلبة كاملة للميثان.

الكلمات المفتاحية: حوض أحنات ، غاز الصخري ، بروتوكول التقييم ، التقييم ، المجالات المحتملة ، الصخور السريالية.

## Résumé

Le développement économique à l'échelle mondiale dérive principalement de l'énergie ; sois fossile comme les hydrocarbures ou bien renouvelable comme : nucléaire, éolienne, solaire, les observations de la croissance à la demande universelle de l'énergie, depuis le 18<sup>ème</sup> siècle confirme qu'une nouvelle source d'énergie n'a jamais remplacer une ancienne source.

La thématique scientifique de ce travail liées à l'exploration des gaz de schiste dans la bute est d'évaluer les intervalles schisteux afin d'identifier les zones productives (potentielles zones).

L'application de L'approche d'évaluation des réservoirs schisteux proposée par Kadri.M.M et Hacini.M (2017), montre que le silurien inferieur dans notre périmètre d'étude représente la zone potentielle susceptible de renfermé des gaz facilement récupérables.

Cette étude nous a menés à conclure que :

1. Les seuils minimaux des résistivités sont de l'ordre de 10 ohm-m et 08 ppm pour les teneurs en uranium.
2. Les natures de Gaz libre existant entre les feuillets de schiste sont de type alcane, avec une prédominance totale du méthane.

Mots-Clés : Bassin d'AHNET, Schistes siluriens, Protocole d'évaluations, Evaluation, Potentiels zones.

### **Summary**

Global economic development derives mainly from energy that can be fossils such as hydrocarbons or renewable energy such as: nuclear power, wind power, and solar energy. Noting the rise in global energy demand, since the 18th century confirms that a new energy source can never replace the old one.

The scientific subject of this work involving the exploration of shale gas in the foam is to evaluate the shale intervals in order to identify the productive zones (potential zones).

The application of the shale reservoir evaluation approach proposed by Kadri.M.M and Hacini.M (2017) shows that the Lower Silurian in our study area represents the potential area that may contain readily recoverable gas.

This study led us to the conclusion that:

1. The minimum resistance is within 10 ohm-m and 80 ppm for uranium grades.
2. The types of free gas between rock slabs are of the alkane type, with full predominance of methane.

Keywords: AHNET Basin, Silurian Schists, Assessment Protocol, Assessment, Potential Areas.

## SOMMAIRE

|   |            |
|---|------------|
| <b>REMERCIEMENT</b> .....   | <b>I</b>   |
| <b>DEDICACE</b> .....   | <b>II</b>  |
| <b>RESUME</b> .....   | <b>III</b> |
| <b>SOMMAIRE</b> .....   | <b>IV</b>  |
| <b>LISTE DES FIGURES</b> .....  | <b>V</b>   |
| <b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....   | <b>VI</b>  |
| <b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....  | <b>1</b>   |
| <b>CHAPITRE I : GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE L'AHNET</b> .....               | <b>2</b>   |
| I.1. Aperçus Géologique sur la région d'étude .....                             | 2          |
| I.1.1. Situation Géographique et Géologique du Bassin de L'Ahnet .....          | 2          |
| I.2. Description lithos stratigraphiques .....                                  | 4          |
| I.3. Système pétrolier de la zone de l'Ahnet .....                              | 5          |
| I.3.1. Roches réservoirs dans le bassin de l'Ahnet .....                        | 5          |
| I.3.1.1 Réservoirs Conventionnels .....   | 5          |
| I.3.1.1.1. Les réservoirs du Dévonien au bassin de l'Ahnet.....                 | 6          |
| I.3.1.1.2. Les réservoirs de l'Ordovicien .....                                 | 6          |
| I.3.2. Roche Couvertures .....  | 7          |
| I.3.3. Roche mère et Réservoirs non conventionnels .....                        | 7          |
| I.3.3.1 les réservoirs non conventionnels .....                                 | 7          |
| I.3.3.2 Roche mère et Réservoirs non conventionnels dans le bassin d'Ahnet..... | 8          |
| <b>CHAPITRE II : LES POTENTIALITES DES GAZ DE SCHISTES EN ALGERIE</b> .....     | <b>9</b>   |
| II.1. Introduction .....  | 9          |
| II.2. Classification des ressources pétrolières .....                           | 9          |
| II.2.1. Quantités totales des Hydrocarbures initialement en place .....         | 9          |
| II.2.1.1. Quantité des hydrocarbures initialement découverte en place .....     | 9          |
| II.2.1.1.1. Production des Hydrocarbures .....                                  | 9          |
| II.2.1.1.2. Les Réserves .....  | 9          |
| II.2.1.1.3. Les Ressources contingentes .....                                   | 10         |
| II.2.1.1.4. Les Réserves irrécupérables .....                                   | 10         |
| II.2.1.2. Quantité des hydrocarbures initialement non découverte en place ..... | 10         |
| II.2.1.2.1. Les Ressources prospectives .....                                   | 10         |

|  |           |
|--|-----------|
| II.2.1.2.2. Les ressources non récupérables .....                        | 10        |
| II.3. L'évaluation des Potentialités gaz de schiste en Algérie .....     | 12        |
| II.3.1. Les paramètres physiques .....                                   | 12        |
| II.3.1.1. L'épaisseur de l'intervalle riche en matières organiques ..... | 12        |
| II.3.1.2. La Profondeur .....  | 13        |
| II.3.2. Propriétés des Réservoirs .....                                  | 13        |
| II.3.2.1. Total Organique Carbone (TOC) .....                            | 13        |
| II.3.2.2. La Maturité thermique .....                                    | 15        |
| II.3.2.3. Les ressource .....  | 16        |
| <b>CHAPITER III : TECHNIQUES D'EVALUATIONS .....</b>                     | <b>18</b> |
| III.1. Les Gaz de réservoir .....  | 18        |
| III.1.1. Gaz produit ou produced gas ( $P_{FORM} > P_{HYDR}$ ) .....     | 18        |
| III.1.2. Gaz libéré (cuttings gas ou drilled gas) .....                  | 18        |
| III.1.3. Gaz recyclé (recycled gas) .....                                | 19        |
| III.1.4. Bouchon d'ajout de tige (gas connection) .....                  | 19        |
| III.1.5. Bouchon de reprise de forage .....                              | 20        |
| III.1.6. Gaz de contamination (contamination gas) .....                  | 20        |
| III.2. Le Principe de fonctionnement .....                               | 21        |
| III.3. La méthode $\Delta \text{Log } R$ .....                           | 22        |
| III.4. Les Techniques des Gaz Ratio .....                                | 23        |
| III.4.1. Mouillabilité (Wetness-Wh) .....                                | 23        |
| III.4.2. Rapport d'équilibre (Balance-Bh) .....                          | 24        |
| III.4.3. Rapport caractère (Character-Ch) .....                          | 24        |
| III.5. Protocole d'évaluation des schistes .....                         | 25        |
| III.5.1. Déterminer les intervalles radioactifs .....                    | 25        |
| III.5.2. Estimation de la richesse en matière organique .....            | 25        |
| III.5.3. Déterminer les intervalles à gaz sec .....                      | 25        |
| III.5.4. Sélectionnées les fenêtres optimums .....                       | 25        |
| <b>CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS (Cas de bassin de l'AHNET).....</b>        | <b>26</b> |
| IV.1. Introduction .....   | 26        |
| IV.2. Stratigraphiques du puits d'étude .....                            | 26        |
| IV.2.1. Localisation des intervalles radioactive .....                   | 29        |
| IV.2.2. Richesse en Matière organique .....                              | 29        |
| IV.2.3. L'intervalle à gaz sec .....                                     | 29        |

|  |             |
|--|-------------|
| IV.3. Caractérisation qualitative des gaz piégés ..... | 32          |
| IV.4 Synthèse d'évaluation .....                       | 32          |
| IV.4.1. Epaisseurs de Silurien .....                   | 32          |
| IV.4.2. Richesse en matières organiques .....          | 33          |
| IV.4.3. L'intervalle à gaz sec .....                   | 33          |
| <b>CONCLUSION GENERAL .....</b>                        | <b>34</b>   |
| <b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>                              | <b>VII</b>  |
| <b>ANNEXE .....</b>                                    | <b>VIII</b> |



**LISTE DES FIGURES**

Figure I.1 : CARTE DES BASSIN SEDIMENTAIRE DU SAHARA ALGERIENNE.....1

Figure I.2 : LOG STRATIGRAPHIQUE SYNTHETIQUE DU PERIMETRE D'ETUDE.....4

Figure I.3 : UNE REPRESENTATION D'UNE ROCHE RESERVOIR CONVENTIONNELLE DANS UN PIEGE ANTICLINAL .....5

Figure II.1 : SCHEMA DE CLASSIFICATION DES RESSOURCES PETROLIERE.....11

Figure II.2 : LES POTENTIALITES MONDIALE EN GAZ DE SCHISTES.....12

Figure II.3 : HISTOGRAMME DE VARIATION DES EPAISSEURS RICHE EN MATIERE ORGANIQUE .....13

Figure II.4 : HISTOGRAMME DES PROFONDEURS DE SILURIEN À TRAVERS LES BASSINS ALGERIEN .....14

Figure II.5 : HISTOGRAMME DE VARIATION DES TOC À TRAVERS LES BASSINS ALGERIEN.....14

Figure II.6 : HISTOGRAMME DE VARIATION DES 'RO' A TRAVERS LES BASSINS ALGERIEN .....15

Figure II.7 : LES POTENTIALITES LOCALE EN GAZ DE SCHISTES TOTAL EN PLACE.....17

Figure II.8 : LES POTENTIALITES LOCALE EN GAZ DE SCHISTES RECUPERAB.....17

Figure III.1 : SCHEMA DE CIRCULATION DES GAZES .....18

## LISTE DES FIGURES

---

|   |    |
|---|----|
| Figure III.2 : RELATION ENTRE PARAMETRE DE FORAGE (ROP) ET LE TAUX D'ECHAPPEMENT DE GAZ ..... | 20 |
| Figure III.3 : PRINCIPE DE L'IONISATION .....   | 22 |
| Figure III.4 : CHARTE D'INTERPRETATIONS DES GAZ RATIO .....                                   | 24 |
| Figure IV.1 : SITUATION DU PERIMETRE TIDIKELT ET DU FORAGE X .....                            | 26 |
| Figure IV.2 : COLONNE STRATIGRAPHIQUE DU PUITX X .....  | 28 |
| Figure IV.3 : LOG D'EVALUATION MONTRANT LES INTERVALLES POTENTIEL.....                        | 30 |
| Figure IV.4 : CARACTERISATIONS DES FLUIDES DE RESERVOIR .....                                 | 31 |
| Figure IV.5 : LA VARIATION DES TAUX DE GAZ EN FONCTION DE LA PROFONDEUR .....                 | 31 |
| Figure IV.6 : RESULTATS D'ANALYSE CHROMATOGRAPHIQUE .....                                     | 32 |

**LISTE DES TABLEAUX**

**Tableau I.1 : les coordonnées géographiques du bassin de l’ahanet .....1**

**Tableau IV.1 : les épaisseurs de silurien .....32**

**Tableau IV.2 : les épaisseurs des zones radioactives de silurien .....32**

**Tableau IV.3 : les épaisseurs des zones riches en matière organique de silurien .....33**

**Tableau IV.4 : les épaisseurs des zones à gaz sec dans le silurien .....33**

### Introduction Général

L'immense développement de la société en énergie à travers le monde n'a pu se produire que grâce à l'utilisation massive des ressources non renouvelables telle que le charbon et le pétrole...L'exploration et l'exploitation des ressources non conventionnelles ont connu une révolution dans l'industrie pétrolière à l'échelle universelle avec le lancement d'énorme projet au talque (USA, Chine, Argentine, Algérie...).

Le système pétrolier d'un réservoir conventionnel est identifié par ces trois compartiments (Roche mère, Réservoir et Couverture) par contre un réservoir non conventionnel reconnu par le double rôle au moins d'un seul compartiment (La roche mère c'est elle la roche réservoir et couverture en même temps, pas de migration). On distingue ainsi quatre grands types de Réservoirs non conventionnels :

- Les gaz de schistes (Shale Gas).
- Le gaz de houille (Coalbed Methane ou Coal Seam Gas).
- Les gaz de réservoirs compacts (Tight Gas).
- Les hydrates de gaz.

L'industrie pétrolière nomme conventionnelles les gisements de gaz contenus dans des roches perméables ; leur exploitation se faisant assez facilement. Elle nomme non conventionnels tous les autres et la limite entre les deux notions évolue au cours du temps avec les progrès de la technologie.

Notre bassin d'étude (AHANET) situé dans la région sud-est de la plateforme saharienne algérienne, il est relativement bien connu par les travaux d'exploration qui y ont été consentis. À travers cette étude nous essayerons d'identifier les intervalles hots shale prédictives. À cet effort cette mémoire est structurée en quatre principaux chapitres articulés comme suite :

**Chapitre 1 : Aperçus sur la Géologie régionale et locale.**

**Chapitre 2 : Les Potentialités des Ressources non conventionnelles en Algérie.**

**Chapitre 3 : Techniques d'Évaluations des Schistes de Silurien.**

**Chapitre 4 : Évaluations des Schistes de Silurien.**

---

*CHAPITRE I : GEOLOGIE  
REGIONALE ET LOCALE DE  
L'AHNET*

---

**CHAPITRE I : GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE L'AHNET.****I.1. Aperçus Géologique sur la région d'étude****I.1.1. Situation Géographique et Géologique du Bassin de L'Ahnet.**

La structuration du bassin de l'Ahnet s'étend sur une superficie de 75.000Km<sup>2</sup>, limité géographiquement par les coordonnées suivantes :

|                  | Coordonnées géographique              |
|------------------|---------------------------------------|
| <b>Longitude</b> | 1° 0' -1" -1" et 3° 0' -1" -1" Est    |
| <b>Latitude</b>  | 24° 0' -1" -1" et 27° 0' -1" -1" Nord |

**Tableau I.1 : les coordonnées géographiques du bassin de l'ahanet.**

De point de vue géologique le bassin de l'Ahnet est limité par :

- Au **Nord** par le plateau du Tidikelt, qui le sépare du bassin de Timimoun.
- A l'**Est** par l'axe Idjerane-Arak qui le sépare du bassin de Mouydir.
- Vers l'**Ouest** par l'axe Bled El Mass-Azzel-Matti, qui l'individualise du bassin de Reggane.
- Au **Sud** le grand Hoggar.

La carte ci-dessous représente l'emplacement sur la zone étudiée et ses bassins respectifs marqués dans l'enceinte verte en référence à la carte du pays.

De point de vue sédimentaire le bassin de l'Ahnet est limité par :

- Au nord par l'Ensellement de Djoua et le Ride de Azzène.
- Au Est et Ouest par l'Eperon d'Idjerane et L'ensellement d'Azzel-Matti respectivement.

