

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES  
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



## Mémoire de Master Professionnelle

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : géologie pétrolier

### THEME

**Caractérisation des réservoirs Siluro-ordovicien de Zarzaitine par  
l'interprétation des données de gaz (Bassin Illizi champ Zarzaitine)**

Présenté par :

- ✓ DOB ADEL
- ✓ BELMESMAR LAID
- ✓ BELMADANI MED ELHADI

*Soutenu publiquement le*

Devant le jury :

<b>Président :</b>	M.Belaouer A	M. A. A Univ. Ouargla
<b>Promoteur :</b>	M.Draoui Abd elmalek	M. A. B Univ. Ouargla
<b>Examineur :</b>	Dr. Zatout Merzouk	M. C. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2017/2018

# Remerciements

*Langage tout d'abord à Dieu qui nous avons donnés la force*

*Pour terminer ce modeste travail.*

*Toute notre infinie gratitude à notre promoteur, Monsieur  
Draoui A.Malek pour l'encadrement et les aides précieuses.*

*Nous remercions aussi les membres de jury qui nous ont fait  
l'honneur d'accepter le jugement de notre travail.*

*Mes sincères reconnaissances à nos enseignants du  
département: géologie.*

*Nos remerciements s'adressent aussi, à tous les travailleurs de  
Division Exploration (hassi messoud).*

*Enfin nous remercions nos parents et tous ceux qui ont  
contribués de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste  
travail, trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude  
et respect.*

**DOB**

**BELMESMAR**

**BELMADANI**

# Dedicace



*Nous avons le grand plaisir de dédier ce modeste travail : A nos chères **parents**,  
pour leurs soutient durant toutes les années d'études.*

*- A nos frères et nos sœurs.*

*- Et à toute la famille.*

*- A tous ceux qui nous ont aidés de loin ou de près durant les moments difficiles.*

**BELMADANI**

**DOB**

**BELMESMAR**



# SOMMAIRE

Introduction générale .....	1
-----------------------------	---

## Chapitre I : context général

I. Introduction .....	2
I.1 Cadre géographique .....	2
I.2 Situation régionale .....	2
I.3 Situation locale .....	3
I.4 cadre géologique .....	4
I.4.1 Litho stratigraphie du bassin d illizi .....	4
A . Le Cambrien .....	5
B . Ordovicien .....	6
C . Le Silurien .....	6
D . Le Dévonien .....	7
E . Le Carbonifère .....	7
F . Mésozoïque .....	8
I.4.2 Aperçu paléogéographique .....	8
I.4.3 Structure et tectonique du bassin .....	9
A . Les principaux éléments structuraux du bassin d'Ilizi .....	9
I.5.cadre pétrolier.....	12
1-Roche mère .....	12
2-Roche réservoir .....	12
3-Roche couverture .....	13
4-Les pièges hydrocarbures .....	13

## Chapitre II : Matériels et méthodes

II.1 INTRODUCTION .....	14
II.2 DÉTECTION DES GAZ .....	14
II.3. Principe de Dégazage des boues .....	14
II.4. Line de gaz .....	16
II.5. Différents gaz détectés en surface.....	16
II.5.1 Gaz de production « produced gas » .....	16
II.5.2 Gaz libéré (cuttingsgas ou drilled gas) .....	17
II.5.3 Gaz recyclé (recycledgas).....	18
II.5.4 Le gaz de connexion Bouchon d'ajout de tige (gasconnection).....	18
II.5.5 Le gaz de bouchon de reprise de forage BRF .....	18
II.5.6 Gaz de contamination (contamination gas) .....	19
II.5.7 Background gaz .....	19
II.6 Les Facteurs Influençant des Lectures de Gaz en la Surface .....	20
II.6. 1. Nature de formation forée .....	20
II.6.2. Conditions de forage .....	20
II.6.3. Conditions extérieures .....	20
II.7. Analyse des gaz .....	21
II.7.1Système gaz .....	21
II.7.2.Analyse Quantitative .....	22
II.7.2.1.Échantillonnage .....	22

II.7.2.2. Détecte et mesure le gaz organique total TG .....	22
II.7.2.3. Les détecteur de gaz .....	22
a) Les détecteurs à conductivité thermique et combustion catalytique .....	22
b) .Le détecteur à ionisation de flamme .....	23
II.8. Analyse qualitative.....	24
II.8.1. Chromatographie .....	25
A . Principe de fonctionnement.....	25
B . Enregistrement graphique(chromatographe).....	27
C . Résultat d'analyse .....	27
II.9. Méthodes d'interprétation.....	27
II.9.1. Méthode classique: Méthodes des PIXLERS .....	27
II.9.2. Méthode nouvelle ( Les Gas Ratios):.....	29
1. Déterminer le type d'hydrocarbures : huiles, Gaz, Condensât .....	29
2. Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz.....	31

### **Chapitre III: Résultats et discussions**

III.1. L'INTERPRETATION DES DONNEES DE Well (1) .....	33
III.1.1. L'augmentation des valeurs de gaz (GQC):.....	34
III.1.2. Le rapport de C1/Soum HC pour délinéation de réservoir .....	35
III.2. La Méthode de PIXLER.....	35
A. Zone productive du gaz du Silurien (1540 à 1800).....	35
B. Zone productive d'huile de l'Ordovicien (1800 à 1850) .....	37
III .3. La Méthode de Gaz Ratios .....	38
A. Détermination les types de fluide (gaz-liquide) .....	38
B. Détermination les contacts gaz-huile et huile-eau .....	41
III.4. Conclusion .....	42
Conclusion générale .....	43
Liste des abréviations	
BIBLIOGRAPHIE	
Résumé	

## La liste des figures

Figure n°1 : Situation du bassin d'ILLIZI à l'échelle régional .....	02
Figure n°2 : Position géographique de la région d'In Amenas .....	03
Figure n°3 : Champs pétroliers de la région d'In Amenas .....	04
Figure n°4 : log stratigraphique et lithologique synthétiques des bassin d'illizi.....	05
Figure n°5 : Schéma structural du bassin d'illizi.....	11
Figure n°6 : Traitement de gaz .....	14
Figure n°7 : Principe de fonctionnement de dégazeur.....	15
Figure n°8 : Ligne de gaz .....	16
Figure n°9 : Gaz libéré/ recycle .....	17
Figure n°10: Présentation de Bouchon de reprise de forage BRF .....	19
Figure n°11 : Système de Gaz – GéoserviceALS3 .....	21
Figure n°12 : Principe d'un détecteur à conductivité Thermique et à combustion catalytique .....	23
Figure n°13 : Principe d'un détecteur à ionisation .....	24
Figure n°14 : Chromatographe de système GEOLOG .....	24
Figure n°15: Chromatographe de système DATALOG.....	24
Figure n°16 : Bloc diagramme de l'analyse .....	25
Figure n°17 : Colonne de chromatographe .....	26
Figure n°18 : Enregistrement graphique (chromatographe GEOSERVICE).....	27
Figure n°19 : graphe explicatif de méthode pixler.....	28
Figure n°20: Wetness Ratio (WH) .....	29
Figure n°21: balance ratio(BH).....	30
Figure n°22 : Character Ratio (Ch.).....	30
Figure n°23 : Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz .....	31
Figure n°24 : Cas d'un réservoir à l'huile.....	32
Figure n°25 : Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz .....	32
Figure n°26 : Le contrôle de qualité de gaz (GQC) de puit (Well1).....	33
Figure n°27 : l'augmentation de GQC de la formation Viséen .....	34
Figure n°28: le rapport Cliché croisé C1/somme HC.....	35
Figure n°29 : Le diagramme de PIXLER de la formation Silurien .....	36
Figure n°30 : Le diagramme de PIXLER de la formation Ordovicien.....	37
Figure n°31 : la corrélation des rations de puit (Well1).....	38
Figure n°32 : la corrélation des rations de la formation Silurien .....	39

Figure n°33 : la corrélation des rations de la formation Ordovicien .....	40
Figure n°34: Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz.....	41

## La liste des tableaux

Tableau n°1 : la relation entre le rapport C1/C2 et type de fluide .....	28
.Tableau n°2 : Evaluation du potentiel pétrolier des réservoirs .....	31
Tableau n°3 : Les pics de gaz pour le diagramme de PIXLER (1540m à 1800m)...	36
Tableau n°4: pics de gaz pour le diagramme de PIXLER (1800m à 1850m).....	37



## Introduction générale

Les réserves en hydrocarbures découverts en Algérie à ce jour sont renfermées dans un peu plus de 200 gisements d'huiles et de gaz Il y a 249 niveaux stratigraphiques producteurs dans ces gisements, dont 105 pour le Siluro-dévonien, 63 pour le Trias et 65 pour l'Ordovicien et cambrien.

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie orientale du Sahara Algérien .Il représente l'une des plus grandes provinces pétro-gazifières de l'Algérie, se situe entre les longitudes 6°E et 10°E et les latitudes 29° 45'00'' N et 26° 30'00''N. Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'Est dont la plus grande partie se trouve en Algérie, jusqu'au massif du Hoggar qui le borde au sud. Ce domaine de la plate-forme saharienne, ayant subi une structuration intense, et caractérisé par un ensemble d'axes majeurs à qui s'associent des plis disposés en échelon; structures qui présentent un très grand intérêt pétrolier.

La mise en évidence de l'anneau d'huile a relancé l'exploration et ce dans le cadre de la réévaluation des ressources en hydrocarbure et la délimitation de l'extension de l'anneau d'huile. Le bassin d'Illizi est devenu l'un des bassins qui renferment le plus d'hydrocarbures en Algérie. C'est pour ça qu'il compte le plus grand nombre de partenaires étrangers opérant dans le cadre de la coopération avec SONATRACH.

Cette étude a pour but de tenter une caractérisation des réservoirs Siluro-ordovicien de champ zarzaitine du bassin d'Illizi à l'aide l'interprétation des données de gaz par la méthode de gaz ratio, afin de déterminer le type de réservoirs: productif ou non productif, gaz ou liquide, et les contacts entre les différents types des fluides. Ce travail comporte trois chapitres :

- **Le premier chapitre** correspond au Contexte géographique et géologique du bassin d'Illizi, dans lequel on expose les grands traits géologiques.
- **Le deuxième chapitre** consiste à présenter le système gaz, les équipements et la détection de gaz, les méthodes des analyses et l'interprétation des données de gaz.
- **Le troisième chapitre** est consacré à l'analyse et l'interprétation des données de gaz de puits (Well 1) par les méthodes de gaz ratio.
- **Une conclusion générale** des résultats obtenus dans le présent travail.

# **Chapitre I:**

# **Contexte général**



Le bassin d'Illizi fait partie de la partie orientale du craton Est africain en Algérie. Il est limité par les môles d'Ahara au Nord, Tihemboka à l'Est, Amguid el Biod à l'Ouest et le massif cristallo-métamorphique du Hoggar au Sud.

### I.3. Situation locale

Le champ de ZARZAITINE fait partie dans le bassin d'ILLIZI. Il est situé à environne de 1600 Km au sud-est d'Alger, à 35 km à l'Est d'In Amenas, et à la proximité de la frontière algéro-libyenne (Fig.2-3).

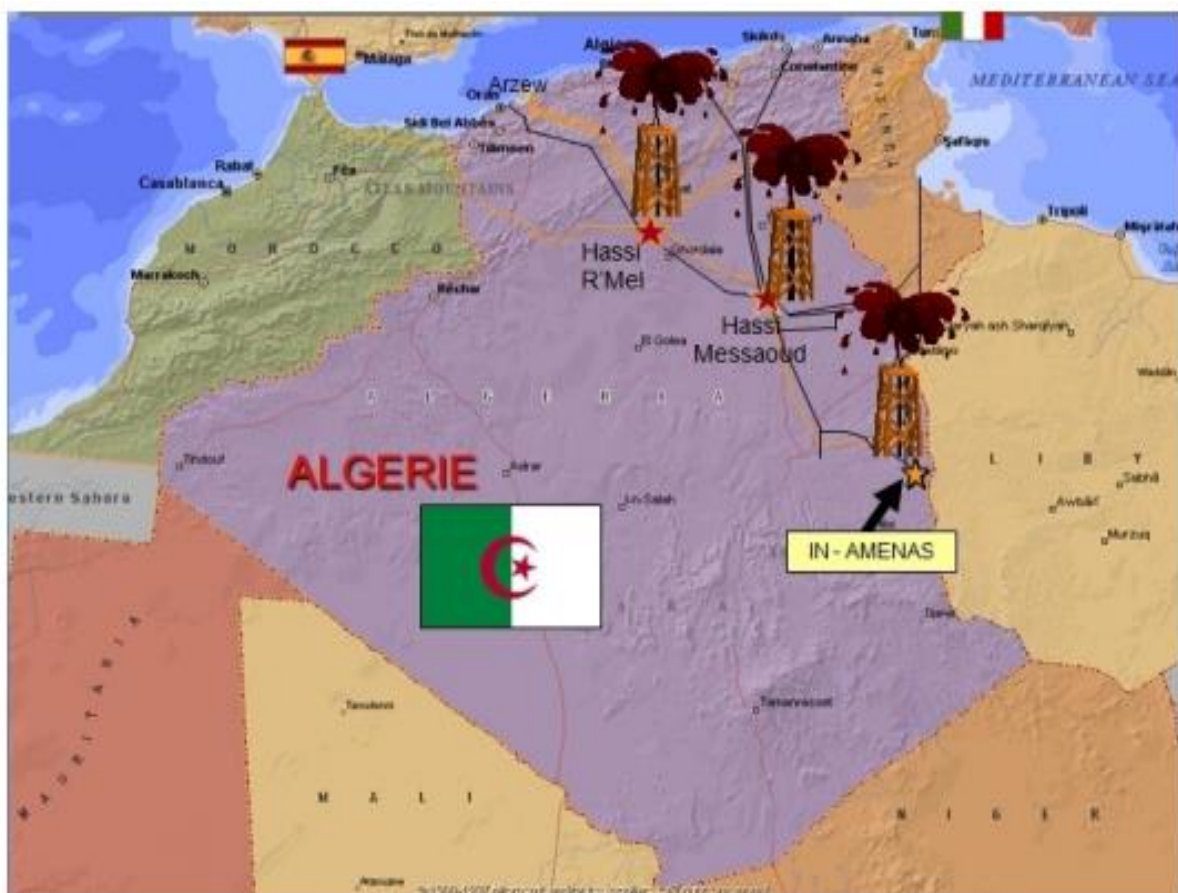


Figure.2 : Position géographique de la région d'In Amenas (Sonatrach, 2011, *doc inédit*).

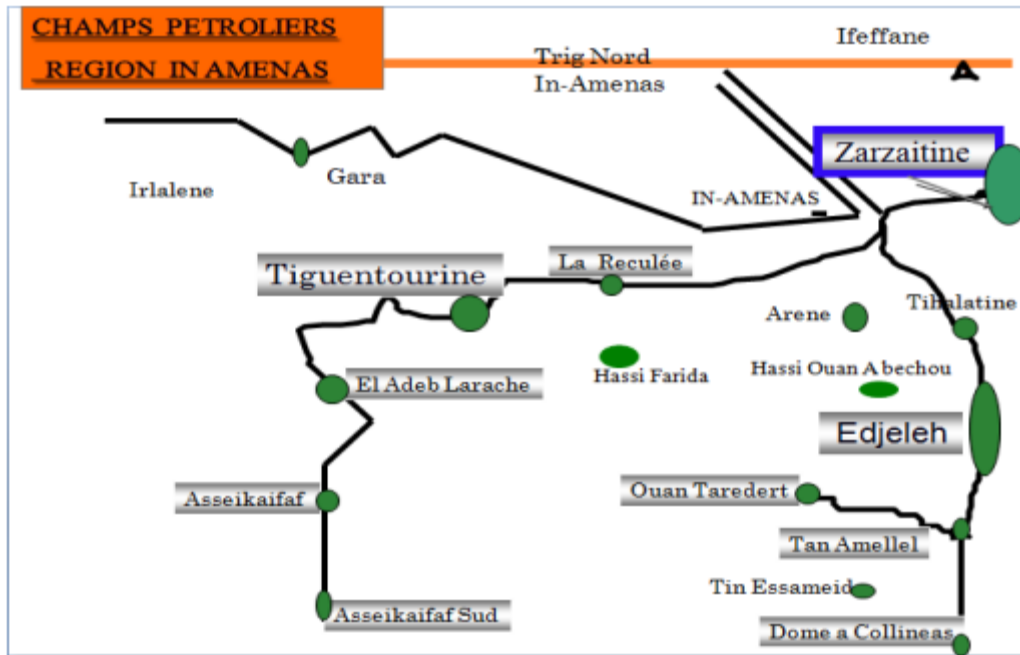


Figure.3 : Champs pétroliers de la région d'In Amenas (Sontrach, 2011, *doc inédit*).

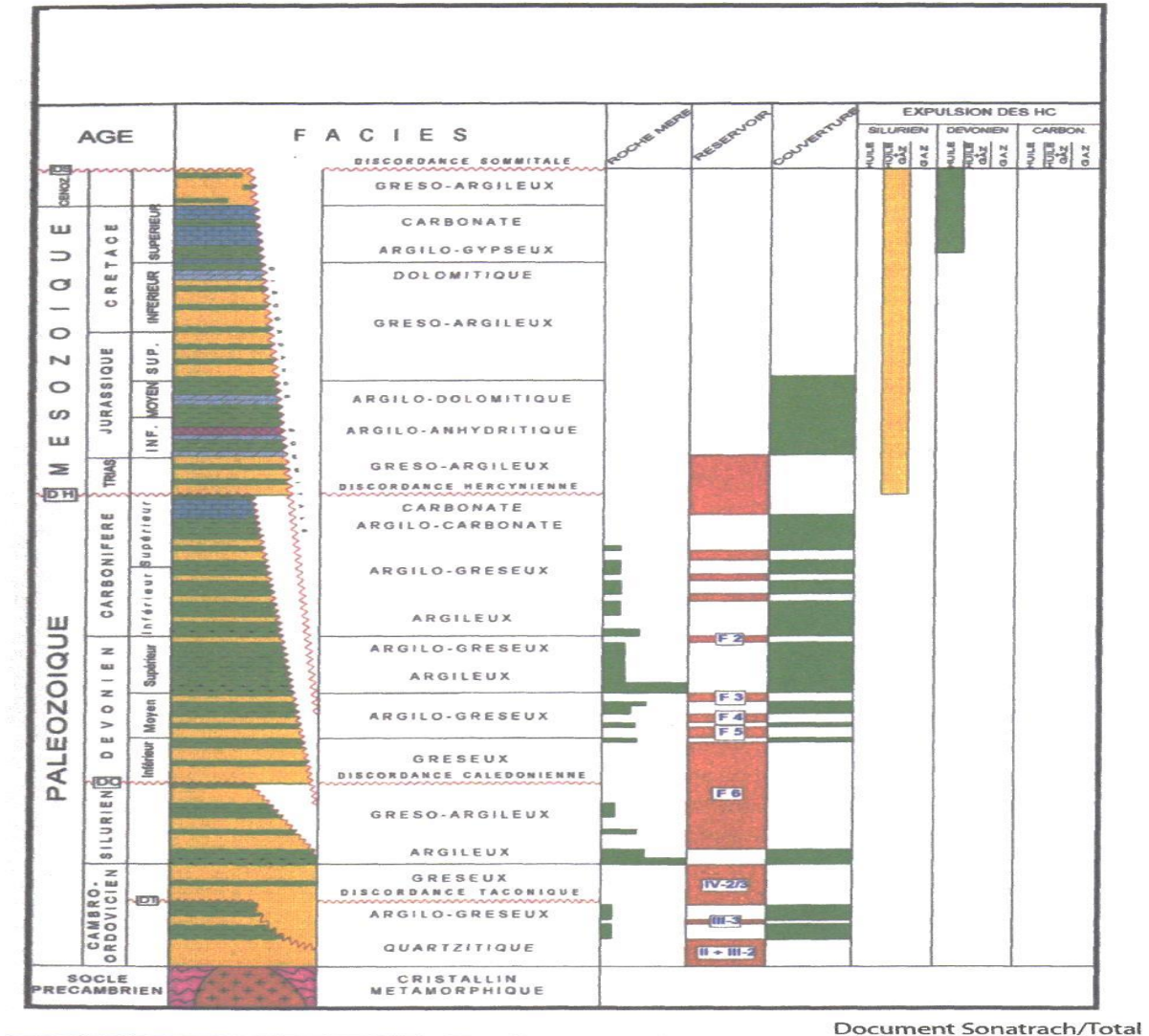
## I.4. Cadre géologique.

### I.4.1 Lithostratigraphie du bassin d'ILLIZI

La couverture sédimentaire du bassin d'Ilizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tassiliennesur un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristalloylliennes et volcanique (Fig.4).

La Lithostratigraphie du bassin d'Ilizi est constituée par une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène, dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie des séries paléozoïques tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Legrand, 1985. Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires.

La série stratigraphique du bassin d'Ilizi (Fig.4) épaisse de plus de 3 000 m, elle est constituée de bas en haut :



Document Sonatrach/Total

Figure.4 : log stratigraphique et lithologique synthétiques de bassin d’Illizi (in Bachir, 2009)

a- **Le Cambrien** : II est constitué par une succession de formation détritiques, essentiellement gréseuses. Deux unités qui sont distinguées dans le cambrien :

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



L'âge présumé de cette unité est Cambrien.

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

- **L'unité III-1:** son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.
- **L'unité III-2:** formée essentiellement par de grès fins à grossiers à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner la naissance de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.
- **L'unité III-3:** elle est d'âge Caradoc, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne constituée de grés micacés fins à ciment argileux ou siliceux à Scolithos alternant avec de rares passées d'argilite ; Cette série passe vers le sommet à des grés grossiers à fins à Scolithos et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.
- **L'unité IV:** son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée par de grès et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3; elle comprend :
  1. **L'unité IV-2** est une série de comblement des paléotopographies façonnées par l'avancement des glaciers est constituée de dépôts variés ;
  2. **L'unité IV-3** appelée la dalle terminale est essentiellement gréseuse.

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

- **Formation de l'Oued Imirhou** formée par d'argiles à graptolites, avec de rares intercalations silteuses, d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m. elle est caractérisée par une série condensée appelée argiles radioactives très fossilifère et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30 m.
- **Zone de passage (unité M)** formant le réservoir basal du F6, d'épaisseur d'environ 100m. Cette unité est constituée par une alternance de grès, d'argile et de silt ; les grés sont fins à moyens à stratifications obliques.
- **Barre inférieure (unité A) du réservoir F6** ; il s'agit de grès fins à moyens à stratifications obliques d'une épaisseur moyenne de 30 m.

- **Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6** ; son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grès fins argileux associés à des terriers.

Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères,

**d- Le Dévonien** : A l'échelle de la région d'étude il est représenté en général par :

- **le Dévonien inférieur** d'une puissance de l'ordre de plus de 200 m et sa stratigraphie est comme suit :
  - ✓ La barre moyenne (unité C1) au réservoir F6 d'âge Gédдинien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grès fins à grossiers à stratifications obliques et entrecroisées.
  - ✓ Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6 d'âge Gédдинien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances de grès et d'argile silteuses soulignant un environnement fluvio estuarien.
  - ✓ La barre supérieure (unité C3) ; d'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray, sa configuration est cylindrique
- **Le dévonien moyen et supérieur** qui correspondent aux séries de Tin-Meraset de Gara Mas Melouki ne sont pas représentés d'une manière générale que par le réservoir F2 appelée formation d'Irheme d'âge Strunien. Ce sont de grès fins à moyens passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre 40 à 70 m.

**e- Le Carbonifère** : il est représenté par une épaisse formation argilo-gréseux (de 100m environ) qui renferme des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux.

Cette série englobe :

- Le Tournaisien argilo-gréseux.
- Le Viséen argilo-gréseux caractérisé par l'existence de deux chenaux régionaux B2 B12.
- Le Westphalien représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire avec une zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques.
- La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

**f- Le Mésozoïque** : il correspond à des séries superposées les termes paléozoïques par la discordance hercynienne. Il est représenté par des séries mixtes qui sont du bas vers le haut :



- gréseux-argileux ;
- argilo-anhydritique ;
- argilo-dolomitiques ;
- argilo-gypseux, carbonate.

#### **I.4.2. Aperçu paléogéographique :**

Les affleurements, les études de carottes et les nombreux travaux réalisés sur la plate-forme saharienne (Beuf et al, (1963, 1971), Dubois (1967) et Biju -Duval et al, (1968), Sonatrach et Schlumberger, 2007), nous permettent de donner un aperçu sur le milieu et la paléogéographie de ce secteur d'étude :

**Au Cambrien** : les dépôts sont attribués à un milieu fluvial en tresses ayant permis la mise en place d'épandages sableux sur la surface infra-tassilienne.

**A l'Ordovicien**: milieu est marin, car la transgression Trémadocienne, dure jusqu'au Caradoc. A La fin de cette période il y a installation de la calotte glaciaire.

**Au Silurien** : après la fonte des glaciers, une transgression glacio-eustatique diachrone précoce vers le SUD-EST et tardive vers le Nord-Ouest a marqué cette période du Paléozoïque.

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

**Le Dévonien inférieur gréseux** : il est rattaché à un réseau fluvial méandrique.

**Le Dévonien inférieur argileux gréseux (Emsien)** : marqué par le début d'une transgression marine qui se poursuit jusqu'au Dévonien supérieur.

**Au Dévonien moyen et supérieur** : la sédimentation est essentiellement argileuse à intercalations de niveaux carbonates fossilifères témoignant l'installation d'un milieu marin à la fin du Dévonien.

**Au Carbonifère**: dès le début du Tournaisien, une sédimentation argilo-sableuse entrecoupée de niveaux d'oolithes ferrugineux indique une régression marine et l'installation d'un milieu de transition.

**Au Mésozoïque** : les sédiments rattachés à cet ensemble sont de type continental à lagunaire. L'installation respective d'un milieu continental puis lagunaire s'est manifestée durant tout le Mésozoïque.

**Le Cénozoïque** : marqué par la reprise d'une sédimentation détritique témoignant 'une régression généralisée sur toute la plate-forme saharienne.

### I.4.3. Structure et Tectonique du bassin :

Le bassin d'Illizi ne représente qu'une entité de la plateforme saharienne. Il se range dans la catégorie des bassins intracratoniques stables de type synclise qui se sont formés dans la partie Nord du Gondwana, et comprenant d'Est en Ouest : les bassins de Kufra et de Murzuk (Libye), du Mouydir, de l'Ahnet, de Sbâa, de Reggan et de Tindouf (Algérie) (Fig.1). L'image structurale actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur. Le bassin d'Illizi est traversé par des accidents subméridiens pour la plupart de panafricains (600 Ma)(Fabre, 1965, 2005, Busson, 1972 ; Boudjemaâ, 1987).

Au Nord, cette région est recouverte par le plateau Crétacé supérieur de Tinhert. A son extrême sud, les formations paléozoïques offrent des affleurements d'une qualité exceptionnelle sur la bordure septentrionale du Hoggar.

#### a- Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi.

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (bombement de Tin Fouyé, haut fond de Tihemboka, Monoclinal d'Illizi), il est représenté par une succession de dépressions ou de sillons avec une série d'axes majeurs qui sont d'Ouest en Est (Latrache, 1982, Sonatrach, 2011, *doc inédit*).