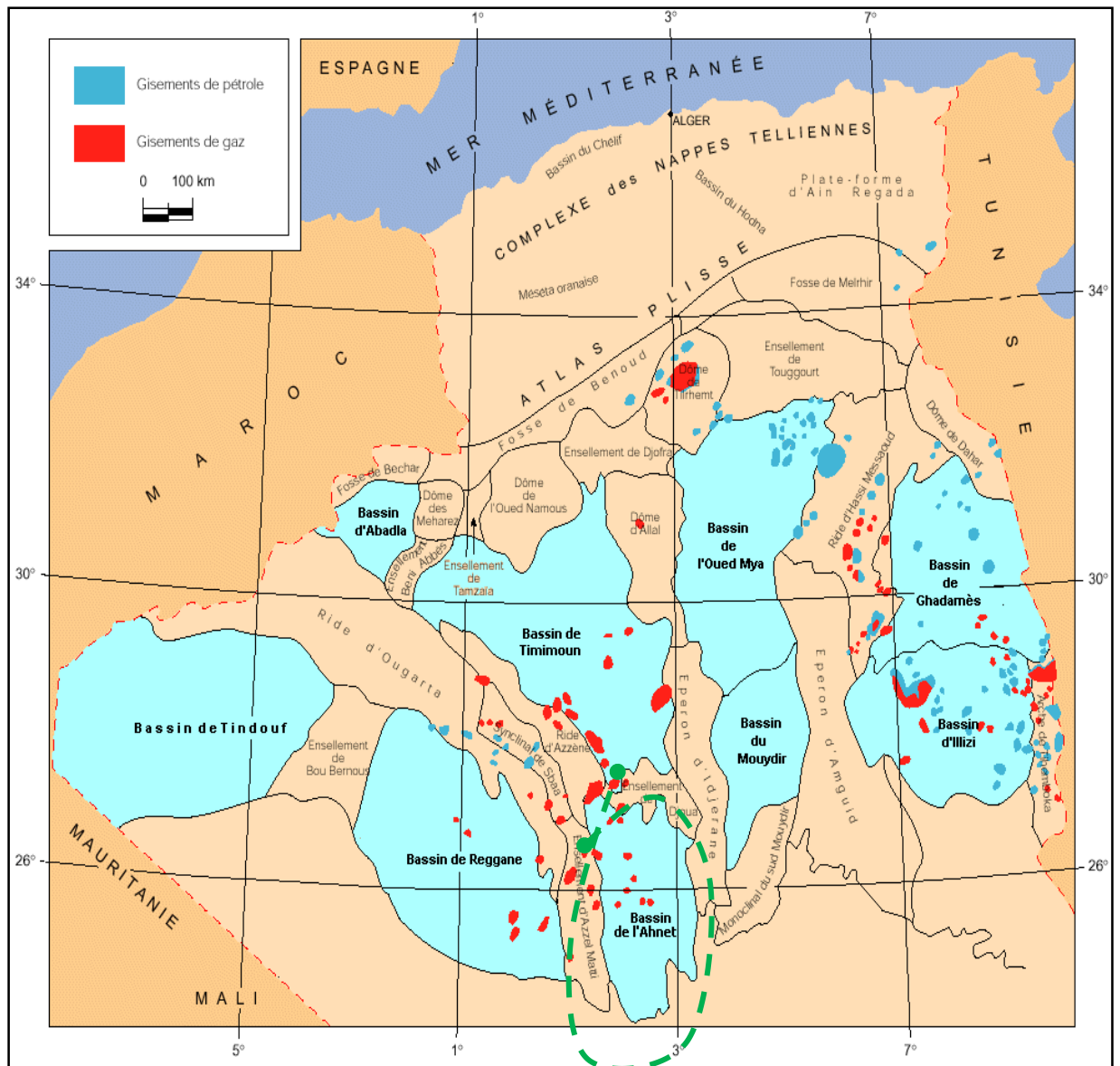
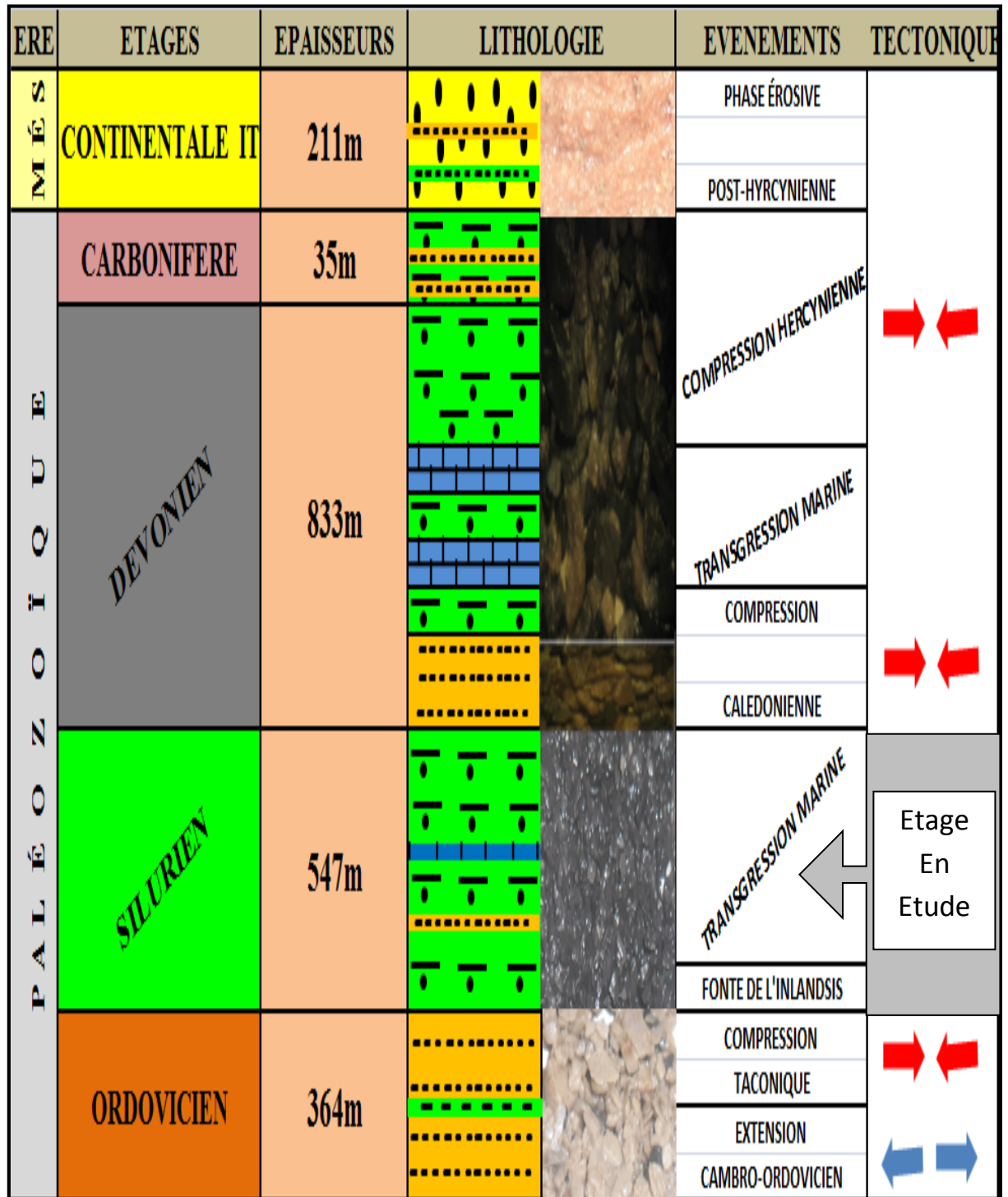


Figure I.1 : CARTE DES BASSIN SEDIMENTAIRE DU SAHARA ALGERIENNE. [1]

**I.2. Description lithos stratigraphiques**

La plupart des données de forages réalisés dans le bassin de l'Ahnet confirme la présence d'une série de dépôts représenté par des terrains d'âge mésozoïque qui repose en discordance sur des terrains d'âge Paléozoïque.



**Figure I.2 : LOG STRATIGRAPHIQUE SYNTHETIQUE DU PERIMETRE D'ETUDE. [2]**



### I.3. Système pétrolier de la zone de l'Ahnet.

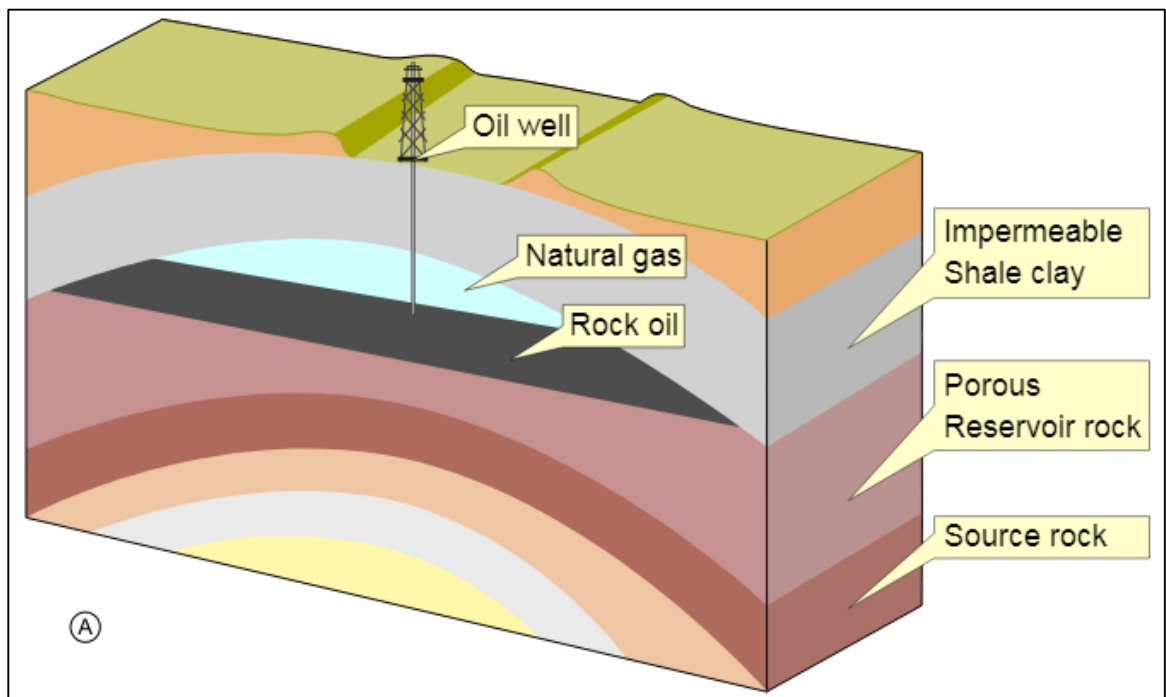
#### I.3.1. Roches réservoirs dans le bassin de l'Ahnet.

Le bassin de l'Ahnet contient des roches réservoirs conventionnelles et des roches réservoirs non conventionnel.

##### I.3.1.1 Réservoirs Conventionnels

Un système pétrolier d'un réservoir conventionnel ce compose de trois (03) principaux compartiments (**Figure I.3**) :

- Roche mère : c'est elle qui génère les hydrocarbures.
- Roche Réservoir : le lieu d'accumulation des hydrocarbures après la migration primaire.
- Roche couverture : c'est la roche qui assure l'étanchéité et empêche-la dis migration.



**Figure I.4 : UNE REPRESENTATION D'UNE ROCHE RESERVOIR CONVENTIONNELLE DANS UN PIEGE ANTICLINAL.**

***1.3.1.1.1. Les réservoirs du Dévonien au bassin de l'Ahnet*****A. Réservoir Emsien :**

Ce réservoir est composé de Grès blanc à gris blanc, siliceux à silicoargileux, compact, dur à moyennement dur et brunâtre, siliceux à silicoquartzitique, compact, dur avec rares passées d'Argile grise a gris sombre, tendre a indurée, légèrement feuilletée, silteuse.

Les caractéristiques pétro-physiques sont acceptables avec une porosité de l'ordre de 9 % à 11 %, les perméabilités sont faibles de 0.01mD à 4.8mD (rapport Sonatrach). Résultats de tests réalisés dans ce niveau sont encourageants.

**B. Réservoir Siegénien :**

Ce réservoir est composé de grès blanc a gris-blanc, translucide, localement gris-fonce, fin, subarrondi a subanguleux, siliceux à silicoquartzitique, dur, avec fines passées d'argile grise a gris-noir, induré, micacé, légèrement feuilleté, fortement silteuse.

Les porosités sont de l'ordre de 7.6 % mais les perméabilités sont faibles avec une moyenne de 1.10mD (rapport Sonatrach 2012).

**C. Réservoir Gédinnien :**

C'est une alternance de : Grès blanc, fin a moyen, subarrondi a subanguleux, siliceux a silicoquartzitique, dur, localement gris-blanc a gris sombre, fin a moyen, parfois grossier, silicoargileux, pyriteux par endroits, moyennement dur, et Argile grise, gris sombre, induré, fortement silteuse, micacé. Rares grains de quartz isolent, et trace de pyrite les porosités sont de l'ordre de 8 % avec des valeurs qui peuvent atteindre parfois plus de 20.5 %, les perméabilités sont en moyenne de 2.29mD (rapport Sonatrach).

***1.3.1.1.2. Les réservoirs de l'Ordovicien***

L'Ordovicien est composé de quatre (04) principaux réservoirs :

**A. La Dalle de M'Krata :** composée de Grés gris blanc a blanc, translucide, fin a moyen, parfois grossier, subanguleux a subarrondis, quartzitique, compacte, très dur. Elle représente un réservoir très potentiel les porosités sont faibles ne dépassent pas les 6 % ainsi les perméabilités sont faibles ce réservoir débite par fracturation.

**B. Les Grès d'El Goléa**

Ce sont des Grés blancs, translucides, localement gris clair, très fin a moyen, par endroits grossier, subanguleux a subarrondis, siliceux, dur. Argile grise a gris noire, indurée, silteuse, micacée, parfois feuilletée, localement pyriteuse. Grés très fins, voir des Silt stones, micacés, friable a moyennement consolidés Argile gris sombre, feuilleté, micacé, tendre, légèrement pâteux

### C. Les Grès d'Oued Saret

Matérialiser par des Grès blancs, gris, beiges, fins à moyen, parfois grossiers, siliceux à silicoargileux, par endroits silicocarbonaté, dur à moyennement dur avec rares fines passées d'argile noire, indurée, silteuse, micacée. Traces de pyrite et galet de quartz beige. Les caractéristiques pétrophysique sont médiocres, les porosités ne dépassent pas les 4% et la perméabilité est inférieure à 0.01mD (rapport Sonatrach 2012).