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

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

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

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

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

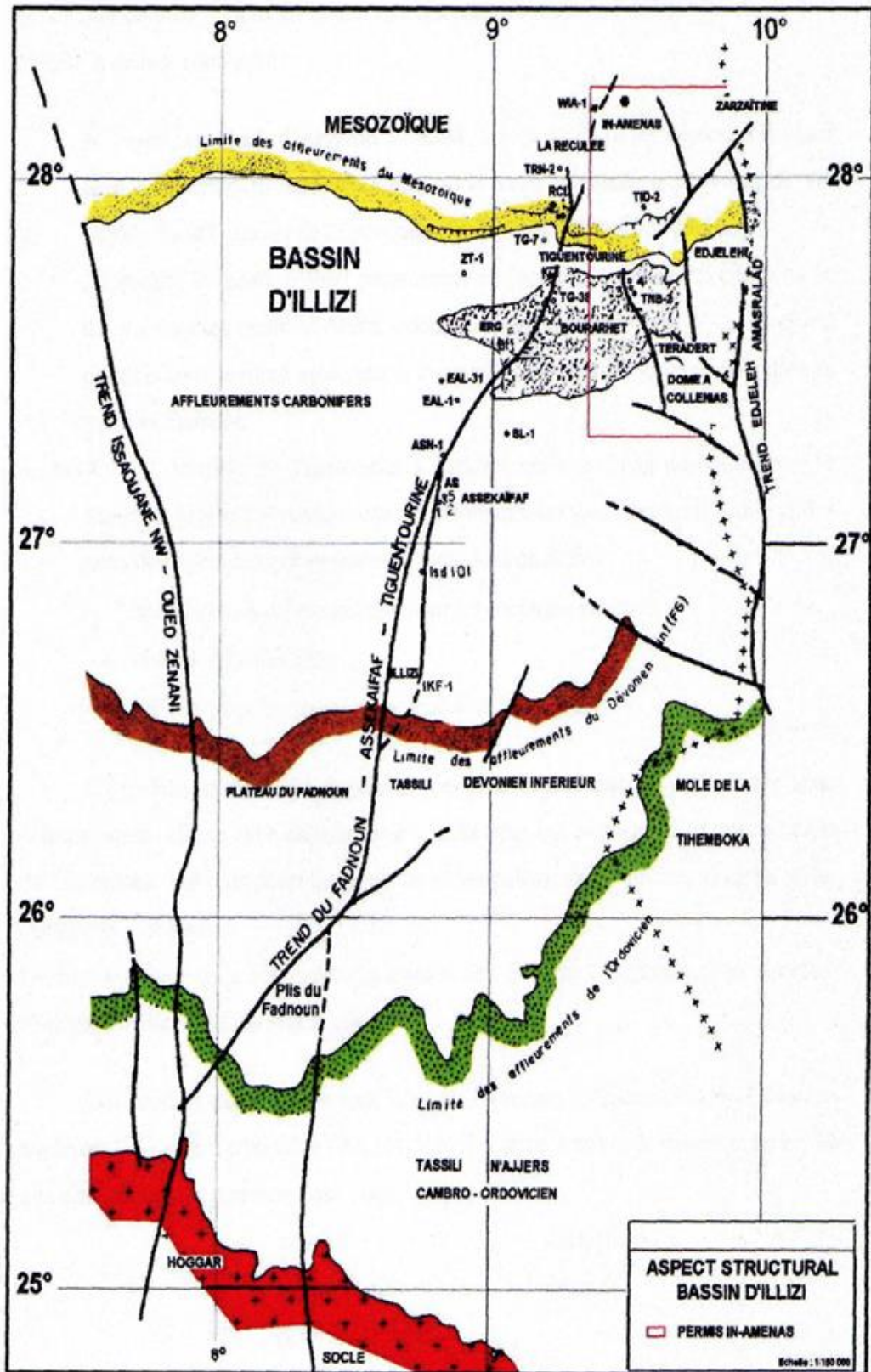


Figure.5: Schéma structural du bassin d'illizi (Sonatrach, 2011, *doc inédit*).

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

Du Sud au Nord on a les structures locales de : Dômes à Collenias, Tan Amellel, Edjeleh, Tihalatine et Zarzaitine: (Fig.5).

### **I.5. Cadre pétrolier**

Un système pétrolier est défini par la roche mère, le réservoir et la roche couverture sans oublier le facteur de temps concernant l'âge de la migration des hydrocarbures et sa relation par rapport à celui de la formation du piège (Sonatrach et Schlumberger, 2007).

#### **1-Roche mère**

Correspond à une roche argileuse contenant de la matière organique qui est à l'origine de la formation des hydrocarbures. Les principales roches mères dans le bassin d'Illizi sont les argiles du Silurien et du Frasnien ; celles de l'Ordovicien (argiles d'Azzel d'el Gassi) sont considérées ainsi comme roche mère mais à potentiel très faible.

#### **2-Roche réservoir**

Dans le bassin d'Illizi on distingue plusieurs réservoirs de différent âge qui sont de base en haut:

- Les grès du Cambrien.
- Les grès et grès quartzitique de l'Ordovicien.
- Les grès du réservoir F6 (Dévonien inférieur - Silurien supérieur), ce niveau couvre l'essentielle de la plate forme saharienne.
- Les grès argileux des réservoirs F5, F4(Emsien).
- Les grès argileux du réservoir F3 (Dévonien moyen).
- Les grès du réservoir F2 (Strunien).

La série Mésozoïque ne présente pas de roches couvertures de bonne qualité ce qui donne un faible intérêt pétrolier aux nombreux niveaux de sable et de grès quelle renferme.

#### **3-Roche couverture**

Dans la plateforme saharienne les roches couvertures varient en âge et faciès, les plus anciennes sont d'âge Ordovicien, Celle du Trias et Lias à série argilo-évaporitiques présentent des qualités remarquables.

Les roches couverture du bassin d'Ilizi sont représentées par des argiles en plusieurs niveaux; l'Ordovicien, le Silurien, le Carbonifère et dans le Dévonien (le Praguien argileux constitue la couverture du Dévonien inférieur des bassins sud-est saharien tel que le bassin d'Ilizi).

#### **4-Les pièges hydrocarbures**

Ce sont des emplacements naturels favorisant l'accumulation des hydrocarbures, et empêchent leur migration à nouveau. Dans les pièges la température et la pression sont plus basses que celle de la roche mère. On distingue six types de piège : structural, stratigraphique, mixte, hydrodynamique, barrière de perméabilité et de diappirisme.

# **Chapitre II:**

# **Matériels et méthodes**

## II.1. INTRODUCTION

Les gaz du mudlogging assurent la prévention des venues de gaz par leur détection en temps réel, d'une part; D'autre part, l'analyse chromatographique qui consiste à la détermination des pourcentages des chaque type d'hydrocarbure permet la localisation du réservoir par la détermination des contacts entre les différents fluides. Le présent travail illustre comment utiliser les données de gaz du MudLogging pour l'évaluation de réservoirs.

## II.2. DÉTECTION DES GAZ (Figure.6)

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 géologues et les foreurs. La boue qui passe les ouvertures de l'outil, puis remonte dans l'espace annulaire (entre la garniture de forage et la paroi du puits) jusqu'à la surface. Elle est recueillie dans un tube vertical (tube fontaine), puis acheminée par un autre horizontal (goulotte (mud box)), où le dégazeur s'installe sur la goulotte a partir d'un supports de fixation.

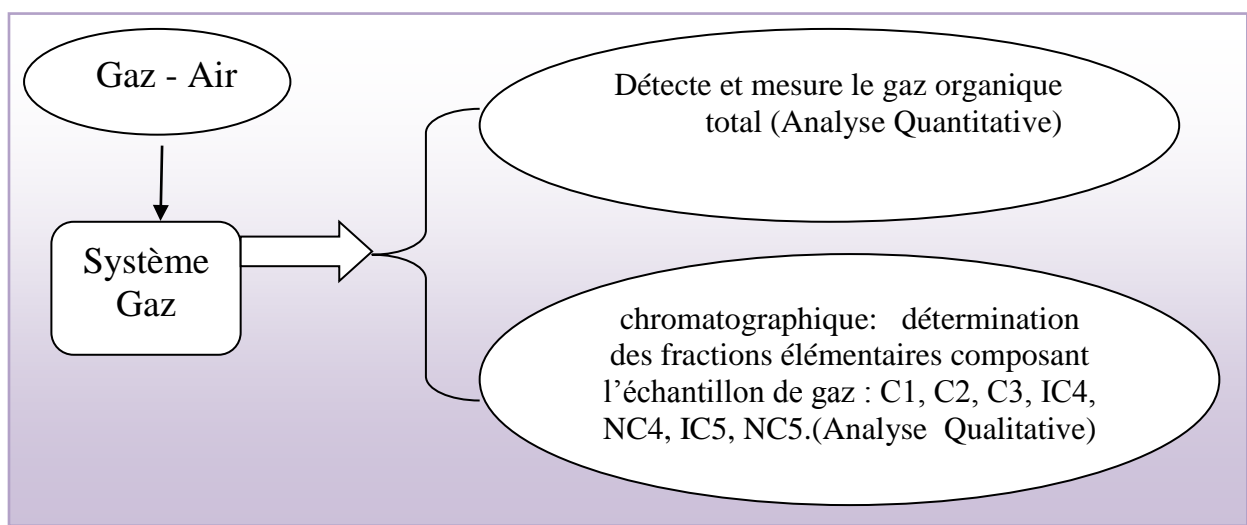


Figure.6: Traitement de gaz.

## II.3. Principe de Dégazage des boues

C'est une opération qui s'effectue à l'aide d'un dégazeur. Le dégazeur est installé le plus près possible de la sortie de la boue du puits au niveau de la goulotte (mud box). Il agite violemment la boue afin de séparer le gaz de la phase liquide.



Le principe de fonctionnement de dégazeur correspond à l'agitation de la boue provenant de la circulation, dans un corps cylindrique alimenté par une pompe (figure.7). L'agitateur tourne avec une grande vitesse pour faciliter la séparation du gaz à partir de la boue. L'air balaie à l'intérieur du dégazeur puis transporté sous forme d'un échantillon de gaz par l'intermédiaire d'un flexible jusqu'au détecteur par une pompe d'aspiration depuis la cabine. Le gaz est desséché dans un flacon absorbeur d'humidité avant d'être destiné pour les analyses ultérieures.

L'échantillon sera donc composé de :

- Air contenu dans la boue.
- Gaz contenu dans la boue.
- Air entrant dans le dégazeur

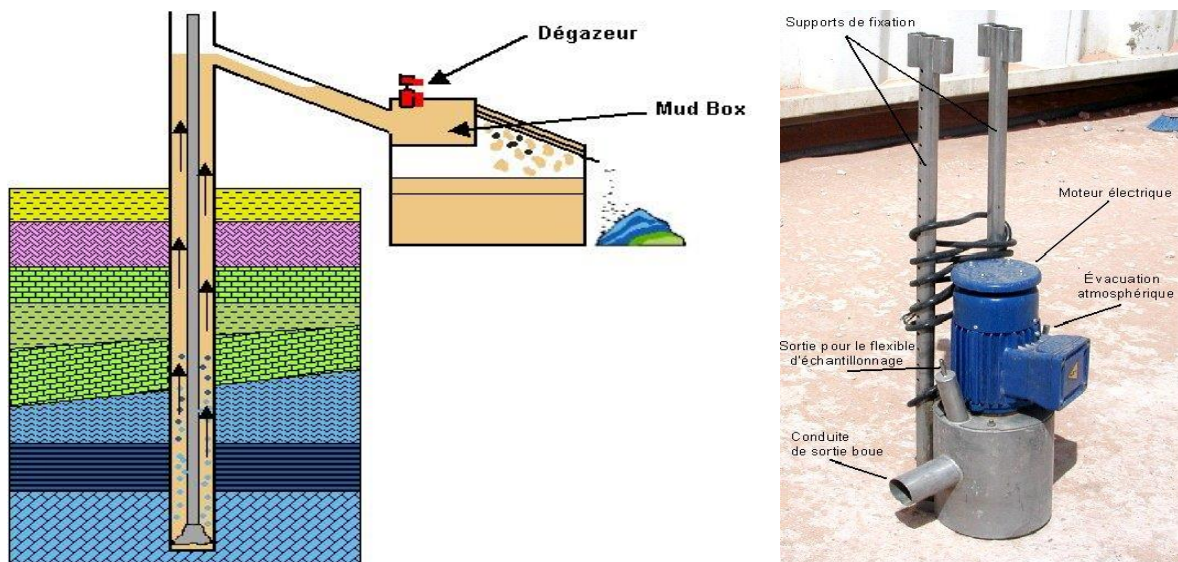


Figure.7 : Principe de fonctionnement de dégazeur (in Ouezzani, 2017).

## II.4. Ligne de gaz (Figure.8)

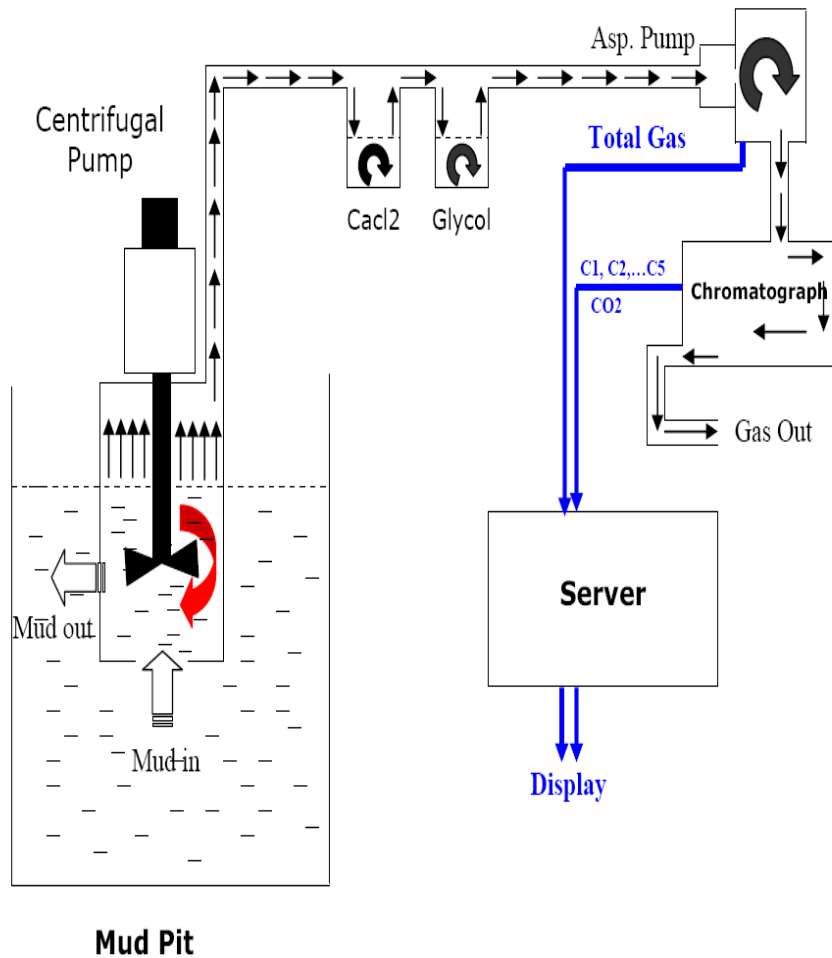


Figure.8 : Ligne de gaz (in Ouezzani, 2017).

## II.5. DIFFERENTS TYPE DE GAZ :

## II.5.1. Gaz de production « produced gas » :

Il s'agit de gaz produit par la différence de pression de formation et hydrostatique (produced gas) ( $P_{FORM} > P_{HYDR}$ ). Ce gaz est provient d'une 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).