### D. Les Quartzites de Hamra

Il est composé de Grés gris-blanc à blanc, translucide, quartzitique, compact, très dur. Les porosités sont de l'ordre de 3 à 6% et les perméabilités sont inférieures à 0.1mD.

#### I.3.2. Roche Couvertures

La couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieur est assurée par les argiles du Frasnien -Famennien ainsi que les assises argileuses intermédiaires, situées entre les bancs de grés.

Pour l'Ordovicien se sont les argiles du Silurien particulièrement, pour les quartzites de Hamra les argiles de l'ordovicien (Azzel) assurent la couverture.

La couverture horizontale est assurée par les failles et les changements de faciès locaux. [3]

#### I.3.3. Roche mère et Réservoirs non conventionnels

##### I.3.3.1 les réservoirs non conventionnels

Le système pétrolier d'un réservoir conventionnel est identifié par ces trois compartiments (Roche mère, Réservoir et Couverture) par contre un réservoir non conventionnel reconnu par le double rôle au moins d'un seul compartiment (la Roche mère c'est elle la roche réservoir et couverture en même temps, pas de migration).

L'industrie pétrolière nomme conventionnelles les gisements de gaz contenus dans des roches perméables ; leur exploitation se faisant assez facilement. Elle nomme non conventionnels tous les autres et la limite entre les deux notions évolue au cours du temps avec les progrès de la technologie. [4]

On distingue ainsi quatre grands types de réservoirs non conventionnels

1. Les gaz de schistes (*Shale Gas*) qui sont des gaz restés dans la roche mère et qui n'ont pas été expulsés. En effet, les roches mères argileuses étant peu perméables, une partie du gaz généré ne parvient jamais à sortir de la roche, c'est cette fraction qui est recherchée.

2. Le gaz de houille (*Coalbed Methane* ou *Coal Seam Gas*) aussi connu sous le nom de grisou, il s'agit là encore de méthane resté piégé dans sa roche mère, mais celle-ci est de type carbonneux.
3. Les gaz de réservoirs compacts (*Tight Gas*) qui, échappés de la roche mère, se sont accumulés dans des réservoirs extrêmement peu perméables.
4. Les hydrates de gaz, qui sont une association cristallisée d'eau et de méthane. Ils se forment hors des systèmes pétroliers, dans certaines conditions de température et de pression, sous le fond des océans et dans les régions polaires, leur instabilité est le principal frein à leur exploitation.

#### ***I.3.3.2 Roche mère et Réservoirs non conventionnels dans le bassin d'Ahnet.***

On peut distinguer deux types des roches réservoirs non conventionnelles au bassin Illizi :

##### **A. Frasnienne**

La roche mère réservoir, Frasnienne composer d'Argile grise fonce à noire, silteuse, carbonatée avec rares passées de Calcaire gris blanc, argileux, tendre Présence Pyrite avec prédominance de la fraction argileuse les analyses géochimiques de laboratoires indiquant une bonne richesse en matière organique avec des COT moyens de l'ordre de 4 à 5%.

##### **B. Silurien**

Déjà décrier dans la partie géologie locale. Les analyses géochimiques révèlent une richesse en matière organique entre 2% et 4%. [3]

---

*CHAPITRE II : LES POTENTIALITES  
DES GAZ DE SCHISTES EN ALGERIE*

---

## CHAPITRE II : LES POTENTIALITES DES GAZ DE SCHISTES EN ALGERIE.

### II.1. Introduction

L'évaluation des réserves dans les réservoirs schisteux (Shale Réservoir) par différentes compagnies et organismes internationaux paraît très encourageante :

- L'organisme (International Resources Avancé- ARI) dans son dernier rapport en 2013 pour le ministère de l'Énergie, l'information et l'administration (EIA) des États-Unis à placer l'Algérie en quatrième position en termes de Ressources techniquement récupérées. [5]
- Wood Mackenzie, en septembre (2009) a déclaré qu'en Algérie le silurien (Hot shale) renferme 500Tcf de gaz en place.[6]
- DeGolyer & MacNaughton, (2010) 3400 Tcf de gaz en place dans les Hot shale du Silurien à travers la plate-forme saharienne entière à partir de laquelle plus de 644 Tcf serait techniquement récupérables.[7]
- En avril 2010 PETRENEL annonce que les réserves prouvées en gaz de schistes en l'Algérie sont de l'ordre de 4000Tcf dans le silurien et le frasnien.

### II.2. Classification des ressources pétrolières

#### II.2.1. Quantités totales des Hydrocarbures initialement en place

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

##### *II.2.1.1. Quantité des hydrocarbures initialement découverte en place*

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

##### *II.2.1.1.1. Production des Hydrocarbures*

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

##### *II.2.1.1.2. Les Réserves*

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

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

**II.2.1.1.3. Les Ressources contingentes**

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

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

**II.2.1.1.4. Les Réserves irrécupérables**

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

**II.2.1.2. Quantité des hydrocarbures initialement non découverte en place**

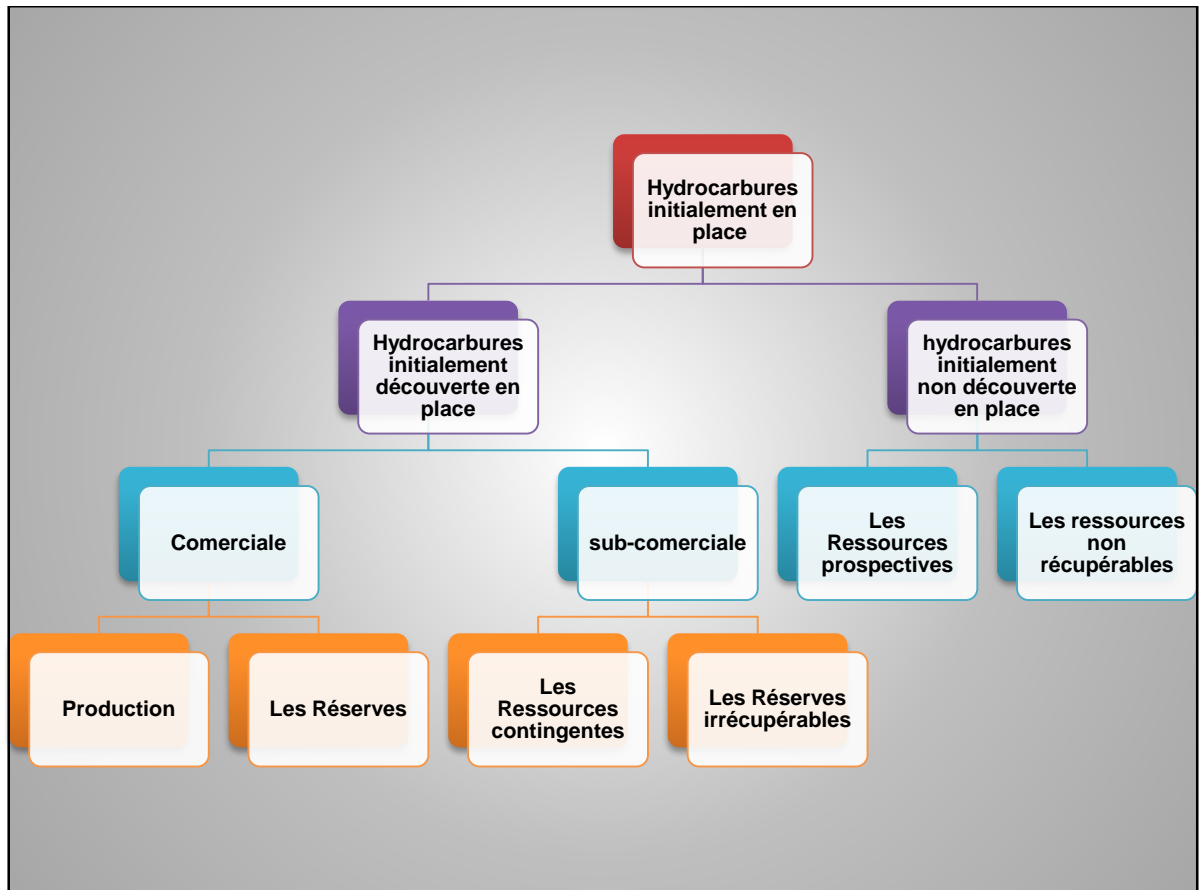
C'est des quantités estimées, contenues dans des sites à découvrir ou à explorer dans le futur, subdiviser en deux majeures classe

**II.2.1.2.1. Les Ressources prospectives**

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

**II.2.1.2.2. Les ressources non récupérables**

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



**Figure II.1 : SCHEMA DE CLASSIFICATION DES RESSOURCES PETROLIERE.**

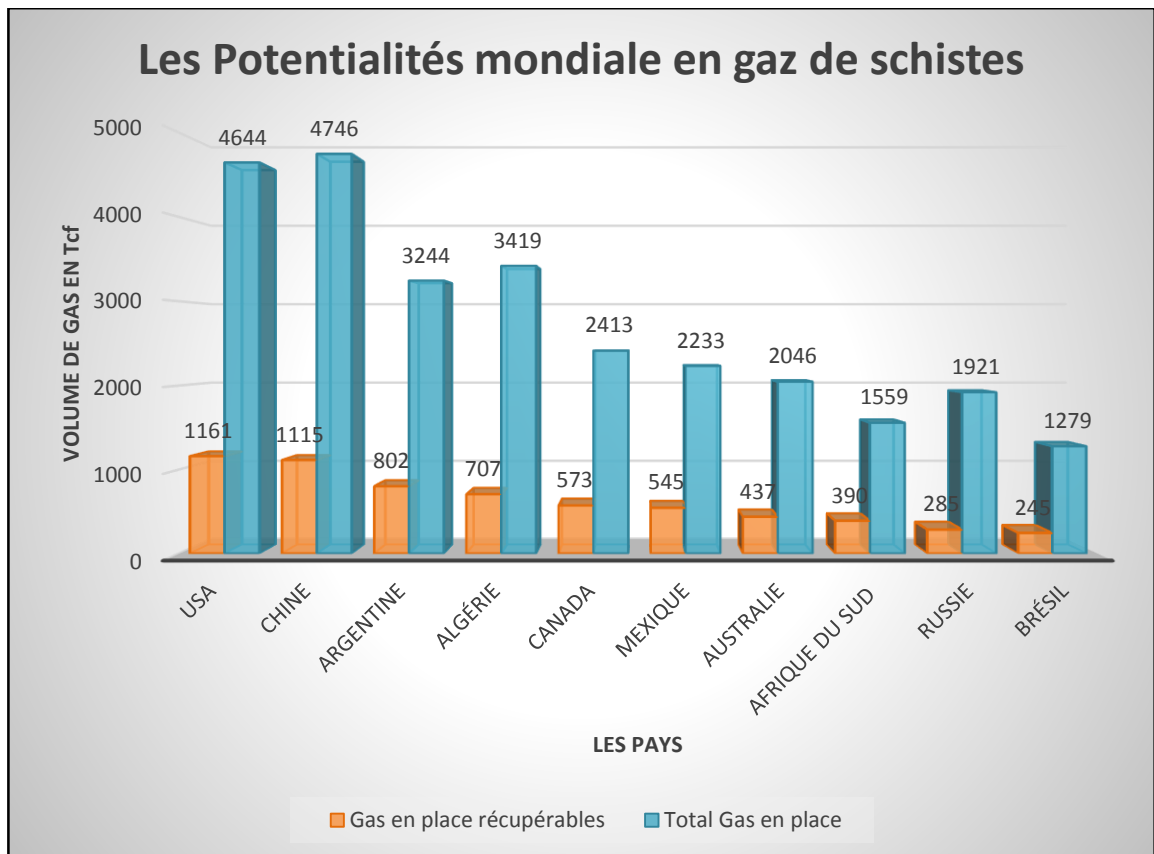
Les schistes constituent les réservoirs non conventionnels dans le bassin de l’Ahnet sont attribuer aux Argiles siluriennes et frasnienne et cela elle est généralisée sur tous les bassins algériens : Reggane, Timimoun, Mouydir, Berkin, Tindouf, Illizi.

L’évaluation et l’estimation des ressources, élaborée par ARI en Algérie a révélé que les bassins algériens renferment une totalité de 3419 Tcf de gaz en place avec un taux de récupération de l’ordre de 20% l’équivalent de 707Tcf.

À l’exception de Timimoun et Mouydir, les bassins algériens renferment 121 billions de barrels d’huiles et condensat dans les schistes, 5,7 billions de barrels sont récupérables techniquement (5%).

Ces quantités mètrent l’Algérie en quatrième position en termes de ressource récupérable techniquement et troisième en total gaz en place mais sont des ressources prospectives qui nécessite un plan de développement bien défini et un nombre important de puits de reconnaissances pour récolter plus de donnés et confirmé ces potentialités.





**Figure II.2 : LES POTENTIALITES MONDIALE EN GAZ DE SCHISTES. [9]**

### II.3. L'évaluation des Potentialités gaz de schiste en Algérie

L'évaluation des potentialités des ressources non conventionnelle dépend essentiellement des paramètres physiques, caractéristiques du réservoir et les volumes d'hydrocarbures.

#### II.3.1. Les paramètres physiques

##### II.3.1.1. L'épaisseur de l'intervalle riche en matières organiques

Ces des intervalles déterminer en fonction de la quantité totale de la matière organique (TOC) présente dans la roche.

D'après l'histogramme de distribution des épaisseurs riche en matière organique à travers les bassins algériens en constate que l'intervalle le plus épais rencontré dans le bassin de l'Ahnet qui est de l'ordre de 330ft suivi par le bassin de Reggane avec une épaisseur de 230ft, les intervalles les plus minces sont de l'ordre de 60 ft rencontrés dans le bassin de Mouydir et Tindouf.