### II.5.2. Gaz libéré (cuttings gas ou drilled gas) (Figure.9)

C'est la proportion de Gaz Total libéré par l'outil, pendant le forage d'une nouvelle formation. C'est le gaz essentiel pour la détermination de la productivité de gisement. Dans la figure 4 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 ((in Zatout, 2008). La concentration des hydrocarbures libérés dans la boue est principalement en fonction des Facteurs suivants :

- ❖ Taux de pénétration
- ❖ Volume absolu des pores.
- ❖ Pression de formation.

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 les pores et préservée par l'humidité présente autour des déblais.

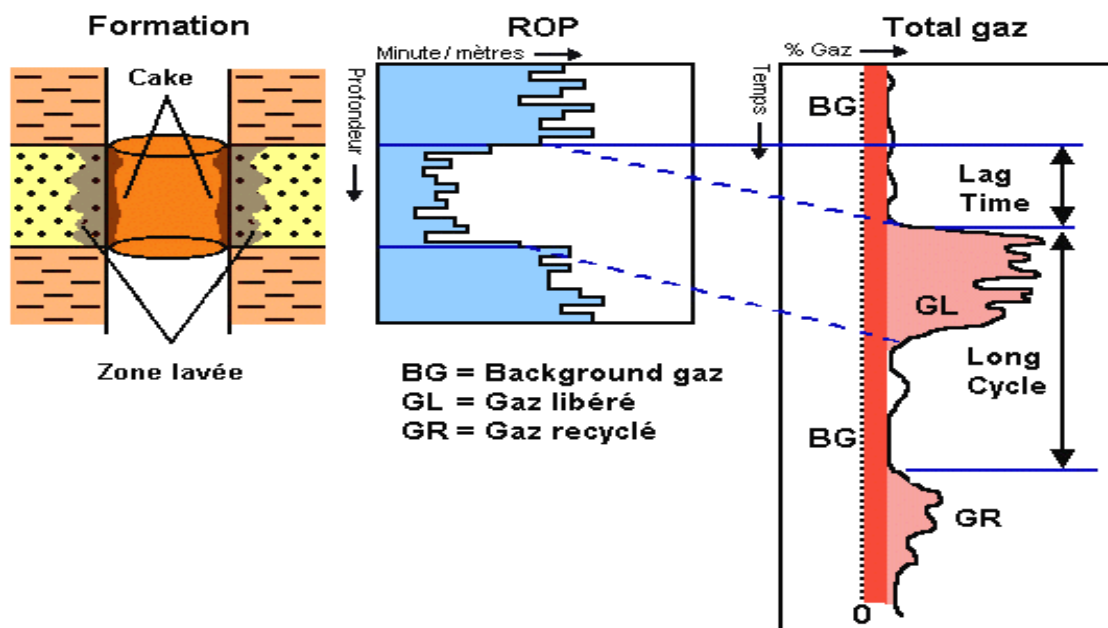


Fig 9 : Gaz libéré/ recycle (in Zatout, 2008)

### II.5.3. Gaz recyclé (recycled gas) (Figure.9)

Ce gaz qui a été ré-pompé dans le puits pour apparaître une seconde fois à la surface. Dans le cas où le gaz n'a pas été complètement volatilisé ou que le dégazage en surface a été insuffisant, mais ré-pompé dans le puits, le détecteur du gaz peut enregistrer une deuxième apparition d'une venue préexistante. Ce phénomène est schématisé dans le cas où l'indice de gaz libéré a recyclé vers 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 ((in Zatout, 2008).

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.

N.B : La reconnaissance d'un bouchon recyclé s'effectue de la sorte:

- ✓ localiser le début du bouchon initial,- déterminer la nature des pics composant le mélange et l'intensité,
- ✓ - mesurer sur la charte une distance équivalente à la durée d'un cycle de boue à partir de l'apparition du premier bouchon.
- ✓ - vérifier à ce point (fin de cycle), l'existence d'un autre bouchon. S'il existe, déterminer la nature composite.

### II.5.4. Le gaz de connexion « Bouchon d'ajout de tige » (connection gas) :

Ce gaz est très important vue qu'il nous renseigne sur l'équilibre statique du puits, il est aussi important de le signaler dès que sa valeur dépasse le background, ce qui signifie que le puits est en under balance et a tendance à débiter en statique, d'où il sera nécessaire de procéder à l'alourdissement de la boue de forage. 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 (in Zatout, 2008).

### II.5.5. Le gaz de bouchon de reprise de forage BRF (Figure.10)

C'est un gaz généré par la formation en raison de long temps de manœuvre. Même origine que précédemment (arrêt de circulation et pistonage lié à la remontée des tiges). La manœuvre étant plus longue qu'un simple ajout, un bouchon plus important peut se former (in Zatout, 2008).

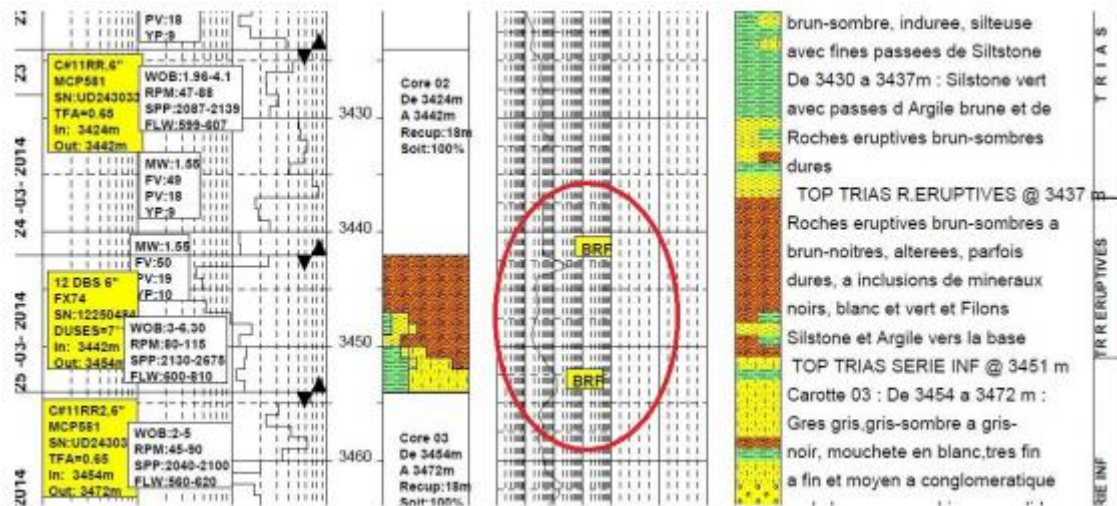


Figure 10 : Présentation de Bouchon de reprise de forage BRF (in Zatout, 2008).

### II.5.6. Gaz de contamination (contaminated gas)

C'est un gaz artificiellement introduit dans la boue de forage à partir d'une source autre que les formations forées. 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 (in Zatout, 2008).

### II.5.7. Background gaz

C'est la quantité de gaz minimale que se présente au cours du forage. C'est la ligne de base de la courbe du Gaz Total, relativement constante le long d'un intervalle donné, pendant le forage. Il tient son origine du recyclage et de la contamination de la boue, et de la circulation en trou ouvert (in Zatout, 2008).

**II.6. LES FACTEURS INFLUENÇANT DES LECTURES DE GAZ EN SURFACE:**

La quantité et la qualité du gaz mesurée sur la surface dépend à plusieurs facteurs qui sont en suivant :

**II.6.1. Nature de formation forée:** dans la nature de formation on peut citer plusieurs sous facteurs :

- ✓ La teneur des hydrocarbures dans la formation forée.
- ✓ Les propriétés Péetrophysiques de formation (porosité et perméabilité).
- ✓ Les propriétés physiques de formation (la température et pression).
- ✓ La stabilité de formation: dans les formations peu consolidées ou friable, le volume de déblais est peu plus grand par rapport au diamètre de l'outil de forage, cela influe positivement sur le quantité de gaz mesuré.

**II.6.2. Conditions de forage**

- ✓ **Volume de roche forée** : dans les premières phases la section forée est grande suite au diamètre de l'outil utilisé. Donc la quantité de gaz libérée est due au taux élevé de déblais.
- ✓ **Type d'outil:** le type d'outil influe sur la quantité de gaz mesuré en surface. Les outils PDC libèrent une quantité plus grande de gaz que les outils à molettes. Les outils PDC arrivent à une destruction plus grande de la structure de la roche, et le résultat est de fragments plus petits que les outils à molettes.
- ✓ Différence de pression entre la boue et la formation.
- ✓ **Type et Caractéristiques de boue** : le type de boue influe sur la mesure de gaz en surface. La boue à base d'huile libère pendant la circulation de gaz détecte en surface.
- ✓ Contamination due aux additifs de boue (gasoil et d'autres).

**II.6.3. Conditions extérieures:** on cite:

- ✓ Condensation des hydrocarbures plus lourds en temps froid
- ✓ Piège et ligne : QGM ou CVD.
- ✓ Efficacité de piégeage de gaz et le taux d'aspiration.
- ✓ Le piège à gaz agit en tant que concentrateur/dilution.
- ✓ Volume dégazé de boue (position du piège à gaz dans le ventre d'opossum).
- ✓ Type de piège à gaz (taille, forme d'agitateur, moteur).
- ✓ Volume de la ligne de gaz
- ✓ Conditions de traitement d'échantillon de gaz (filtrage et assèchement)

- ✓ Performance des outils d'analyse :
  - ❖ Type de l'analyseur (exclusivement FID).
  - ❖ Séparation correcte de C1 and C2.
  - ❖ Fonctionnement correcte des outils d'analyse.
  - ❖ Calibration correcte des outils d'analyse.

## II.7. L'ANALYSE DES GAZ

**II.7.1. Système gaz:** Il est composé par deux panels :

- ❖ **Total gaz:** étude quantitative TG contenu dans la boue en %.
- ❖ **Chromatographe:** étude qualitative déterminant les différents composants du gaz de C1 jusqu'à nC5,

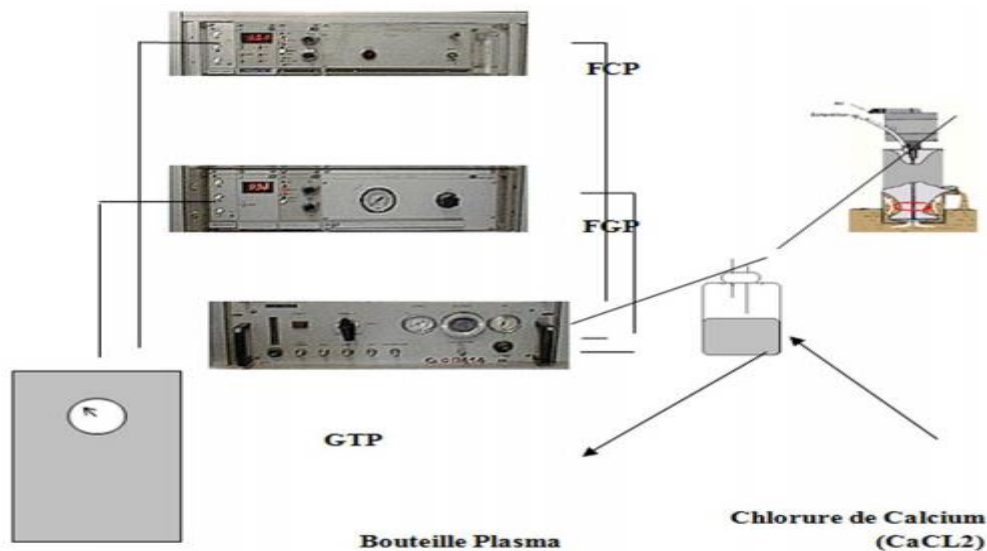


Figure. 11 : Système de Gaz - GéoserviceALS3

- ❖ **Dégazeur:** placé directement à la sortie de la goulotte dans le mud box.
- ❖ **Panel GTP :** permettant l'aspiration et le dispatching du flux de gaz à des débits bien définis vers les deux panels d'analyse suivant :
  - FGP flame gas panel.
  - FCP flame chromatograph panel.
- ❖ Tandis que HOG.: Générateur d'hydrogène.



## II.7.2. Analyse Quantitative

**II.7.2.1. Échantillonnage :** Les gaz extraits de la boue par le dégazeur sont aspirés à travers d'une conduite (3mm) jusqu'à la cabine. Là, ils passent dans un système de vases permettant de les déshumidifier et de les dessécher (chlorure de calcium  $\text{CaCl}_2$ ). A ce stade l'échantillon "propre" passe dans la pompe puis au travers d'un régulateur de pression et de débit pour arriver enfin au détecteur.

### II.7.2.2. Détection et mesure de gaz dans TG:

Il aide à détecter le pourcentage total des composants d'un mélange de substances chimiques contenues dans la boue. (Analyse quantitative des gaz contenus dans la boue de forage).

Les détecteurs de gaz sont des détecteurs très sensibles basés sur les principes physiques suivants:

- ❖ l'ionisation de flammes (GEOSERVICES et HALLIBURTON).
- ❖ La conductivité thermique (DATALOG).
- ❖ la combustion catalytique (DATALOG).

#### a. Les détecteurs à conductivité thermique et combustion catalytique (figure.12)

Dans les détecteurs à conductivité thermique, une résistance sensible à la température (Tungstène, platine ou thermistance) est placée dans un flux gazeux. Un équilibre thermique est atteint quand le refroidissement de cette résistance provoqué par le passage du gaz vecteur compense son réchauffement au moyen d'un courant électrique. Cet équilibre est modifié par l'arrivée d'un gaz entraîné par le gaz vecteur (à condition que la conductibilité du gaz soit différente de celle du gaz vecteur) car la capacité de refroidissement du mélange, différente de celle du gaz vecteur seul, entraîne une variation de la résistance. Cette résistance est un élément d'un pont de Wheatstone opposé à une autre résistance où ne circule que le gaz vecteur. Le déséquilibre de ce pont génère un signal qui indique la présence d'un gaz. Le gaz porteur pour ce type de détecteur est l'hélium. Les détecteurs à combustion catalytique comportent également deux filaments chauffés électriquement. Si on envoie de l'hélium rien ne se passe, le pont est en équilibre. D'autre part si on envoie un mélange gazeux dans la cellule, ce mélange brûle en entraînant un dégagement de chaleur, donc la résistance chauffe avec élévation de température et déséquilibre le pont. Le détecteur à combustion fonctionne pour une concentration de gaz inférieure ou égale à 5% et le détecteur à conduction pour plus de (50000ppm).