### II.3.1.2. La Profondeur

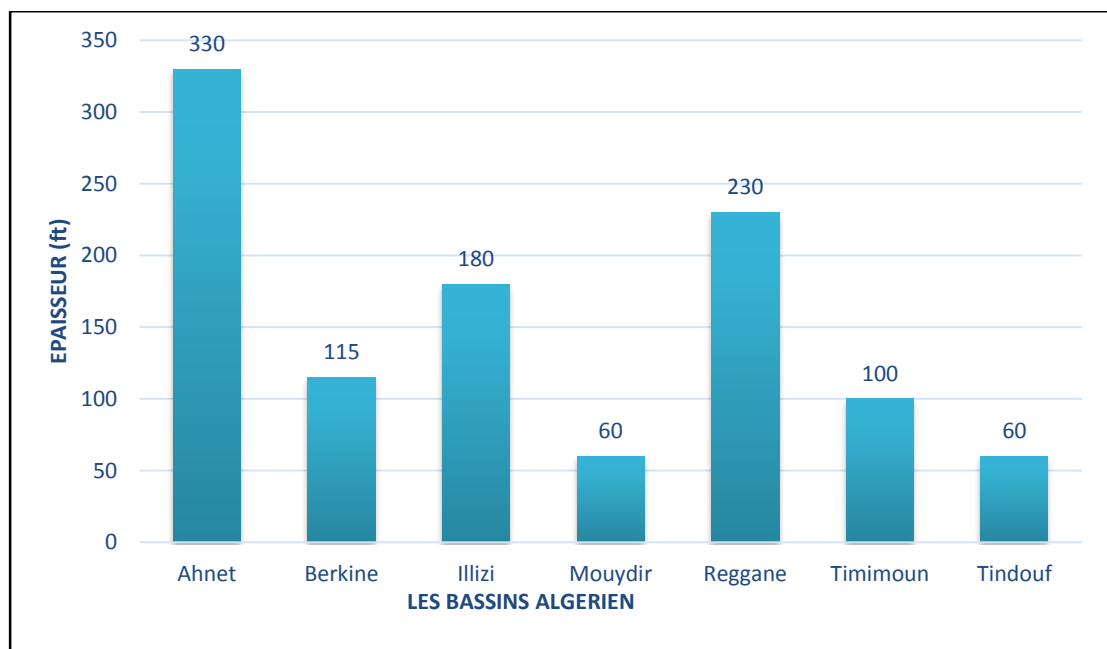
La profondeur des schistes c'est un paramètre très important point de vue de la potentialité pétrolière, les fluides renfermés dans des formations localiser a des profondeurs inférieures à 1000 m ils ont une faible pression ce qui va influencer automatiquement sur les taux de récupération, en plus l'énorme quantité d'eux existant dans les fissures naturelles, supérieur à 3000 m les paramètres pétro-physique et spécialement la perméabilité va être influencé directement.

D'après la fig. en constate que les bassins d'Ahnet, Illizi, Mouydir répond au critère d'un bassin susceptible pour l'exploitation des gaz de schiste, ou le silurien a été rencontré a des profondeurs moyennes respectivement de l'ordre de : 2438 m, 1524 m, 1981 m. Dans les autres bassins le silurien il est plus profond que 3000 m.

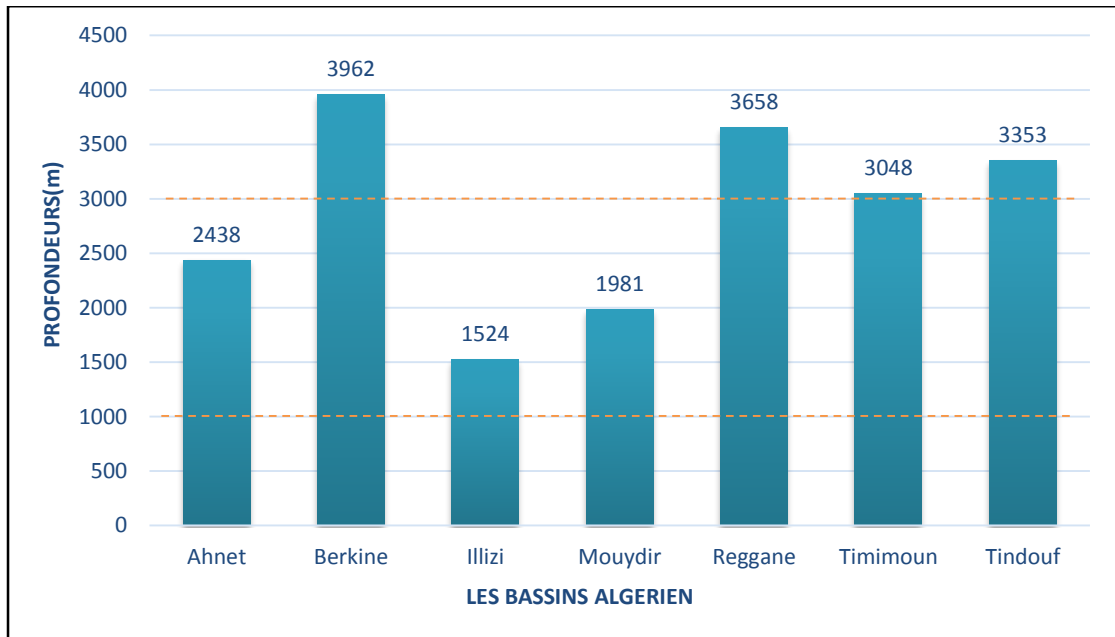
### II.3.2. Propriétés des Réservoirs

#### II.3.2.1. Total Organique Carbone (TOC)

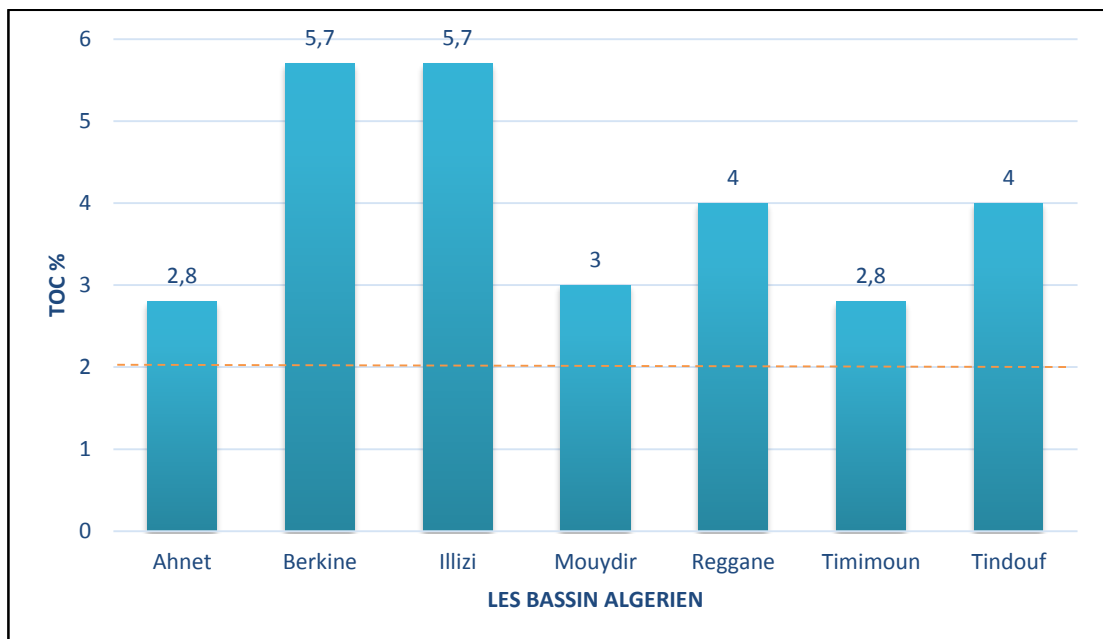
Un bassin prospectif doit avoir un minimum de TOC de l'ordre de 2 %, ce paramètre il peut être mesuré au laboratoire ou bien estimé en utilisons les données de diagraphie, D'après l'histogramme des valeurs de TOC dans les schistes de silurien à travers les sept bassins en constate que tous les bassins répondent au critère.



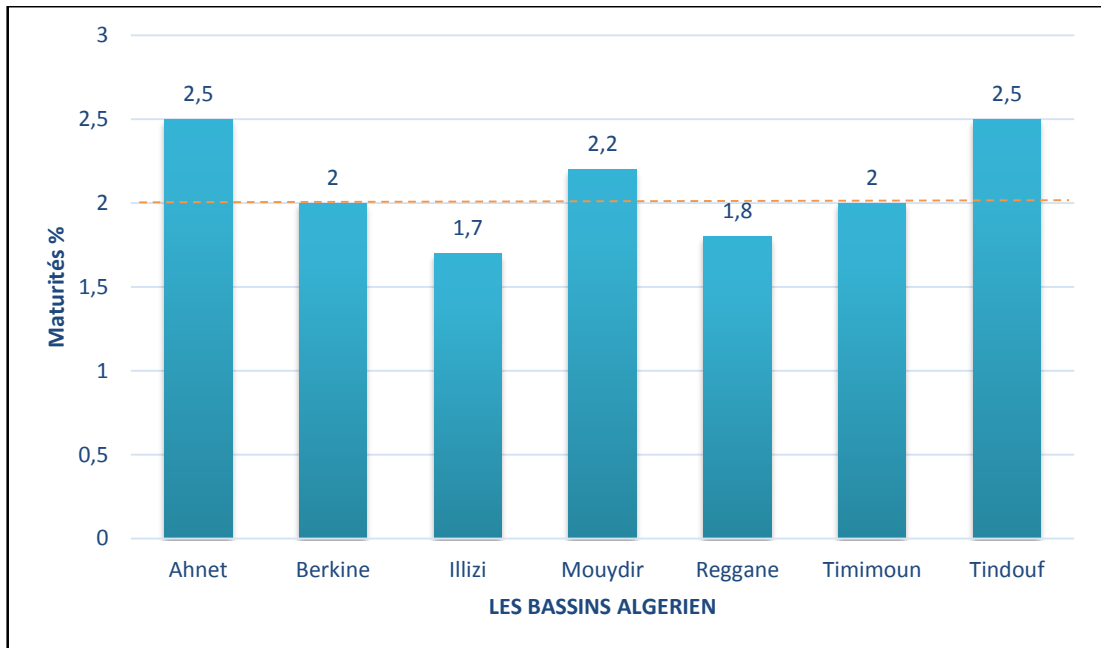
**Figure II.3 : HISTOGRAMME DE VARIATION DES EPAISSEURS RICHE EN MATIERE ORGANIQUE. [10]**



**Figure II.4 : HISTOGRAMME DES PROFONDEURS DE SILURIEN À TRAVERS LES BASSINS ALGERIEN. [10]**



**Figure II.5 : HISTOGRAMME DE VARIATION DES TOC À TRAVERS LES BASSINS ALGERIEN. [10]**



**Figure II.6 : HISTOGRAMME DE VARIATION DES 'RO' A TRAVERS LES BASSINS ALGERIEN. [10]**

#### **II.3.2.2. La Maturité thermique :**

Ces les degrés de température auquel une formation a été exposée pour décomposer la matière organique en hydrocarbures, La réflectance de certains types de minéraux (Ro %) est utilisée comme indication de Maturité thermique, pour un Ro % supérieurs 2 % cela signifie que la matière organique elle est mature en stade de gaz sec, entre 2 % et 1 % stade de gaz humide, les zones potentielles en terme gaz schiste doive avoir une matière organique mature stade gaz sec.

La représentation graphique des valeurs moyennes de la réflectance des formations siluriennes à travers les bassins indique qu'à l'exception de Illizi et Reggane ou la maturité elle est en stade gaz humide les autres bassins sont tous en stade gaz sec.

**II.3.2.3. Les ressources**

Dans les réservoirs non conventionnels type schiste présentent des caractéristiques très variables (porosité, perméabilité, minéralogie, gaz content et pression). Le gaz se trouve en deux formes :

- **Gaz libre**

Contenu dans la porosité de la matrice (couches de silt ou de grès intercalé dans les schistes) et dans le réseau naturel de fractures, la quantification de ce type de gaz basé sur quatre paramètres ; Pression, Température, Porosité et L'épaisseur de l'intervalle riche en matière organique.

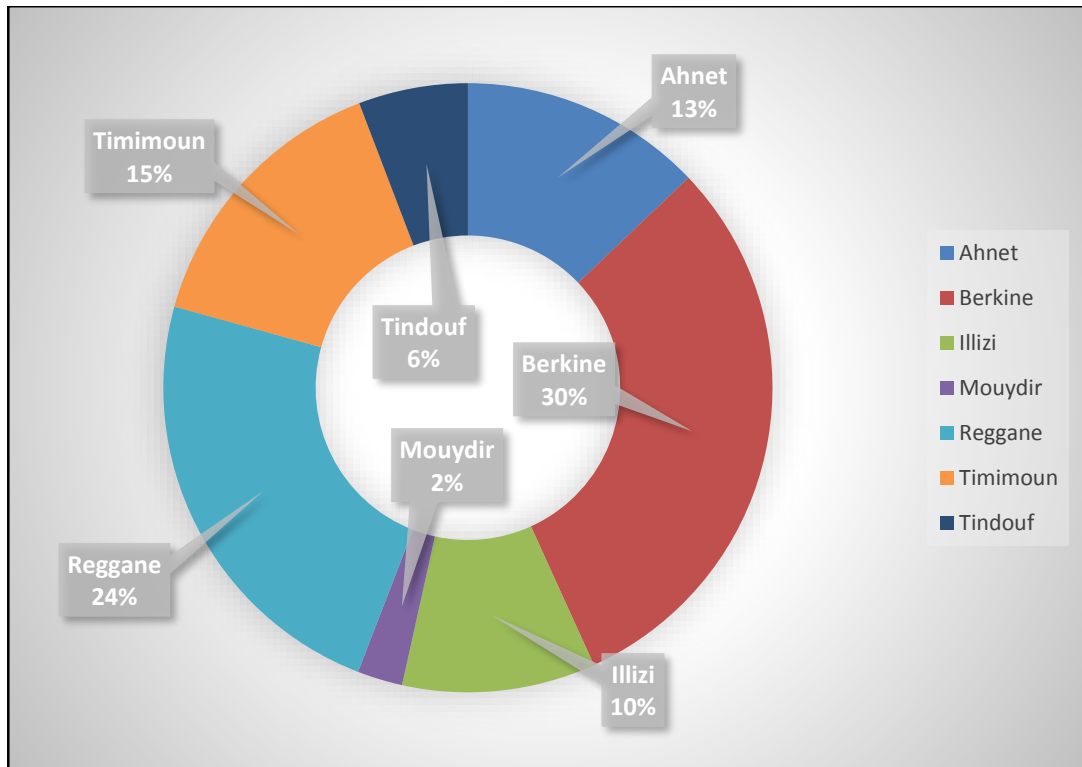
- **Gaz adsorbé**

C'est une interaction moléculaire avec une surface solide (la matière organique, surface des pores) accompagnée avec une génération de chaleur (processus exothermique) donc plus de gaz existe plus la chaleur elle est dégagée.