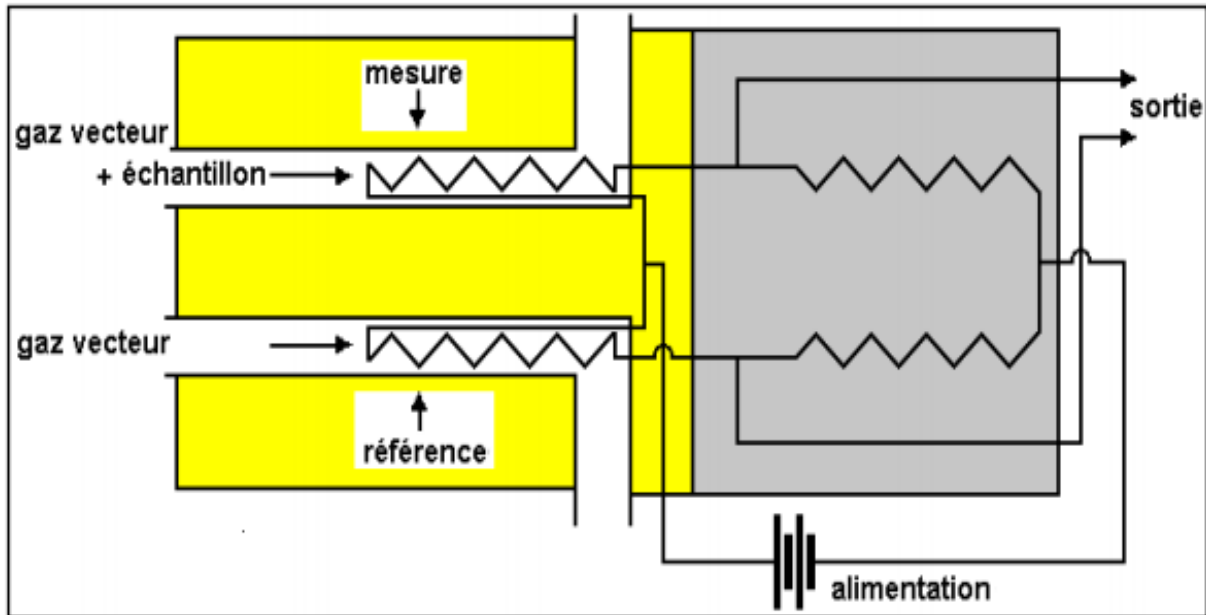


Figure.12: Principe d'un détecteur à conductivité Thermique et à combustion catalytique  
(Sonatrach, 2011, *doc inédit*).

#### b. Le détecteur à ionisation de flamme (figure.13)

L'échantillon est introduit dans la cellule de combustion et se produit un craquage des liaisons atomiques des composés organiques dans la zone chaude de la flamme, puis l'ionisation chimique avec l'oxygène de l'air. Ces ions produits entraînent une variation de potentielle au niveau du circuit qui est directement interprétée en taux de gaz.

Les différents composés contenus dans l'échantillon sont transportés par un gaz vecteur et passent dans une colonne en laiton spiralée contenant un mélange de silicagel et de scalène chauffée à une température d'environ 70° C, arrivent séparément à la cellule de combustion avec un temps de rétention spécifique à chaque gaz, du plus léger au plus lourd.

Les différents gaz sont des alcanes, de formule chimique  $C_nH_{2n+2}$  C1 = CH<sub>4</sub>, C2 = C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> C3 = C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, iC<sub>4</sub> et nC<sub>4</sub> = C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> iC<sub>5</sub> et nC<sub>5</sub> = C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> Pour les isotopes (iC<sub>4</sub> et nC<sub>4</sub>) + (iC<sub>5</sub> et nC<sub>5</sub>) la différence est dans la structure moléculaire

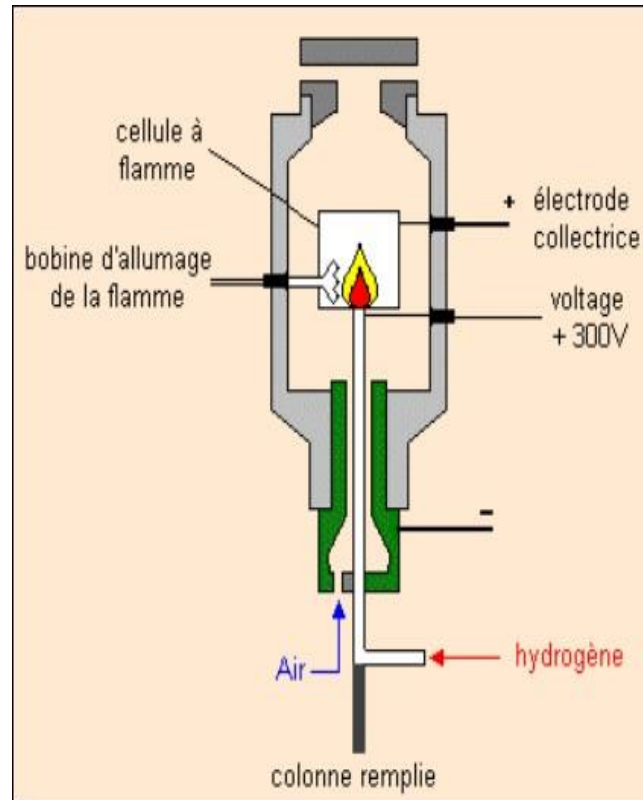


Figure.13 : Principe d'un détecteur à ionisation (Sonatrach, 2011, *doc inédit*)

### II.8. Analyse Qualitative

L'analyse qualitative est faite à l'aide d'un chromatographe figuré ci- dessous.



Figure.14: Chromatographe de système  
GEOLOG



Figure.15: Chromatographe de système  
DATALOG

### II.8.1. Chromatographie

Le chromatographe sépare les gaz et les concentrations des composants d'un mélange de substances chimiques contenues dans un échantillon avec des détecteurs très sensibles (DATALOG document, 1999).

#### a. Principe de fonctionnement

Les principaux éléments sont (Figure.16):

- un injecteur.
- une colonne chromatographique.
- une cellule de détection.
- un dispositif de circulation inverse (refoulement de tous les gaz vers l'extérieur).
- enregistreur

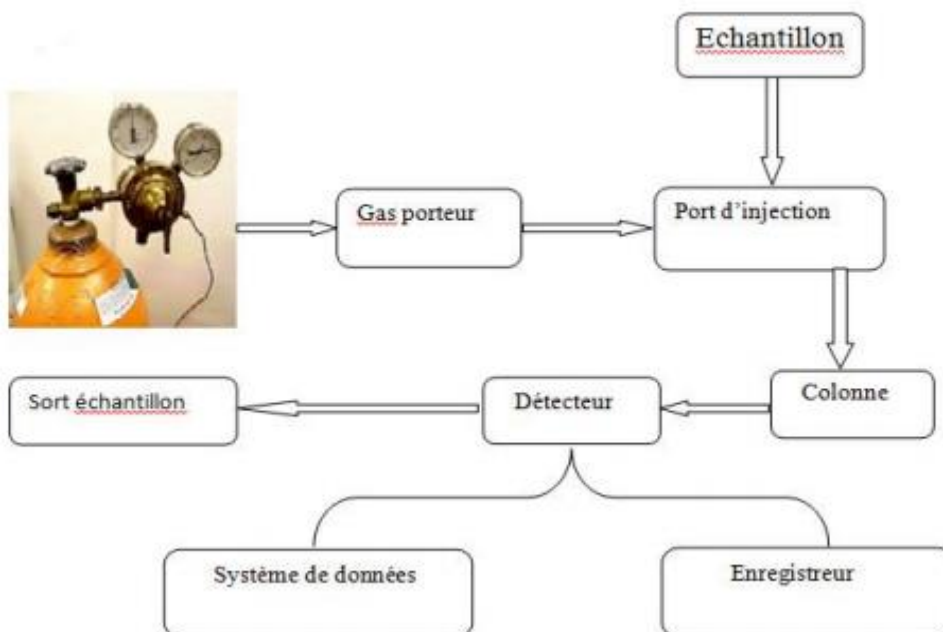


Figure.16: Bloc diagramme de l'analyse

L'échantillon est mélangé à un gaz vecteur ou porteur (air GEOSERVICES et HALLIBURTON ou DATALOG hélium) avant d'être introduit dans la colonne remplie de particules inertes calibrées granulométriquement (figure.17). Les éléments constituant le mélange (échantillon + air) vont se déplacer à travers de la colonne à des vitesses différentes en fonction de leur capacité à être adsorbés ou retenus.



Figure.17: Colonne de chromatographe (DATALOG doc, 1999).

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 (conduction pour DATALOG, ionisation pour GEOSERVICES et HALLIBURTON) à un moment bien précis du cycle d'analyse. Le pourcentage du type de gaz est fonction de la valeur du pic ou de la surface de la courbe (si le détecteur dispose d'un intégrateur). Dans le cas où le chromatographe possède deux colonnes, la première permet de séparer les gaz légers C1-C2, et la deuxième colonne permet de séparer les gaz lourds C3-nC5.

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. Ces analyses durent 3-4 minutes pour les cabines GEOSERVICES et HALLIBURTON, et 30 secondes pour DATALOG (le temps dépend des caractéristiques de la colonne et du débit du gaz porteur). Le chromatographe donne automatiquement cinq courbes depuis C1 à nC5 en fonction du temps. Les valeurs de concentrations sont stockées sur mémoires analogiques et peuvent être lues après digitalisation par ordinateur.

### b. Enregistrement graphique (Figure.18)

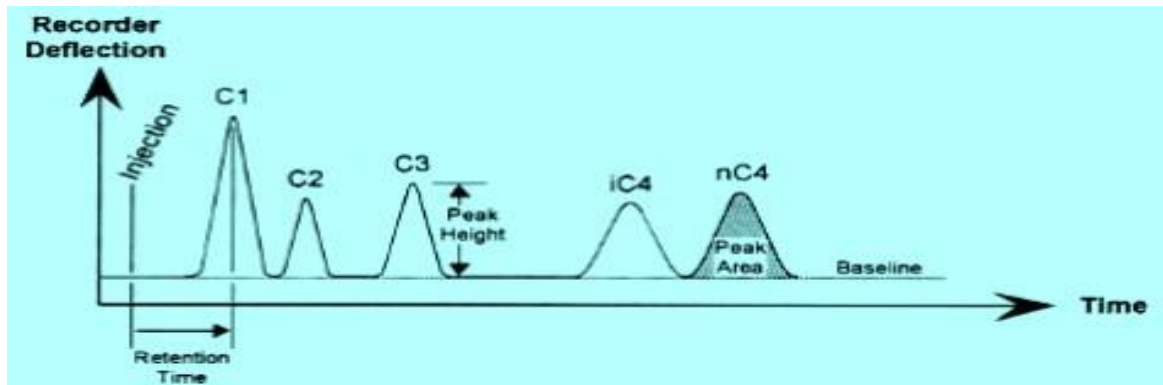


Figure.18: Enregistrement graphique (chromatographe GEOSERVICE in Goubeaa, 2014)

### c. Résultat d'analyse

Les gaz extraits de la boue sont essentiellement de la série des paraffines ( $C_n H_{2n+2}$ ): le méthane  $CH_4$  (C1), l'éthane  $C_2H_6$  (C2), le propane  $C_3H_8$  (C3), l'Isobutane  $C_4H_{10}$  (iC4); Butane normal  $C_4H_{10}$  (nC4), le Pentane  $C_5H_{12}$  (C5). Occasionnellement on peut avoir de l'hydrogène sulfuré  $H_2S$ , le dioxyde de carbone  $CO_2$ , de l'azote N et des gaz rares (hélium) (document GEOLOG, 2009).

En général, les gaz sont classés comme suit :

- gaz sec : exclusivement C1.
- gaz humides : essentiellement C1 avec des proportions variables de C2, C3, C4 et rarement des traces de C5.
- gaz acides : contenant l' $H_2S$  qui agit comme acide sur les métaux et perturbe les caractéristiques de boue.

## II.9. LES METHODES D'INTERPRETATIONS

### II.9.1. Méthode classique: Méthodes des PIXLERS.

Les rapports  $C_1/C_2$ ,  $C_1/C_3$ ,  $C_1/C_4$  et  $C_1/C_5$ , sont utilisés ensemble, pour déterminer la composition en terme d'hydrocarbure et des zones réservoirs traversés par le forage (Geolog,2009).

Néanmoins,  $C_1/C_2$  est le principal rapport dans la détermination de la nature des hydrocarbures.