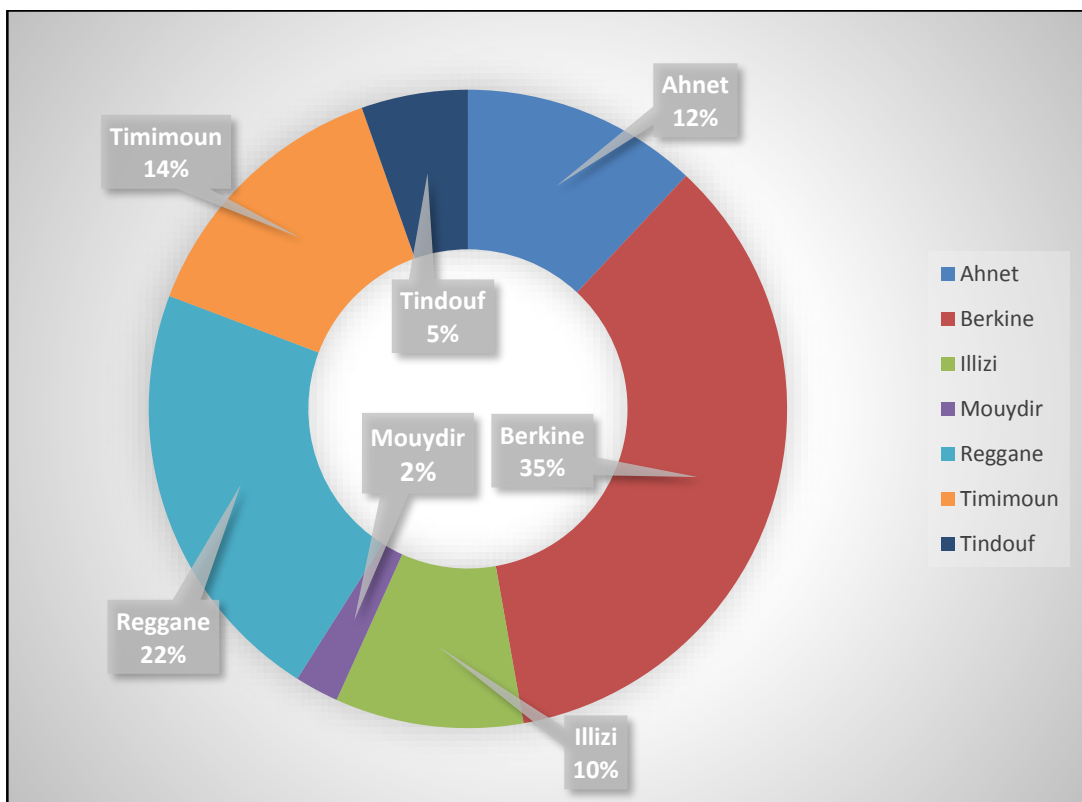
Le principe de quantification de ce type de gaz fondé sur L'isotherme de Langmuir représenté par une courbe d'équilibre des gaz adsorbé en fonction de la pression du réservoir

D'après L'histogramme des Potentialités locales en constate que le bassin de Berkine est le plus potentiel avec une quantité de gaz en place de l'ordre de 601tcf, suivi par Reggane et Timimoun (464 tcf et 255 tcf), Ahnet en quatrième position avec un volume en place de l'ordre de 256tcf, les quantités minimales sont comptées dans le bassin de Mouydir, le même classement a été maintenu pour les quantités récupérables.

Pour un classement étudié, des potentialités en Algérie en vue d'installation de futur projet de développement en doivent combiner plusieurs paramètres mis à part les quantités en place ou bien récupérables comme les propriétés des réservoirs et ces paramètres physiques.



**Figure II.7 : LES POTENTIALITES LOCALE EN GAZ DE SCHISTES TOTAL EN PLACE. [10]**



**Figure II.8 : LES POTENTIALITES LOCALE EN GAZ DE SCHISTES RECUPERABLES. [10]**

---

*CHAPTER III : TECHNIQUES  
D`EVALUATIONS*

---

## CHAPITER III : TECHNIQUES D'ÉVALUATIONS

### III.1. Les Gazes de réservoir

Parmi les nombreux paramètres qui sont enregistrés en cours de forage, la détection du gaz est certainement celui qui a sensibilisé et qui sensibilise toujours à la fois les foreurs et géologues.

C'est une préoccupation permanente qui s'explique par des problèmes de sécurité qui touchent les personnes et les puits, et par le fait que la quantité et la nature du gaz qui sera détecté et analysé sont des éléments très importants pour le géologue de réservoir.

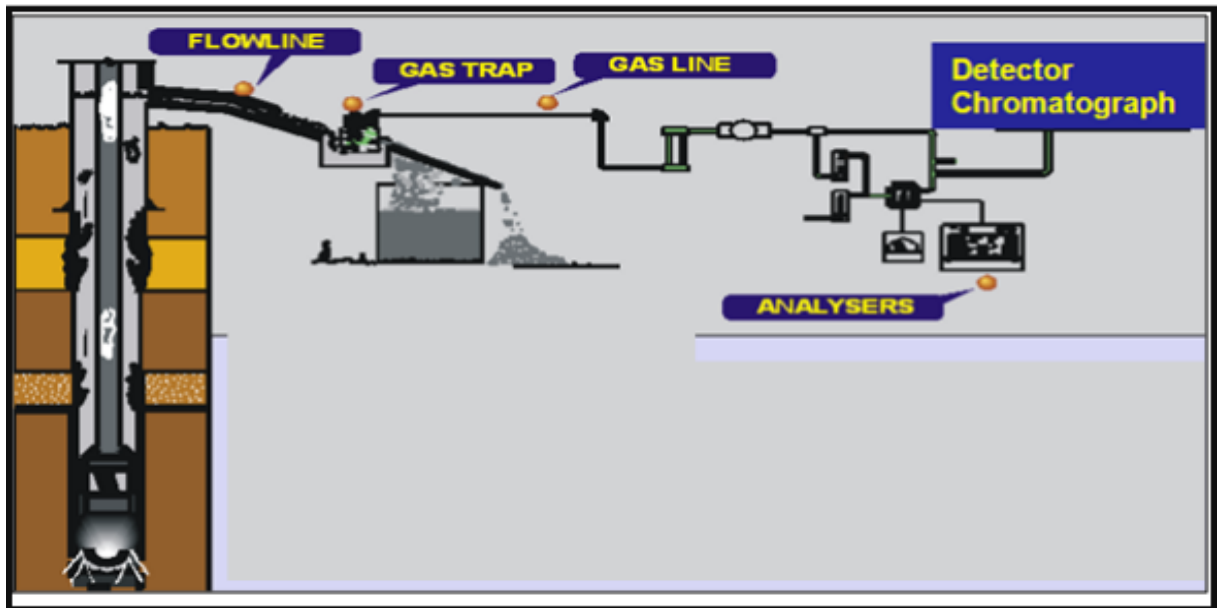


Figure III.1 : SCHEMA DE CIRCULATION DES GAZES

#### III.1.1. Gaz produit ou produced gas ( $P_{FORM} > P_{HYDR}$ )

Cette situation anormale provoquée par un déséquilibre du puits est à l'origine des venues éruptives.

Ces venues proviennent soit de la dernière formation forée, soit de formations forées depuis quelques temps mais devenant éruptives suite à une baisse de pression hydrostatique (pertes totales ou diminution de la densité de boue dans l'annulaire).

#### III.1.2. Gaz libéré (cuttings gas ou drilled gas)

##### ✓ Forage plein trou

L'invasion de la formation par le filtrat de boue repousse en partie les hydrocarbures éventuels du front de taille et de la paroi du puits. Les hydrocarbures résiduels restent en place et se retrouvent dans les déblais quand la roche est broyée. Si du gaz est présent dans la



formation, l'action mécanique de l'outil libère en partie ce gaz qui est véhiculé par la boue de forage. Celui-ci sera détecté et analysé en surface. Une quantité non négligeable de ce gaz pourra être piégée dans la porosité et préservée par l'humidité présente autour des déblais.

« Le gaz libéré est donc défini comme un gaz libéré mécaniquement par l'outil de forage dans la boue lorsque l'outil pénètre dans la formation ».

Dans la figure ci-dessous, le taux de pénétration correspondant à l'intervalle poreux (grès) montre une augmentation de la vitesse d'avancement. La réponse hypothétique du détecteur du gaz montre un enregistrement typique de la concentration d'hydrocarbures dans la boue en fonction du temps.

La concentration des hydrocarbures libérés dans la boue est principalement fonction des facteurs suivants :

- Taux de pénétration.
- Volume absolu de pore.
- Pression de formation.

#### ✓ *Carottage*

Durant un carottage, le volume de roche broyée par l'outil étant peu important, la quantité de gaz libéré dans la boue sera faible. Par contre une quantité importante de gaz restera au sein de la carotte. La décompression de cette dernière au cours de son cheminement vers la surface aidera la libération du gaz. Les dégagements de ceux-ci peuvent durer quelques heures voire après la sortie de celle-ci.

#### **III.1.3. Gaz recyclé (recycled gas)**

Dans le cas où le gaz n'a pas été complètement volatilisé ou que le dégazage en surface a été insuffisant, mais repompé dans le puits, le détecteur du gaz peut enregistrer une deuxième apparition d'une venue préexistante.

« Le gaz recyclé est donc défini comme le gaz qui a été repompé dans le puits pour apparaître une seconde fois à la surface ».

Le gaz recyclé peut être identifié par l'application de certains tests. Il ne doit pas être plus grand que la réponse originale, mais doit être semblable dans la forme. A partir de la réponse du gaz primaire au commencement de la réponse du gaz recyclé, cela représente une bonne indication concernant le temps total de circulation.

#### **III.1.4. Bouchon d'ajout de tige (gas connection)**

La pression différentielle appliquée sur les formations diminue et peut même s'annuler à cause de l'arrêt de circulation et du pistonage éventuel provoqué par cette opération.

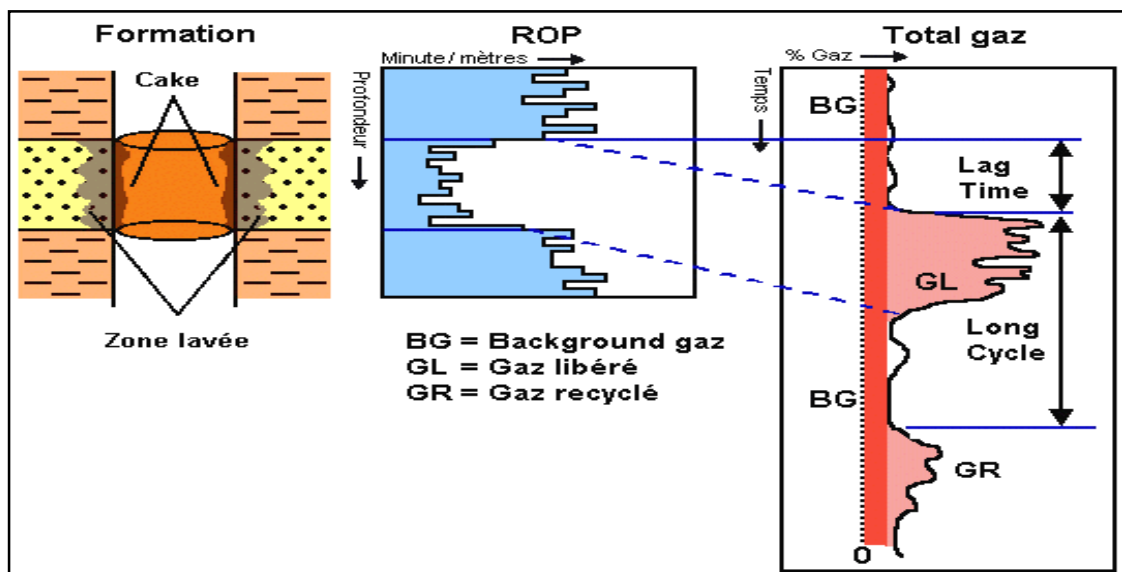
### III.1.5. Bouchon de reprise de forage

Même origine que précédemment (arrêt de circulation et pistonnage lié à la remontée des tiges). La manœuvre étant plus longue qu'un simple ajout, un bouchon plus important peut se former. D'après le lag time, on peut confirmer les phénomènes de diffusion à partir des formations moins profondes.

### III.1.6. Gaz de contamination (contamination gas)

Les boues à base d'huile sont souvent utilisées dans le forage. Le gasoil est la phase normale employée dans les boues à émulsion inverse. Dans son état naturel, il ne contient pas d'hydrocarbures volatils et ne perturbe pas l'équipement de détection du gaz. Cependant, il est souvent transporté dans des conteneurs qui ont précédemment porté des bruts volatils et peuvent donc les retenir. De temps à autre, les additifs de boue ou les réactions chimiques diverses dans la boue fourniront d'autres hydrocarbures ou des gaz combustibles qui peuvent être détectables par les détecteurs de gaz.

« Le gaz de contamination est donc défini comme un gaz artificiellement introduit dans la boue de forage à partir d'une source autre que les formations forées ».



**Figure III.2 : RELATION ENTRE PARAMETRE DE FORAGE (ROP) ET LE TAUX D'ÉCHAPPEMENT DE GAZ.**

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

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

### III.2. Le Principe de fonctionnement

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

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

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

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

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

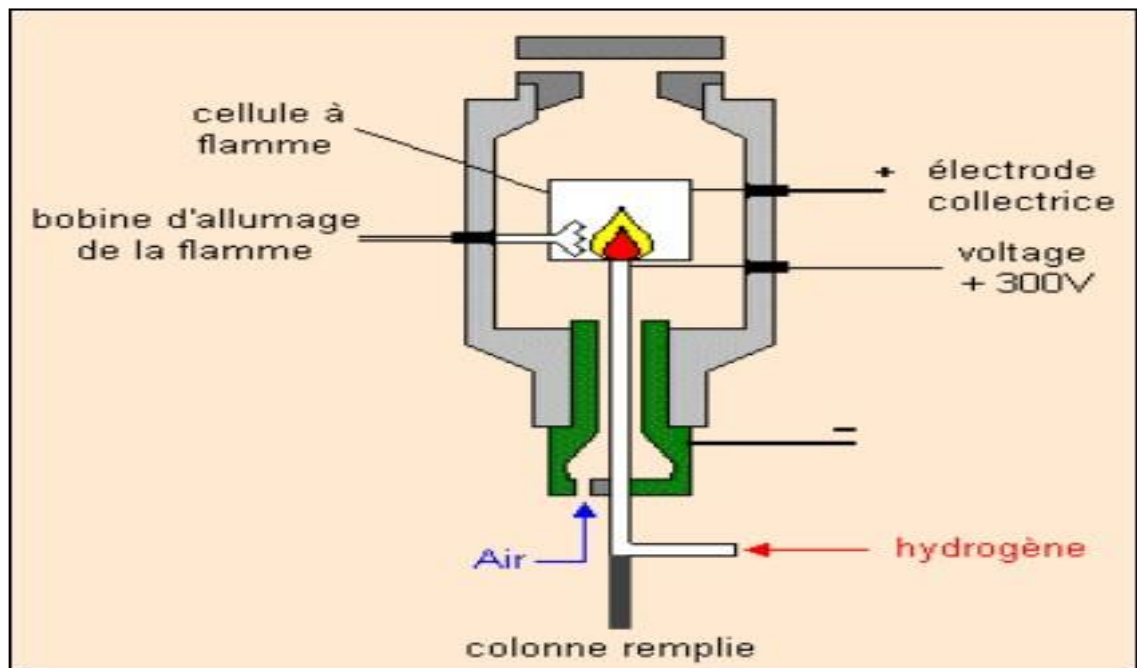


Figure III.3 : PRINCIPE DE L'IONISATION. [11]

### III.3. La méthode $\Delta \text{Log } R$

L'application de cette technique est de mettre en combinaison essentiellement deux paramètres de diagraphie (sonique/résistivité), respectons les directives suivantes :

- Les courbes, sonique et résistivité sont interpolées en respectant l'échelle (100 $\mu$ sec/ft) qui correspond à deux cycles sur l'échelle logarithmique de la résistivité.
- Les intervalles qui se localisent dans la zone d'interpolation (**line de base**) des deux courbes sont pauvres en matière organique et le TOC tend vers la valeur minimale. [12]
- Les intervalles riches en matière organique sont facilement déterminés par la séparation entre les courbes.
- Il faut déterminer les valeurs de résistivité et de sonique à la ligne de base.

La séparation entre la résistivité et le sonique correspond à  $\Delta \text{Log } R$  d'où viens la nomination de cette technique, cette valeur empirique peut être mesuré a n'importe quels intervalles, elle a une relation linière avec la richesse en matière organique représentée par le paramètre TOC [12], donc les valeurs de la séparation sont convertibles en TOC prenant en considération le niveau de degré de métamorphisme (LOM) qui peut être déterminé directement sur la charte établie par Hood et Al, .1975 [13], L'expression algébrique pour calculer la séparation entre la résistivité et le sonique est :

$$\Delta \text{Log } R_{\text{sonique}} = \log_{10} (R/R_{\text{Line de base}}) + K \times (\Delta t - \Delta t_{\text{Line de base}})$$

- ✓  $\Delta \text{Log } R_{\text{sonique}}$ : valeur de la Séparation.
- ✓  $R$ : la valeur de la résistivité a un intervalle donné.
- ✓  $R_{\text{line de base}}$  : valeur de la résistivité a la zone d'interpolation.
- ✓  $\Delta t$  : la valeur de sonique pour un intervalle donné.
- ✓  $\Delta t_{\text{line de base}}$  : valeur de sonique a la zone d'interpolation.
- ✓  $K$  : Est un facteur d'échelle dépendant de log de porosité.
- ✓  $K = -0.02$  pour le sonique, 2.5 pour la densité et 0.04 pour le neutron logs.

[13]

À partir des valeurs de  $\Delta \text{Log } R$  en peut calculer le TOC, prenons en considération la valeur du degré de maturité régionale de la matière organique dans le silurien du bassin de l'Ahnet selon l'équation suivante ;

$$\text{TOC} = (\Delta \log R) \times 10 (2.297 - 0.1688 \times \text{LOM}) \quad [12]$$

### III.4. Les Techniques des Gaz Ratio

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

#### III.4.1. Mouillabilité (Wetness-Wh) :

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

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

[14]

**III.4.2. Rapport d'équilibre (Balance-Bh)**

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

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

[14]

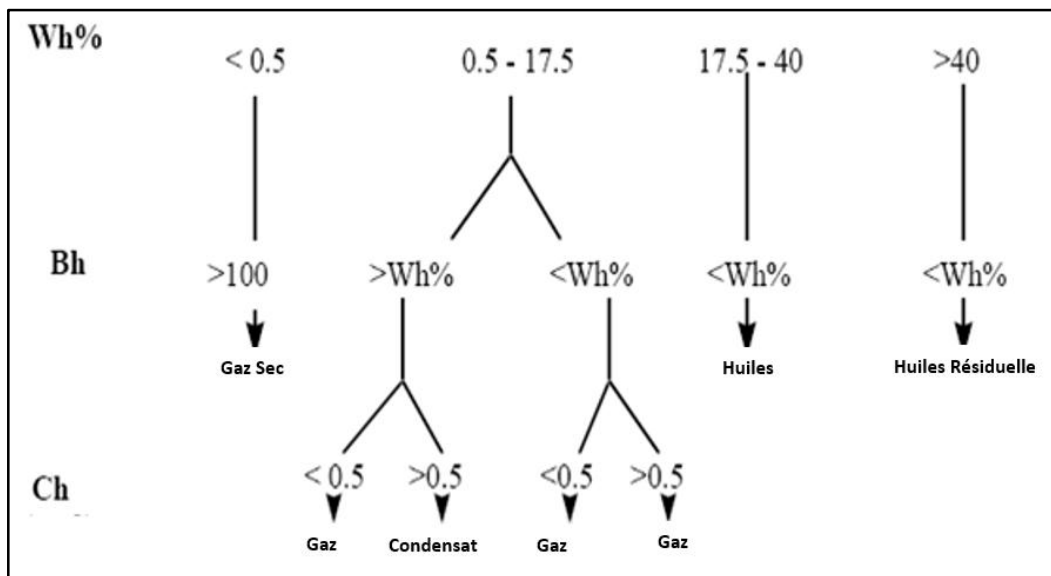
**III.4.3. Rapport caractère (Character-Ch)**

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

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

[14]

Pour déterminer les caractéristiques du fluide de réservoir en fonction des gaz ratio on va se référer aux valeurs repère pour chaque type. [15]



**Figure III.4 : CHARTE D'INTERPRETATIONS DES GAZ RATIO [14]**

### **III.5. Protocole d'évaluation des schistes**

L'objectif est de déterminer les zones potentielles par l'intégration des différentes méthodes et technique sur chantier (évaluation instantanée)

#### **III.5.1. Déterminer les intervalles radioactifs**

En utilisons le log de diagraphie gamma ray, le long de l'intervalle étudié on peut limiter les zones largement radioactives en utilisant une ligne de base qui correspond à 150 API, plus l'intervalle il est radioactive plus le taux d'uranium est élevé cela signifie un milieu réducteur riche en matière organique [12]

#### **III.5.2. Estimation de la richesse en matière organique**

Les valeurs du temps de transit des ondes acoustiques et de résistivités dans les formations schisteuses impliquées dans l'équation de calculs de  $\Delta \text{Log R}$  sont les paramètres de base de l'estimation de la richesse (TOC), suivant les théories des formes d'existence des gaz [16], en peut dire qu'un intervalle riche en matière organique peut contenir un taux de gaz élevé. [17]

#### **III.5.3. Déterminer les intervalles à gaz sec**

Les fenêtres à gaz sec sont déterminées par l'application des techniques des gaz ratio, à travers l'interprétation des chartes de la mouillabilité et la balance en même temps, Dans un projet récent de gaz de schiste comme le cas de l'Algérie il est préférable de cibler les zones à gaz sec facile à récupérer vu la légère densité de gaz sec par rapport à d'autre type d'hydrocarbure.

#### **III.5.4. Sélectionnées les fenêtres optimums**

C'est des intervalles potentiels qui regroupent les paramètres recommandés pour un bon réservoir de schiste (TOC, Gaz sec, radioactif) qui devrait être traversé latéralement par un forage horizontal, donc on peut trouver un intervalle radioactif qui n'est pas vraiment riche en matière organique, mais pas le contraire, la même chose avec les intervalles à gaz secs et la richesse en matière organique. La chronologie du protocole elle est basée essentiellement sur ses constatations.

---

*CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS*

---



## CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS.

## IV.1. Introduction

Les études d'évaluation du potentiel en gaz et les quantités de gaz générées par les principaux niveaux roches mères du Silurien réalisées sur la plate forme saharienne, place le bassin de l'Ahnet-Gourara en bonne position en termes de prospectivité pour le play non conventionnel shale gas. Ces objectifs (shale gas) sont situés à des profondeurs ne dépassant pas les 3000m la richesse en carbone organique total (COT) est favorable et varient entre 2 et 7% avec des épaisseurs utiles qui oscillent entre 60 et 100 mètres. L'état de maturité de ces niveaux roches mères est en phase à gaz sec. Le forage X est situé dans la région d'In Salah, sur le périmètre Tidikelt.

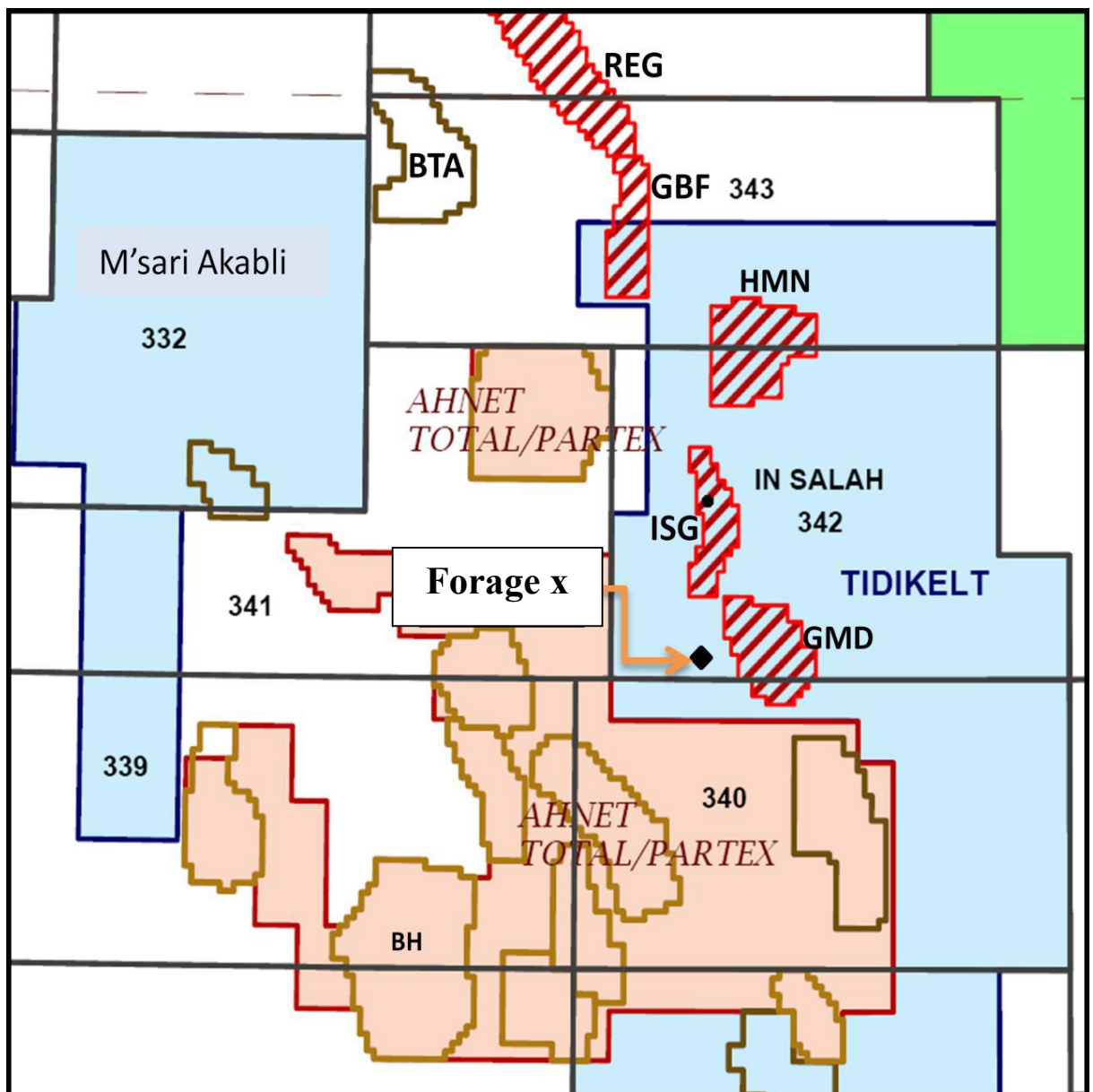


Figure IV.1 : SITUATION DU PERIMETRE TIDIKELT ET DU FORAGE X. [10]

## IV.2. Stratigraphiques du puits d'étude

Le puits x débutera dans la formation du Continental Intercalaire et sera arrêté à la profondeur 2625 m dans l'Ordovicien. Les formations à traverser sont :

- **Continental Intercalaire** (0 à 420m) : représenté par un sable blanc et translucide fin, moyen à grossier avec passées d'argile brun rouge.
- **Strunien-Famennien** (420m à 1480m) : est constitué par une alternance d'argile silteuse gris foncé à noire et de grès blanc très fin
- **Frasnien** (1480m à 1677m) : Il est représenté par de l'argiles gris foncé à noire indurée, feuilletée, silteuse, micacée et localement fossilifère avec intercalations de calcaire brunâtre et de grès carbonatés.
- **Givetien** (1677m à 1717m) : Est constitué par un calcaire gris sombre microcristallin.
- **Couvinien** (1717m à 1743m) : Il est représenté par une argile gris foncé indurée et silteuse.
- **Emsien** (1743 à 1789m) : représenté par une barre de grès grossier à fin siliceux et de l'argile gris sombre à noire fossilifère.
- **Siegénien** (1789 à 1892m) : grés blanc à gris, siliceux à silico quartzitique
- **Gedinnien** (1892 à 2061m) : alternance argile grise silteuse et grés gris blanc
- **Silurien** (2061 à 2620 m) : argile silteuse gris-noir à noire
- **Ordovicien** :(2620- TD=2625) : grés gris blanc quartzitique

[2]

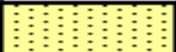














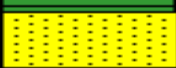
| AGE                          | ETAGE              | STRAT   | PROF | LITHOLOGIE   |
|------------------------------|--------------------|---|------|--|
| Mz                           | Crétace            |    | 0    |  |
| DEVONIEN SUPERIEUR           | Fammenien-Strunien |    | 420  | Argile grise, calcaire et rarement grès,                               |
|                              |                    |    |      | Argile gris-noir, indurée, micacée, avec passées de calcaires          |
|                              | FRASNIEN           |    | 1480 | Argile gris-noir, indurée, micacée, avec passées de calcaires          |
|                              |                    |    | 1515 |  |
|                              |                    |    | 1550 |  |
|                              |                    |    | 1580 |  |
|                              |                    |    | 1642 |  |
| D.MOY                        | Givetien           |    | 1677 | Calcaire gris- blanc, localement gréseux et fossilifères               |
|                              | Eifelien           |   | 1717 | Argile gris-noir, indurée, micacée,                                    |
| DEVONIEN INF                 | Emsien             |  | 1743 | Grès gris-noir argilo-silt eux à passées d'argiles et calcaire         |
|                              | Siégenien          |  | 1789 | Grès gris-clair siliceux et argiles grises et calcaires                |
|                              | Gédinnien          |  | 1892 | Alternance de grès gris-blanc et d'argiles grises silteuses et micacée |
| SILURIEN                     | Argilo-Silteux     |  | 2061 | Argiles gris-foncé à noires silteuses et micacées                      |
|                              | Radio-actif        |  | 2531 | Argiles noires radioactif  |
| ORD                          | GEG                |  | 2620 | grès gris-blanc siliceux parfois quartzitiques                         |
| <b>Profondeur Finale (m)</b> |                    |   | 2625 |  |

Figure IV.2 : COLONNE STRATIGRAPHIQUE DU Puits X. [2]

Le puits d'étude implantée dans le sud-est du bassin de l'Ahnet représenté par des terrains d'âge paléozoïque dès la surface, le silurien figure avec une immense épaisseur qui est de l'ordre de 1000 m en allons de 865 jusqu'au 1830.