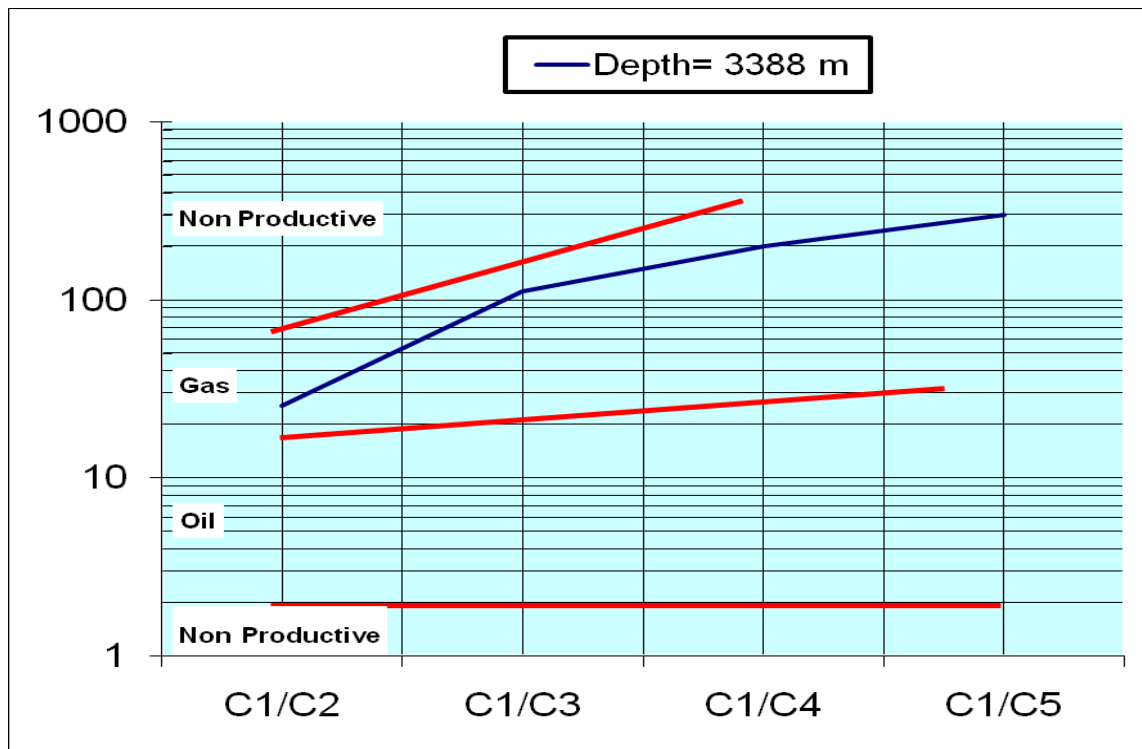


Figure19 : graphe explicatif de méthode PIXLER( Geolog,2009)

. Tableau 01 : la relation entre le rapport C1/C2 et type de fluide (in Zatout, 2008)

C1/C2	Type fluide et sa gravité
<2	Faible gravité, forte densité, grande viscosité, non productive
2-4	Huile de faible gravité (10 à 15 API)
4-8	Huile de gravité moyenne (15 à 35 API)
8-15	Huile de grande gravité (>65 API)
10-20	Gaz à condensat
15-65	Gaz
>65	Gaz léger, surtout le méthane, non productive en raison de la perméabilité faible

## II.9.2 Méthode nouvelle : Les Gaz Ratio

### a. Détermination de type d'hydrocarbures : huiles, Gaz, Condensât :

A partir de l'analyse chromatographique, on calcule des rapports particuliers suivants:

- ✓ Wetness Ratio (Wh)
- ✓ Balance Ratio (Bh)
- ✓ Character Ratio (Ch)

#### a.1 Wetness Ratio (Wh)

$$Wh = \left( \frac{C2 + C3 + C4 + C5}{C1 + C2 + C3 + C4 + C5} \right) \times 100$$

Ce rapport est proportionnel à la densité du fluide analysé

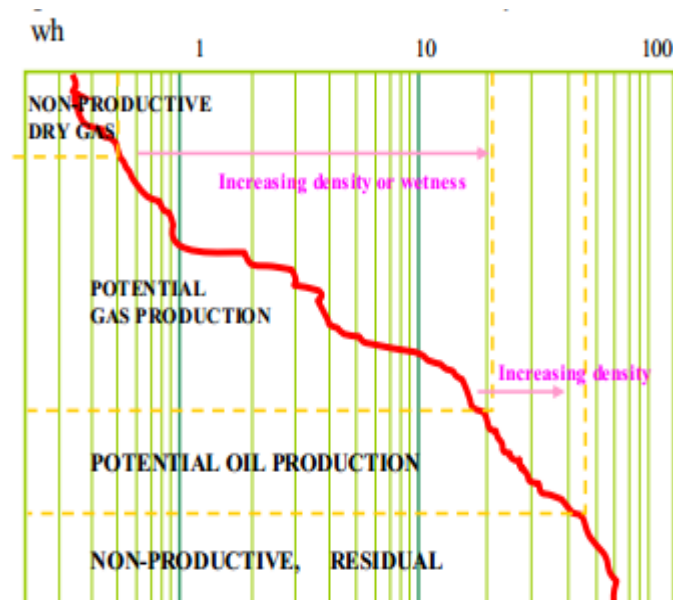


Figure.20: Wetness Ratio (WH) (Sonatrach, 2011, *doc inédit*)

#### a.2 Balance Ratio (Bh)

$$Bh = \left( \frac{C1 + C2}{C3 + C4 + C5} \right)$$

Utilisé avec le Wetness, ce rapport permet une comparaison directe entre les hydrocarbures lourds et légers.

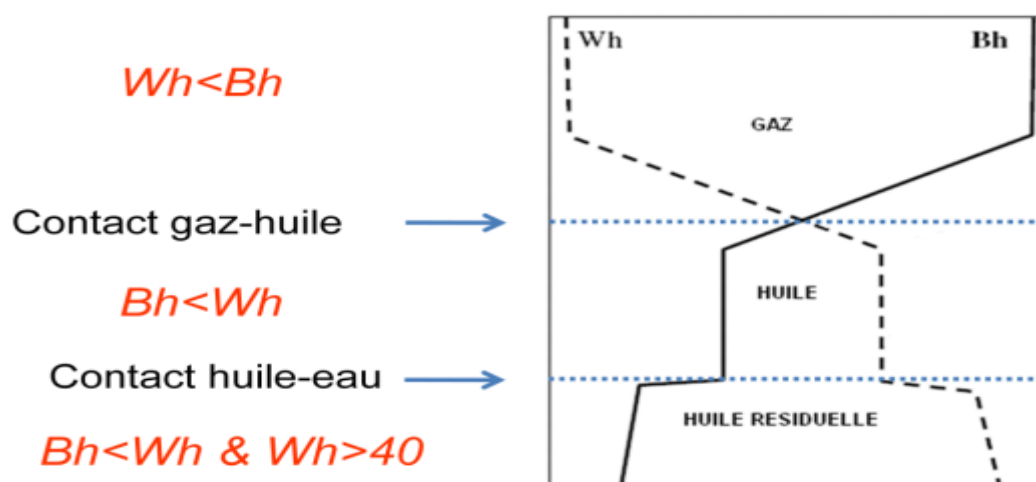




Tableau 02 : Evaluation du potentiel pétrolier des réservoirs (*in* Goubeaa, 2014)

Wetness Ratio	Balance Ratio	Fluides de réservoirs et le potentiel pétroliers
< 0.5	> 100	Gaz sec ou léger Zone non productive comme les poches de gaz formées par les gaz biogéniques ou générés avant la fenêtre à huile.
	< 100	Gaz sec , Possibilité de production de gaz léger ou sec
0.5 – 17.5	Wh < Bh < 100	Zone productive de gaz Augmentation du Wetness jusqu'à la rencontre du Balance
0.5 – 17.5	< Wh	Zone productive de gaz très humide, condensat Huile avec un GOR élevé (Bh < Wh indique le liquide, mais Wh indique toujours le gaz)
17.5 – 40	< Wh	Zone productive d'huile La densité d'huile croît avec la séparation des courbes.
17.5 – 40	<< Wh	Faible production en raison de la faible saturation en huile
> 40		Zone à Huile lourde ou huile résiduelle (eau)

## b. Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz

Figure.23: Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz (Sonatrach, 2011, *doc inédit*)

**b.1 Cas d'un réservoir à l'huile**

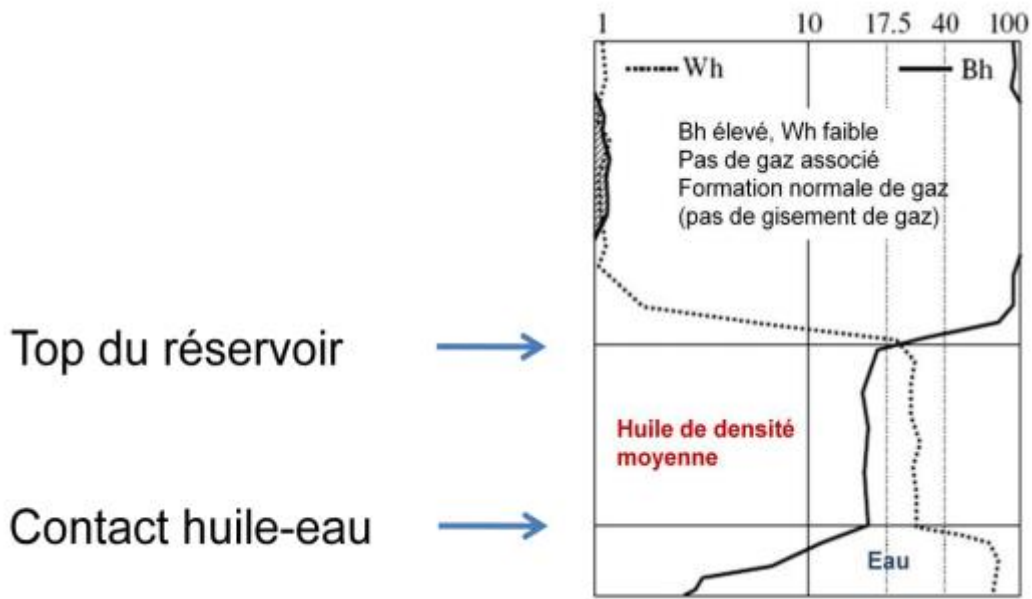


Figure 24: Cas d'un réservoir à l'huile (Sonatrach, 2011, *doc inédit*)

**b.2 Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz**

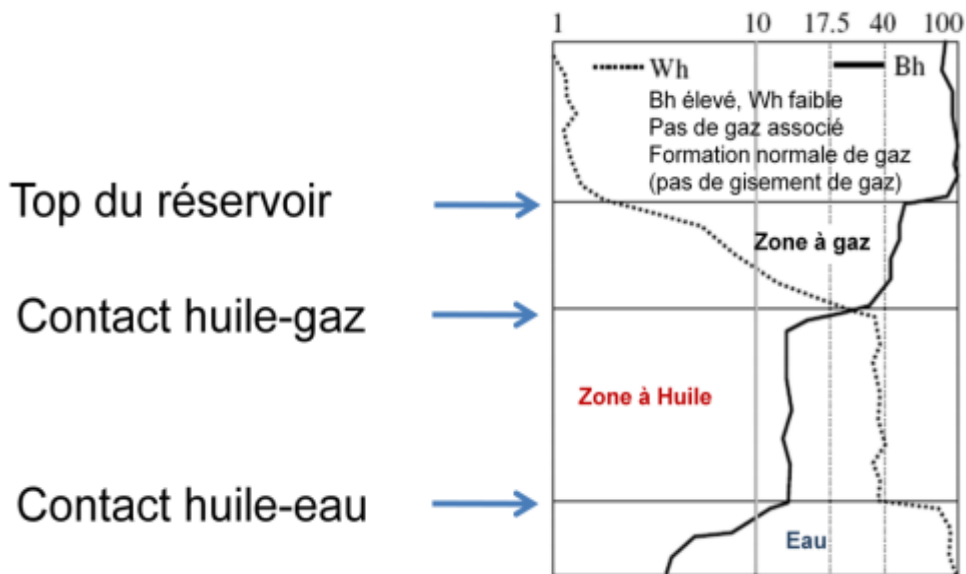


Figure.25 : Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz (Sonatrach, 2011, *doc inédit*)

# **Chapitre III: Résultats et discussions**

**II. L'INTERPRETATION DES DONNEES DE Well 1**

**III .1. Le contrôle de qualité du gaz (GQC) :**

L'examine du contrôle de qualité de gaz dans le forage Well 1, présente une partie majeure de la section qui montre une bonne correspondance entre les deux détecteurs. Le rapport de qualité de gaz se limite à l'intérieur de l'intervalle 0.8-1.2. Les niveaux de C1 sont principalement plus élevés que 1200 ppm (Figure.26).

**Le contrôle de qualité du gaz (GQC) = TG / som HC (C1 à C5)**

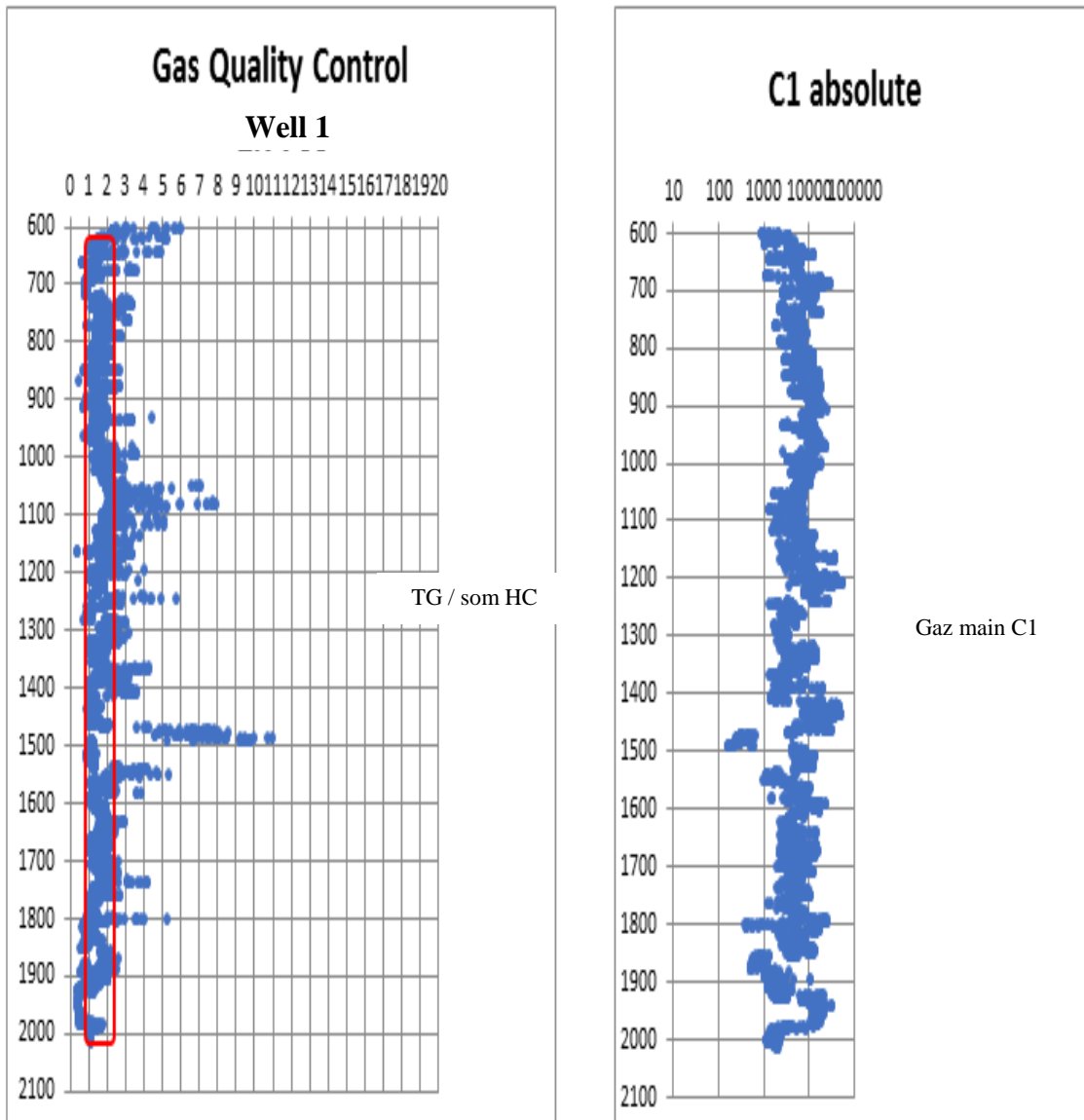


Figure.26 : Le contrôle de qualité de gaz (GQC) de puit (Well 1).