#### **IV.2.1. Localisation des intervalles radioactive**

La zone radioactive elle a été topée à 1565 m s'élargit sur une épaisseur de 265 m.

Marqué par des valeurs de gamma ray qui attendre parfois les 800 API a la base, la radioactivité moyenne du silurien il est de l'ordre de 200 API. (**Figure IV.3**)

#### **IV.2.2. Richesse en Matière organique**

Le total organique carbone dans le silurien varie du 0,8 % jusqu'au 2,80 % l'équivalent d'une moyenne de 1,70 %, la richesse en matière organique a une tendance progressive vers la base.

Suivant la distribution des valeurs de TOC on a opté de mètre le top de la zone riche en matière organique a la coté 1600 m qui lui offre par conséquent une épaisseur de 230 m.

#### **IV.2.3. L'intervalle à gaz sec**

La variation de la mouillabilité et la balance avec le caractère en fonction d la profondeur montre la prédominance du caractère gaz dans tout l'intervalle avec différente ampleur, ce qui nous a menés de différencier deux zones :

##### **IV.2.3.1. Zone a gaz**

Elle s'étale du top de silurien jusqu'au côté 1600 m, marqués par une mouillabilité de l'ordre de 12 %, et une balance maintenue supérieure de l'ordre de 20. Pour le caractère il est inférieur à 0,5 dans tout l'intervalle

##### **IV.2.3.2. la Zone a gaz sec**

Dès la cote 1565m ; qui représente le pion de flexure pour les deux paramètres qui prenons des allures intensives, pour la mouillabilité les valeurs décroît progressivement la moyenne enregistrée est de l'ordre de 5 %, la balance marquée par des valeurs qui dépasse les 100.

Le total gaz qui quantifier les gaz libérés en traversons une formation géologique indique un accumulations importante à la base a la cote +/-1600 m.

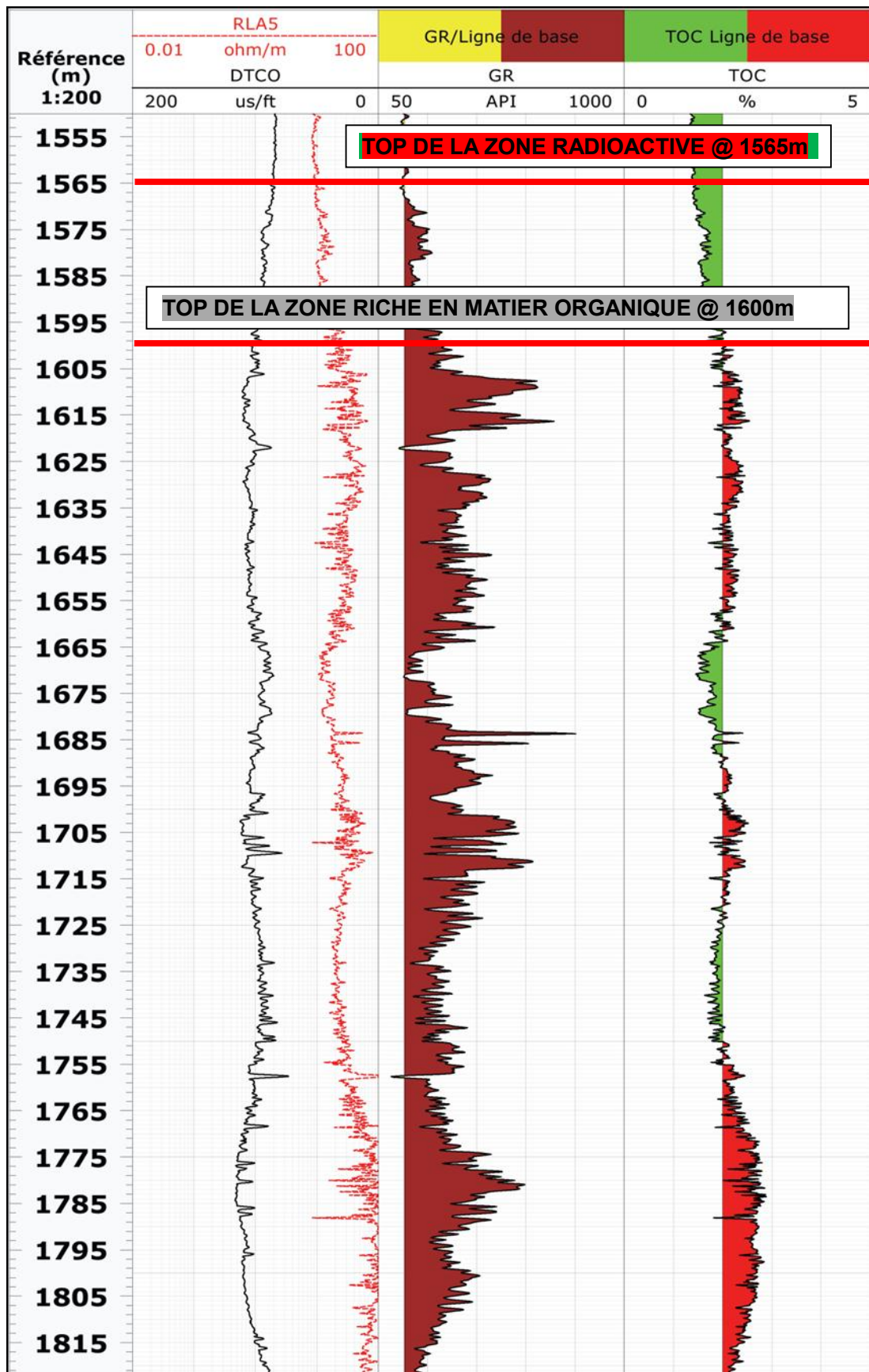


Figure IV.3 : LOG D'ÉVALUATION MONTRANT LES INTERVALLES POTENTIEL.

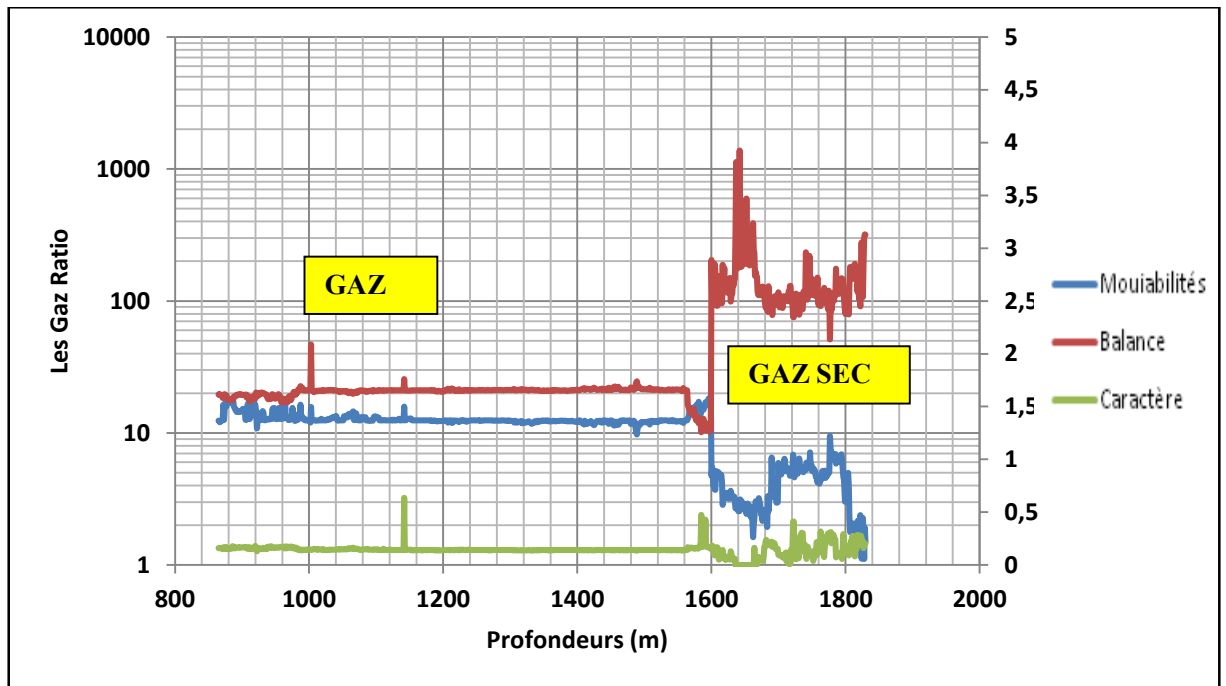


Figure IV.4 : CARACTERISATIONS DES FLUIDES DE RESERVOIR.

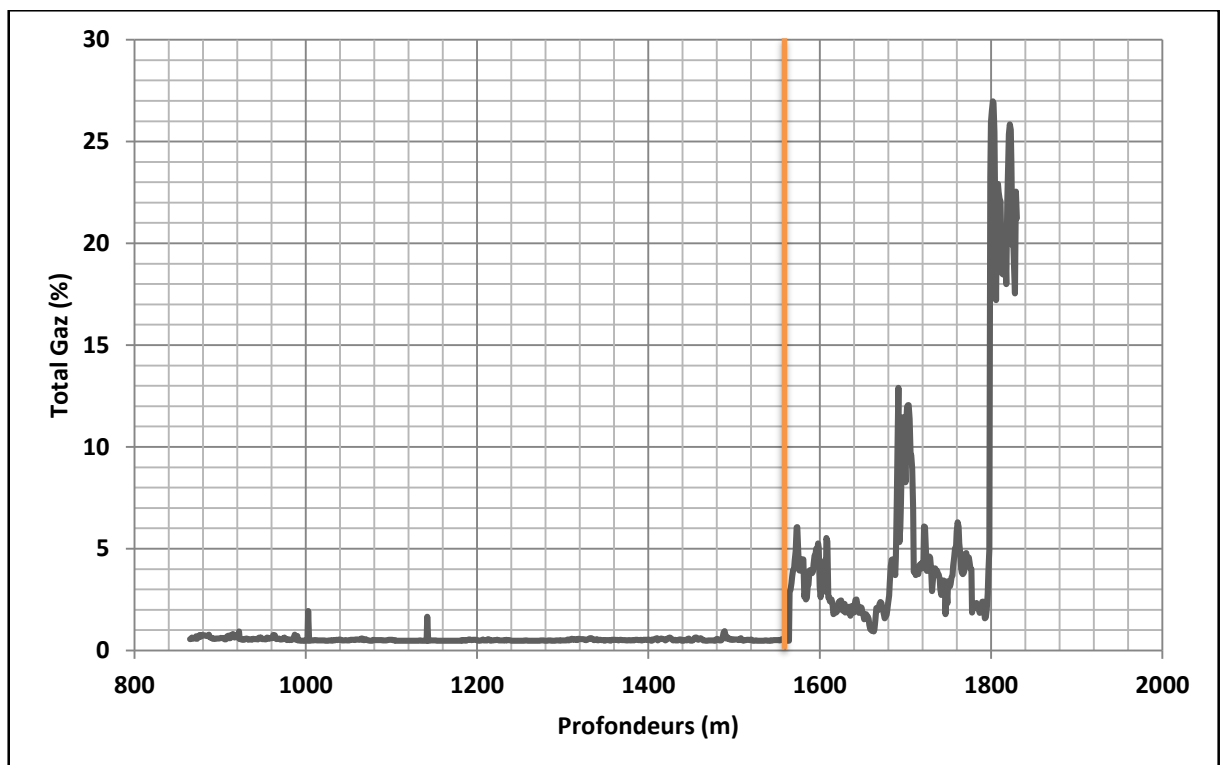
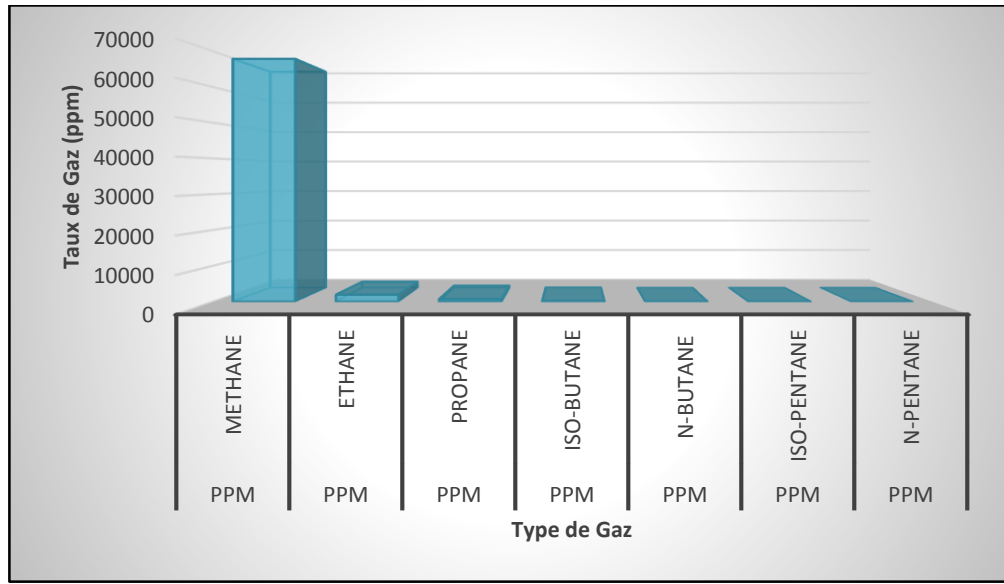


Figure IV.5 : LA VARIATION DES TAUX DE GAZ EN FONCTION DE LA PROFONDEUR.

**IV.3. Caractérisation qualitative des gaz piégés**

L’enregistrement des gaz durant le forage de puits sélectionné pour l’évaluation a révélé l’existence des hydrocarbures aliphatiques type alcane, les résultats sont représentés dans l’histogrammes qui montre la prédominance du méthane :



**Figure IV.6 : RESULTATS D’ANALYSE CHROMATOGRAPHIQUE**

**IV.4 Synthèse d’évaluation**

L’évaluation de puits sélectionné nous a permis de reconnaître les intervalles potentiels en termes de ressource gaz de schiste tel-que : la zone radioactive et riche en matière

**IV.4.1. Epaisseurs de Silurien**

| Puits | TOP SILURIEN | BASE SILURIEN | EPAISSEURS |
|-------|--------------|---------------|------------|
| X     | 865          | 1830          | 996        |

**Tableau IV.1 : les épaisseurs de silurien**

| PUITS | TOP  | BASE | EPAISSEURS |
|-------|------|------|------------|
| X     | 1565 | 1830 | 265        |

**Tableau IV.2 : les épaisseurs des zones radioactives de silurien**

## IV.4.2. Richesse en matières organiques (Tableau IV.3)

| PUITS | TOP  | BASE | EPAISSEURS |
|-------|------|------|------------|
| X     | 1600 | 1830 | 230        |

Tableau IV.3 : les épaisseurs des zones riches en matière organique de silurien.