**a. L'augmentation des valeurs de gaz (GQC):**

Dans le puits (Well 1), la majeure partie de la section des argiles montre une bonne correspondance entre les deux détecteurs. La seule dérive significative se produit entre 1050 m et 1130 m où les valeurs sont plus de 1.2 (Figure.27). Cette dérive est expliquée par l'augmentation de la valeur de Total Gaz, où cette dernière est due possible à la présence des hydrocarbures lourd dans la boue.

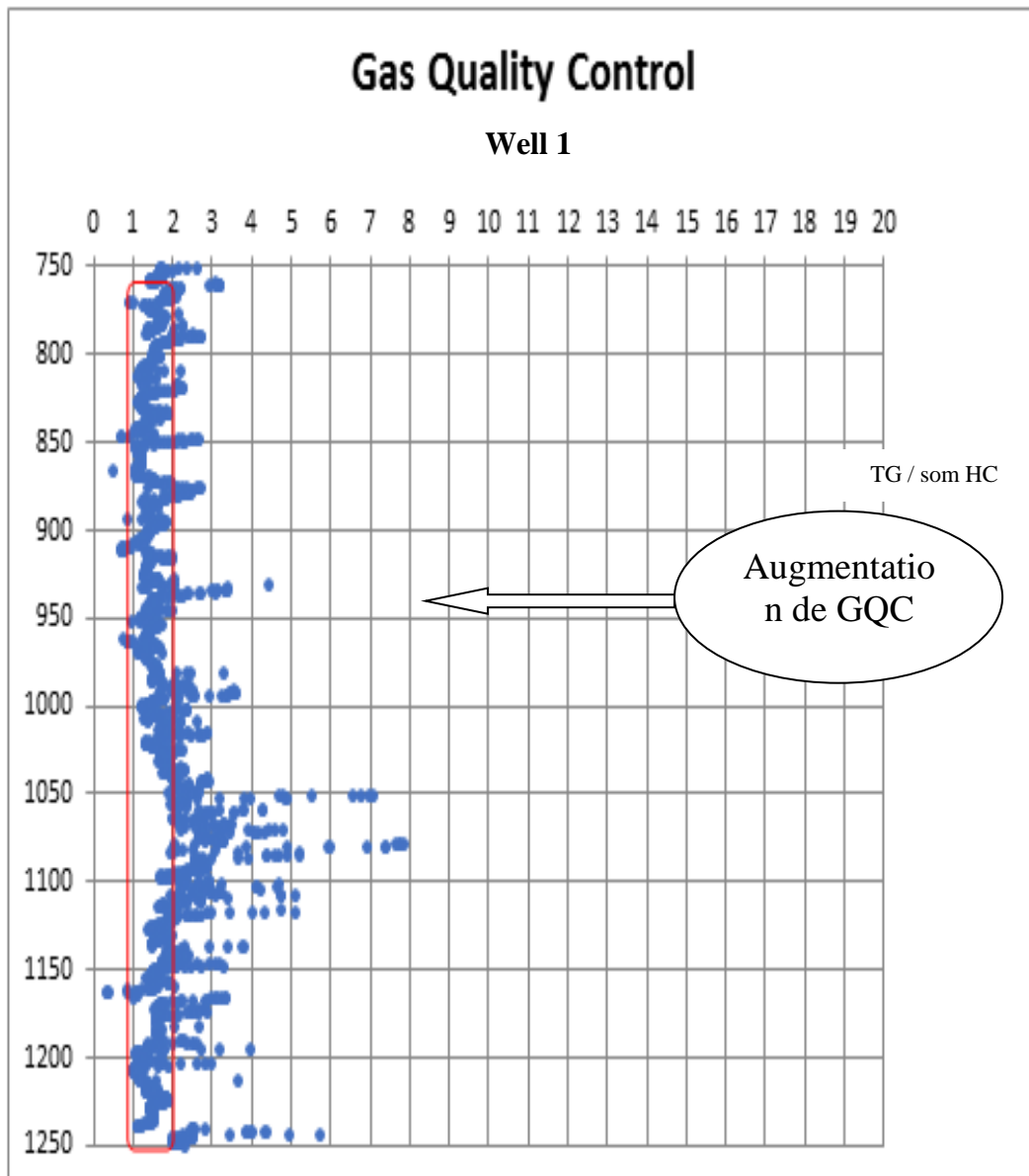


Figure.27: l'augmentation de GQC de la formation Viséen

### b. Le rapport de C1/Soum HC pour délimitation de réservoir :

Le rapport de C1/Soum HC présent le pourcentage du méthane dans l'échantillon de gaz. Dans le diagramme, il y a deux tendances horizontales clair que sont développés : deux délimitations de fluides sélectionner peuvent être correspondre à deux zones de réservoir: l'un inférieur présente environne 60% du méthane dans la composition de fluide. Ce pourcentage de méthane signifie le probabilité de la présence de zone de condensat ou d'huile. Le supérieur étale de 80% à 100% du méthane dans l'échantillon de gaz, ce pourcentage de méthane s'interprète par la présence de méthane biogénique pur.

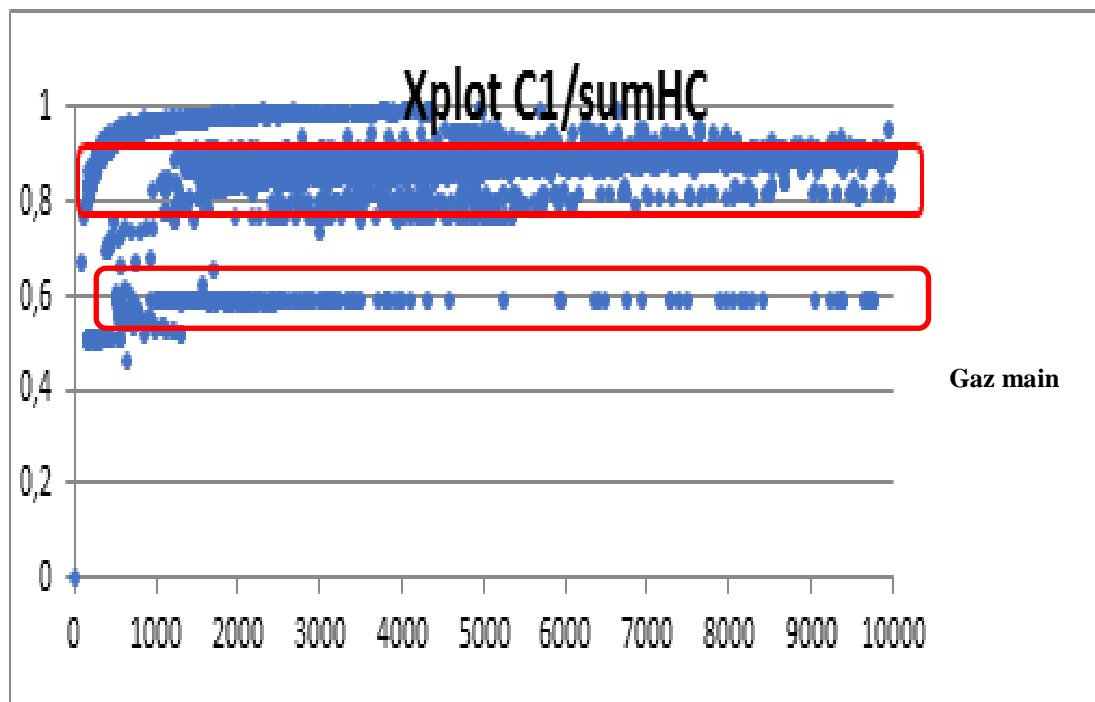


Figure.28: le rapport C1/somme HC de puit (Well 1)

### III.1. La Méthode de PIXLER:

Cette méthode est basé sur la projection des rapports C1/C2, C1/C3, C1/C4, C1/C5 par rapport à la profondeur, à l'échelle logarithmique appelé le diagramme de PIXLER.

Deux intervalles importants productifs qui sont distingué dans le puit (Well 1), à partir des interprétations des données de diagramme de PIXLER.

#### a- Zone productive du gaz du Silurien (1540 à 1800) :

Nous avons tracé les rapports C1/C2, C1/C3, C1/C4, C1/C5 sur le PIXLER Plot. Les rapports sont calculés à partir des donnés de tableau de pic de gaz (Tableau.3). Toutes les courbes sont ensemble et rendent compactes dans le diagramme, il signifie que tu as la même composition en fluide de formation dans la section (Figure.29).

Le rapport  $\frac{C1}{C2}$  dans le diagramme PIXLER (Figure.29), il est limité entre deux valeurs  $15 < \frac{C1}{C2} < 65$ . Alors selon le tableau (01) de méthode de PIXLER. Ce rapport s'explique la présence des gaz.

Tableau.3 : Les pics de gaz pour le diagramme de PIXLER (1540m à 1800m)

	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5
	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
DPTH							
1598	15504	1027	401	67	100	22	31
1598.25	16273	1046	408	66	99	22	33
1598.5	17095	1063	421	69	104	23	29
1598.75	17095	1063	421	69	104	23	29
1599	16446	1176	452	81	122	30	46
1599.25	16070	1182	455	81	122	33	31
1600.75	16585	1140	446	79	119	33	38
1601	16585	1140	446	79	119	33	38
1639.25	14093	256	380	61	92	23	29
1639.5	13759	254	378	63	94	24	28

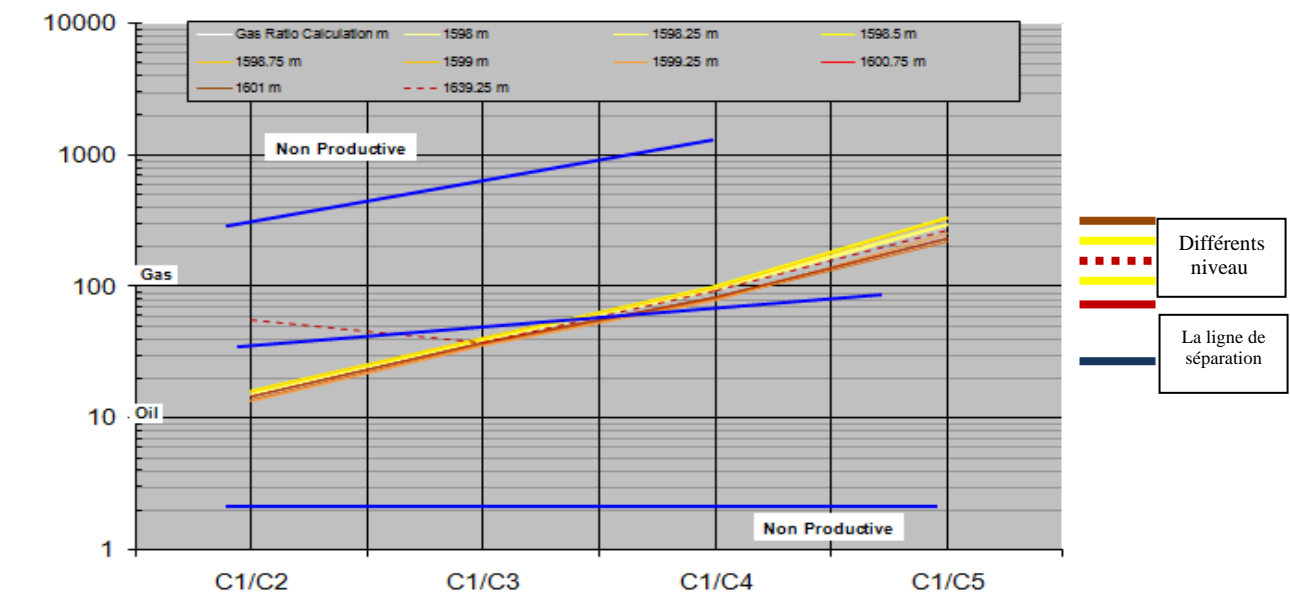


Figure 29: Le diagramme de PIXLER de la formation Silurien.

**b- Zone productive d’huile de l’Ordovicien (1800 à 1850)**

Les rapports C1/C2, C1/C3, C1/C4, C1/C5 sont calculés à partir des données de tableau de pic de gaz dans la formations Ordovicien (Tableau.4), ils ont tracés sur le PIXLER Plot. Les courbes sont ensemble et compactes, il signifie que tu as la même composition en fluide de formation dans la section (Figure.30).

Le rapport  $\frac{C1}{C2}$  dans le diagramme PIXLER (Figure.30), il est limité entre deux valeurs  $8 < \frac{C1}{C2} < 15$ . Ce rapport s'explique la présence d’huile.