## IV.4.3. L'intervalle à gaz sec

Dans un projet de gaz de schiste récemment installé comme le cas de l'Algérie il faut cibler les zones à gaz sec, pour ne pas avoir des problèmes de récupération par la suite en attendons le développement des techniques et la maîtrise de l'exploitation de ces ressources non conventionnelles.

L'interprétation des gaz ratio ils ont révélé que les schistes de siluriens renferment des gaz Cette interprétation reflète vraiment l'état de maturité de la matière organique qui est déterminé par le type de fluide produit, si on prend

| PUITS | TOP  | BASE | EPAISSEURS |
|-------|------|------|------------|
| X     | 1600 | 1830 | 230        |

Tableau IV.4 : les épaisseurs des zones à gaz sec dans le silurien



### Conclusion générale

Les étapes d'évaluations des schistes de silurien selon le protocole proposé sont :

- Déterminer les intervalles radioactifs avec un seuil de 150 API.
- Estimation des valeurs TOC par les techniques  $\Delta \log R$ .
- Déterminer les intervalles riches en matière organique probablement supérieure à 2%.
- Déterminer les intervalles à gaz sec en utilisant les techniques des gaz ratio.

Les résultats de l'évaluation ont révélé que la base de silurien représente la partie potentielle en termes d'exploitation des gaz de schiste caractérisés par une richesse en matière organique de l'ordre de 2% accompagnée d'une radioactivité importante, la mouillabilité des gaz est très faible ce qui a donné l'aspect gaz sec au fluide piégé dans cette partie.

- Les natures de Gaz libre existant entre les feuillets de schiste sont de type alcane, avec une prédominance totale du méthane.
- Les intervalles potentiels peuvent être estimés à partir de la variation des taux de total gaz, ou on a constaté que ces zones sont caractérisées par une augmentation remarquable.
- L'identification minéralogique des échantillons montre que les schistes à gaz sont en majeure partie attribués à Illite avec une progression de cristallisation vers la base.
- La partie soluble de la matière organique confirme l'absence totale des hydrocarbures liquides dans ces intervalles.
- Les descriptions lithologiques sur binoculaire montrent que ces schistes sont charbonneux, micacés, feuilletés avec une abondance de la pyrite, sur carotte la présence des traces de graptolithe.

- [1] Well Evaluation Conference 2007 Schlumberger (WEC.2007).
- [2] Kadri. M.M., Hacini.M., (2017). Evaluations of frasnian shale reservoir,cas study well DAK-1,Ahnet Basin, southern algerie.J.Sci.,2017,9(1),542-552.
- [3] Rahmani. A., (2012). The potential of shale gas in Algeria.shale gas workshop. 27-28 february 2012.Oran, Algeria.
- [4] (Kalaydjian.F., Goffé.B.,2012) Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures des roches mères – Rapport ANCRE.
- [5] Advanced Resources International., (2013). World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.
- [6] Wood Mackenzie, septembre (2009).
- [7] DeGolyer & MacNaughton, (2010).
- [8] PETRENEL avril 2010.
- [9] Dan.J., (2010). Worldwide shale gas and oil plays and potential, NAPE Conference
- [10] Kaced. M., (2013). Le Potential Shale gas en Algerie.Presentation a la journée d'étude (Tight and shale Reservoir).17-18 septembre 2013.Algerie
- [11] HAWORTH. J. H., ET AL., 1985.
- [12] Passey .Q.R. et al.,(1990). A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, V.74.No12 December 1990.P.1777-1794.19Figs.7Tables.
- [13] HOOD.A., et al., (1975). Organic Metamorphism and the Generation of PetroleumThe American Association of Petroleum Geologists Bulletin V 59, No 6 (June 1975), P. 986-995. 7 Figs.
- [14] Baker Hughes.,1995.
- [15] J.H. Haworth, M.P. Sellens, A. Whittaker ; 1985.
- [16] Curtis, 2002
- [17] Jing.W. et al., (2011). A New Technology for the Exploration of Shale Gas Reservoirs, Petroleum Science and Technology, 29:23, 2450-2459, DOI:10.1080/10916466.2010.527885.

### VIII.1. Généralités sur le forage dirigé

**Position du puits :** L'emplacement de la tête de puits.

**Cible(s) Target(s) :** Le(s) point(s) visé(s) en sous-sol.

**Direction de la cible :** L'azimut relatif entre la tête de puits et la cible.

**Référence de profondeur :** L'origine des mesures de profondeur.

**Trajectoire :** Le cheminement du puits depuis la tête de puits jusqu'à sa profondeur finale.

**Kick-off :** Le point où le puits quitte la verticale.

**Inclinaison :** L'angle du puits par rapport à la verticale.

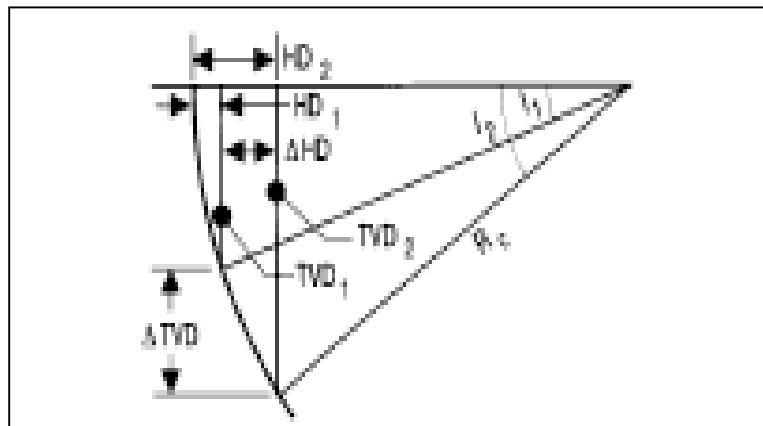
**Azimut :** La direction du puits par rapport au Nord.

**Profondeur mesurée (MD) :** Longueur du puits mesurée le long de la trajectoire.

**Profondeur verticale (TVD) :** La distance verticale entre le plan horizontal contenant un point du puits et le plan de la référence de profondeur.

**Déplacement horizontal Distance (HD) :** horizontale entre un point du puits et la projection verticale de la tête de puits.

**Les techniques de mesure :**



$$C = 2\pi R = \frac{360 \times 100}{BUR}$$

$$BUR = \frac{360 \times 100}{2\pi R_c} = \frac{\text{arc Angle} \times 100}{\text{arc Length}} \text{ in } /100 \text{ ft}$$

$$R_c = \frac{18000}{\pi \times BUR} \text{ in feet}$$

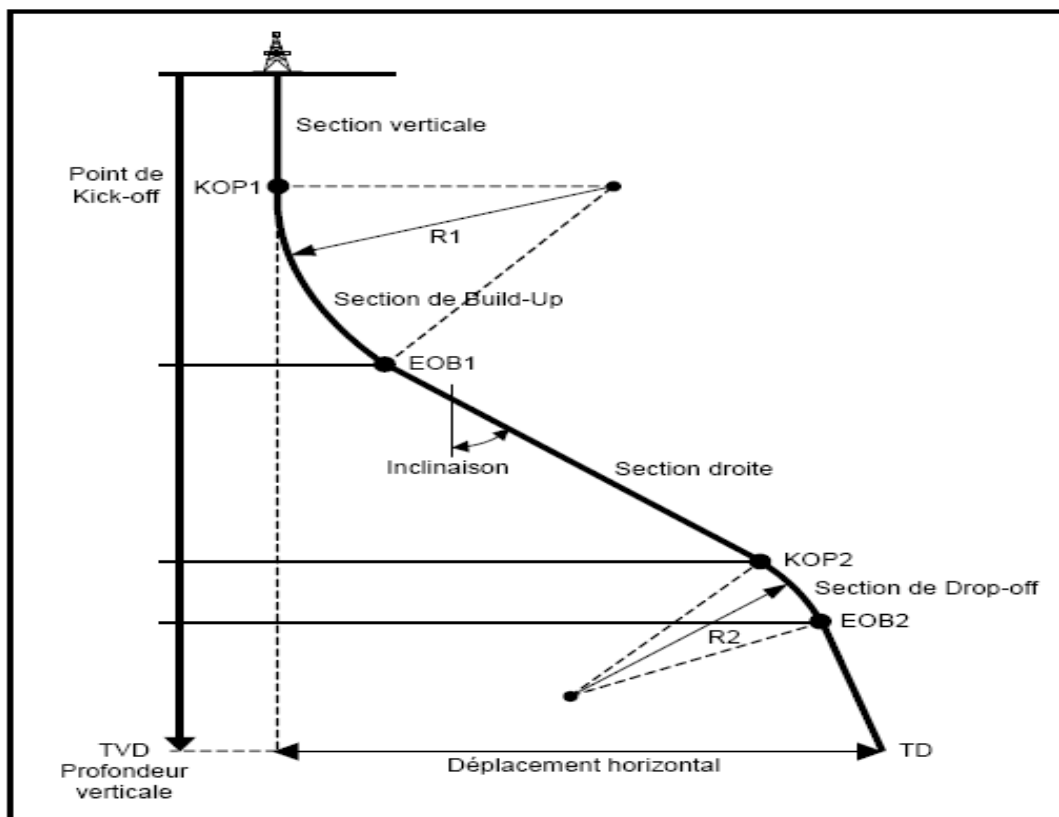
$$TVD_1 = R_c \times \sin I_1 \quad \& \quad TVD_2 = R_c \times \sin I_2$$

$$\Delta TVD = TVD_2 - TVD_1 = R_c (\sin I_2 - \sin I_1)$$

$$HD_1 = R_c - R_c \times \cos I_1 = R_c (1 - \cos I_1)$$

$$HD_2 = R_c - R_c \times \cos I_2 = R_c (1 - \cos I_2)$$

$$\Delta HD = HD_2 - HD_1 = R_c (\cos I_1 - \cos I_2)$$



## VIII.2. Généralité sur le forage en unnderbalanced

### VIII.2.1. Définition d'UBD

L'underbalance est une technique de forage où la pression de Fond est intentionnellement maintenue à une valeur inférieure à la pression de réservoir. Si l'opération UBD est bien réalisée, on aura l'intrusion des fluides de formation à l'intérieur du puits et un acheminement vers la surface. Le forage en underbalance aide à améliorer la productivité du réservoir, car la faible pression hydrostatique empêche l'invasion de la boue et les solides dans la formation ainsi que la formation du mud cake.

### VIII.2.2. Principe du forage en underbalance

Le principe de la technique en underbalance est de maintenir la pression de fond inférieure à celle du réservoir selon un  $\Delta P$  désiré. Tout en assurant un contrôle de débit en surface, la pression de fond (BHP) doit être maintenue entre deux valeurs de pressions limites, qui en réalité délimitent la fenêtre de la pression de travail. La pression des pores donne la limite supérieure, alors que La limite inférieure de BHP est déterminée par :

1. La stabilité des proies
2. Les débits d'injection
3. Les pressions de service de l'équipement de surface.

### VIII.3. Généralité sur la fracturation hydraulique

#### VIII.3.1. Introduction

On entend par fracturation hydraulique le procédé qui consiste à créer une conductivité dans une roche, à partir d'un puits par l'injection de fluide porteur d'un agent de soutènement à des pressions suffisamment élevées. Le plus souvent on dit que la fracturation hydraulique d'un réservoir se traduit par l'ouverture d'une fracture existante (cas d'un réservoir naturellement fissuré) et très rarement par l'initiation d'une nouvelle fracture (réservoir compact).

Il est désormais largement démontré que la fracture se développe perpendiculairement à la contrainte principale minimale en place.

Dans un premier temps, on dira tout simplement que la contrainte est l'effort de la roche contrairement au fluide.

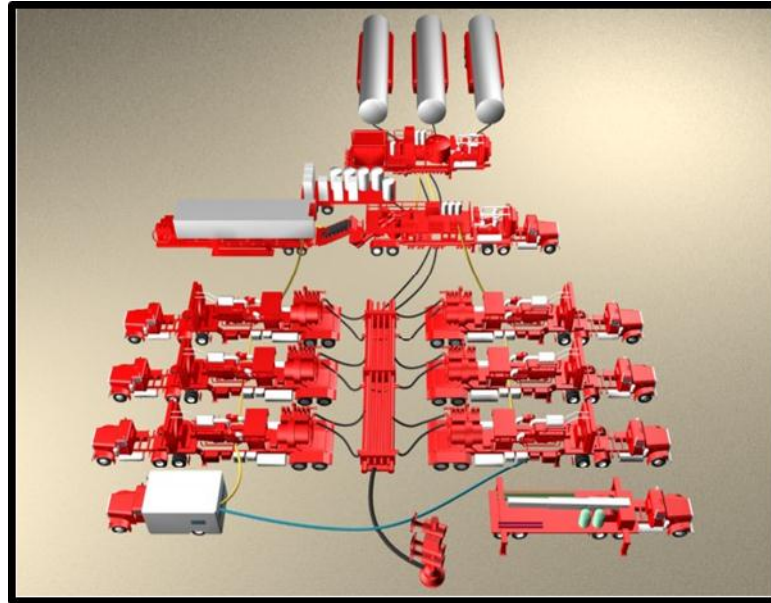
Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible.

Il est donc normal de vouloir augmenter la productivité du réservoir, par la création d'une liaison formation puits, qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice pour le premier cas et d'aller au-delà de l'endommagement dans le second cas.

#### VIII.3.2. Les fluides de fracturation :

Il s'agit le plus souvent d'eau, mais dans certains cas où la roche réagit mal à l'eau (certaines argiles gonflent en présence d'eau, ce qui a un effet contraire à celui recherché), on peut utiliser de l'azote, du CO<sub>2</sub> voire des dérivés pétroliers comme le propane. Nous ne considérerons ici que l'eau, le cas plus fréquent et qui serait utilisé dans le cas de nos causes.

Ce n'est cependant pas de l'eau pure qui est injectée. 1) On charge l'eau d'un agent de soutènement, soit du sable, soit des microbilles (de même taille qu'un grain de sable) de céramique, de verre ou de polystyrène, qui ont pour fonction d'empêcher les fractures créées de se refermer quand la pression est relâchée.



**Figure VIII.1 : LES EQUIPEMENTS DE SURFACE DE FRACTURATION.**



**Figure VIII.2 : PRODUITS DE FRACTURATION.**