Tableau.4 : Les pics de gaz pour le diagramme de PIXLER (1800m à 1850m)

	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5
	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
DEPTH							
1816.75	2815	329	141	70	113	17	38
1817	7006	676	350	174	282	43	95
1817.25	7812	685	391	194	314	48	106
1817.5	8505	742	425	211	342	52	116
1817.75	8505	742	425	211	342	52	116
1818	7666	673	383	190	308	47	104
1818.25	6742	557	362	167	271	42	92
1818.5	5963	492	320	148	240	37	81
1818.75	4777	394	256	118	192	29	65
1819	5026	415	270	125	202	31	68

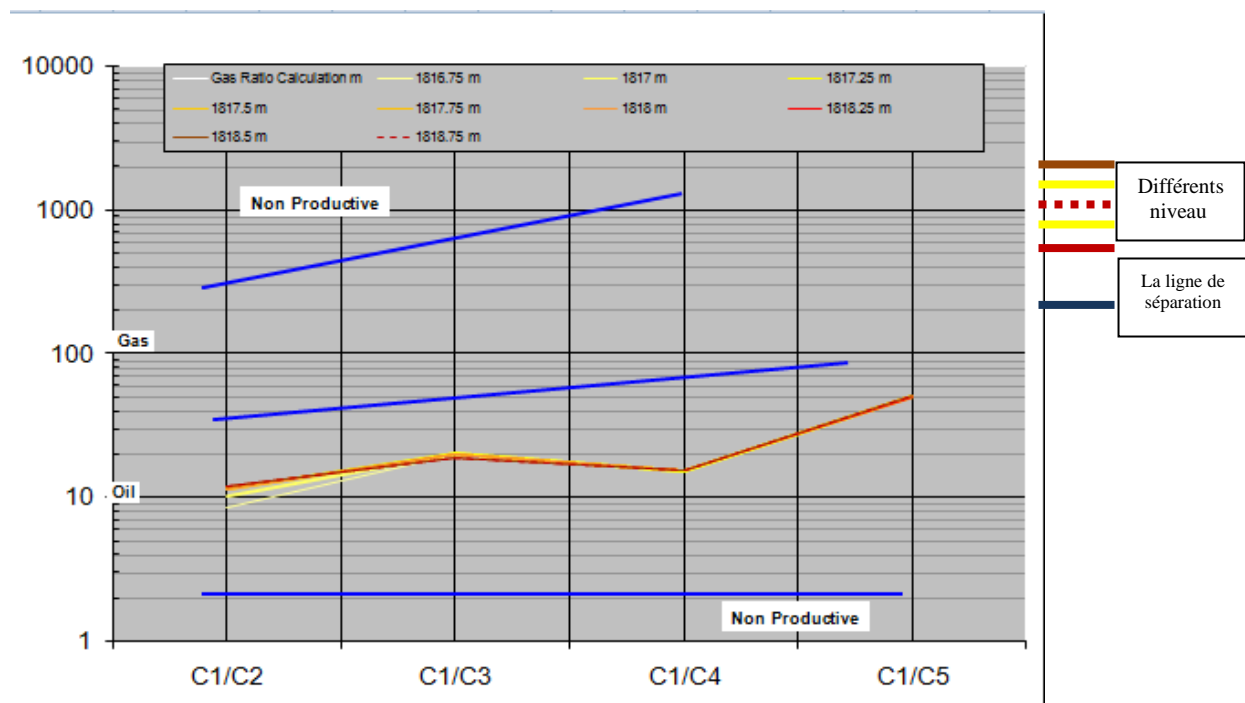


Figure.30: Le diagramme de PIXLER de la formation Ordovicien.



### III .2. La Méthode de Gaz Ratios:

#### a- Détermination des types de fluide (gaz-liquide)

L'analyse des données de gaz enregistre, l'interprétation de ces données par la méthode de gaz Ratios de Haworth & Whittaker, dans le puit (Well 1) montrent deux intervalles, réservoirs et productifs. L'un de Silurien (1540mà 1800m) et l'autre de l'Ordovicien (1800m à 1850m) (Figure.31).

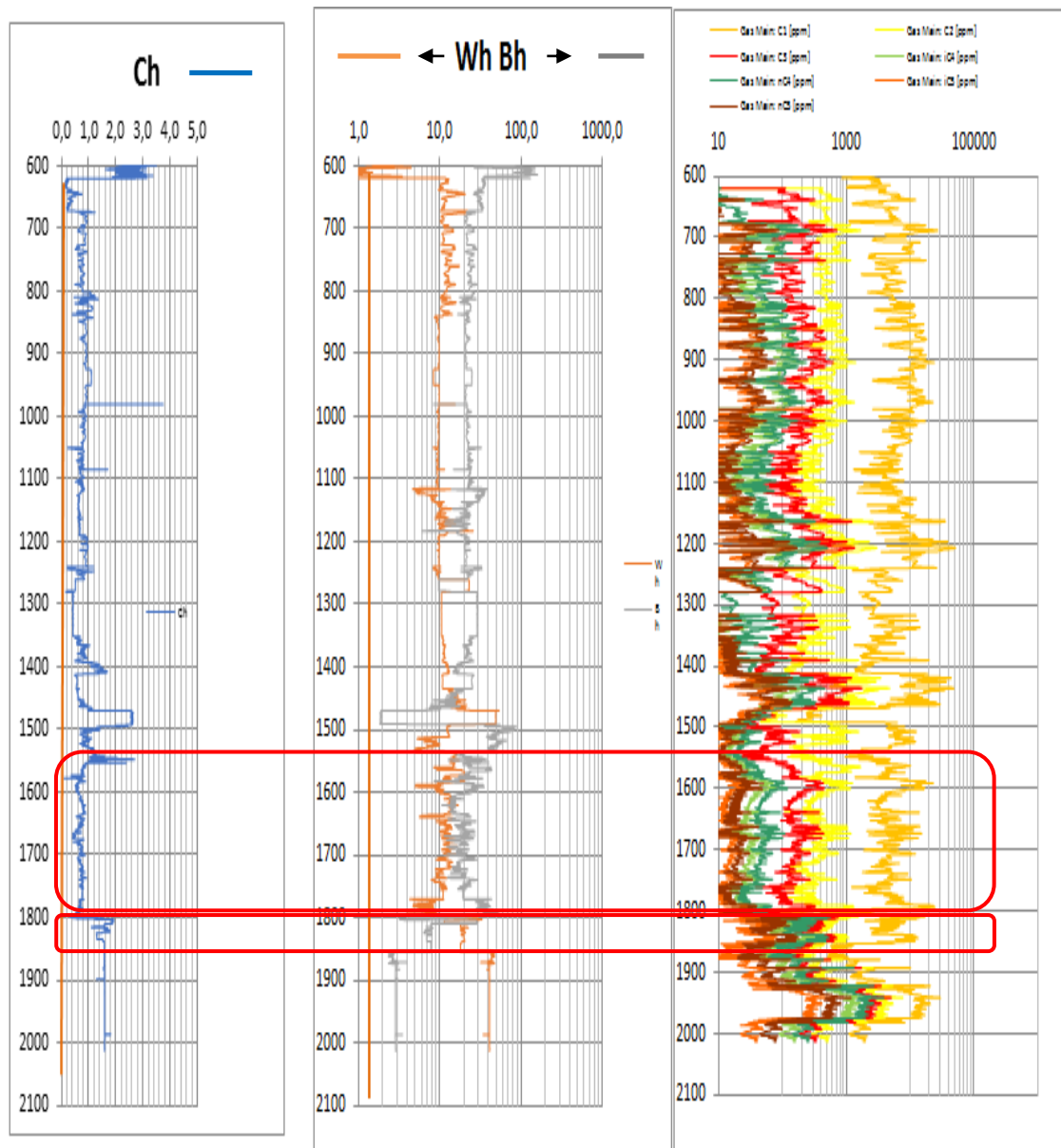


Figure.31: la corrélation des ratios de puit (Well 1)

\* De 1540 m à 1800 m : Potentiel productif de gaz ( $Wh < Bh < 100$  et  $0.5 < Wh < 17.5$ )  
(Figure.32).

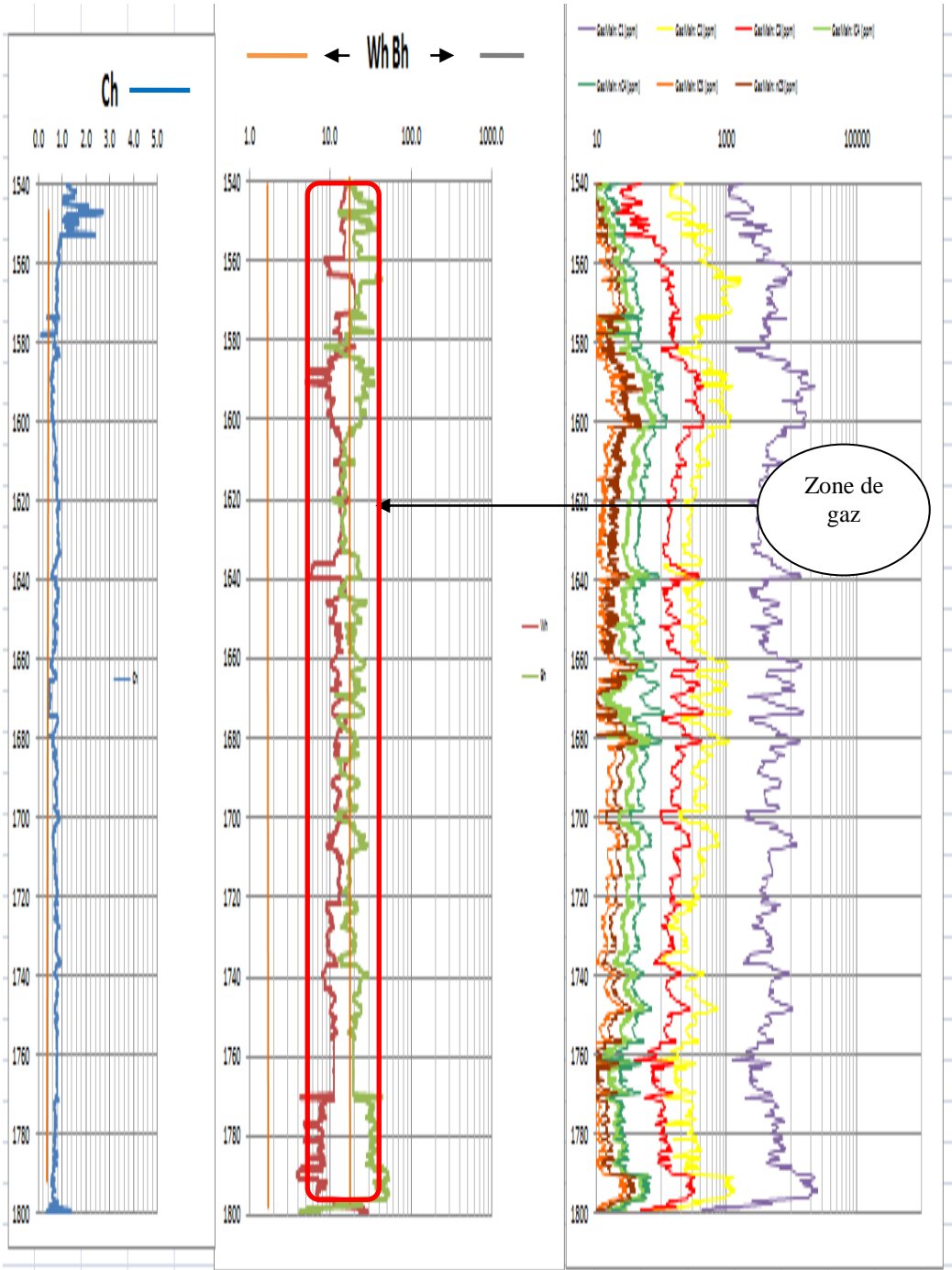


Figure 32: la corrélation des ratios de la formation Silurien.

\* De 1800m à 1850 m: Potentiel productif d'huile grand gravite ( $Wh > Bh$  et  $Ch > 0.5$ ,  $17.5 < Wh < 40$ ) (Figure.33).

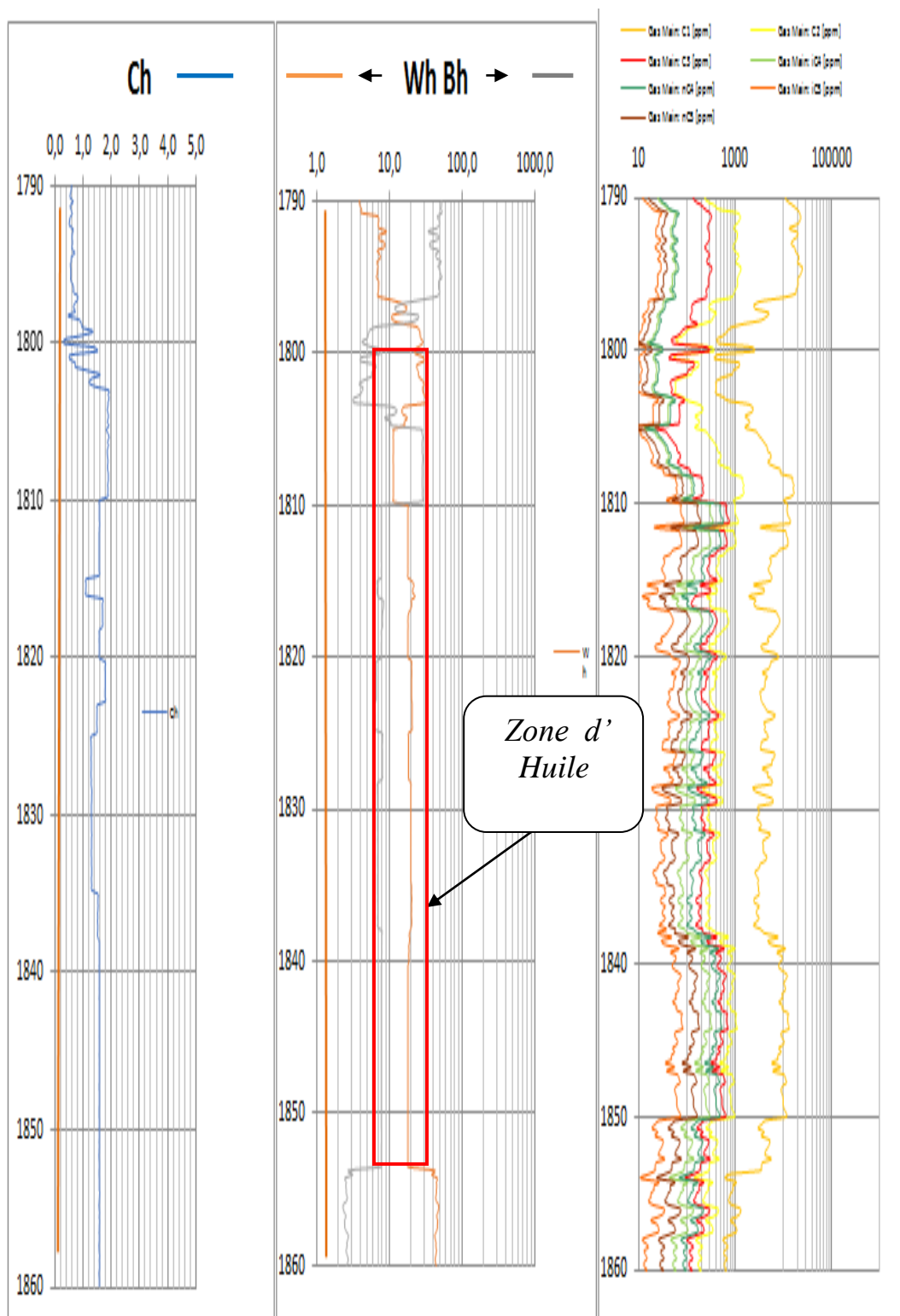


Figure 33: la corrélation des ratios de la formation Ordovicien.

b- Détermination des contacts gaz-huile et huile-eau (Figure.34)

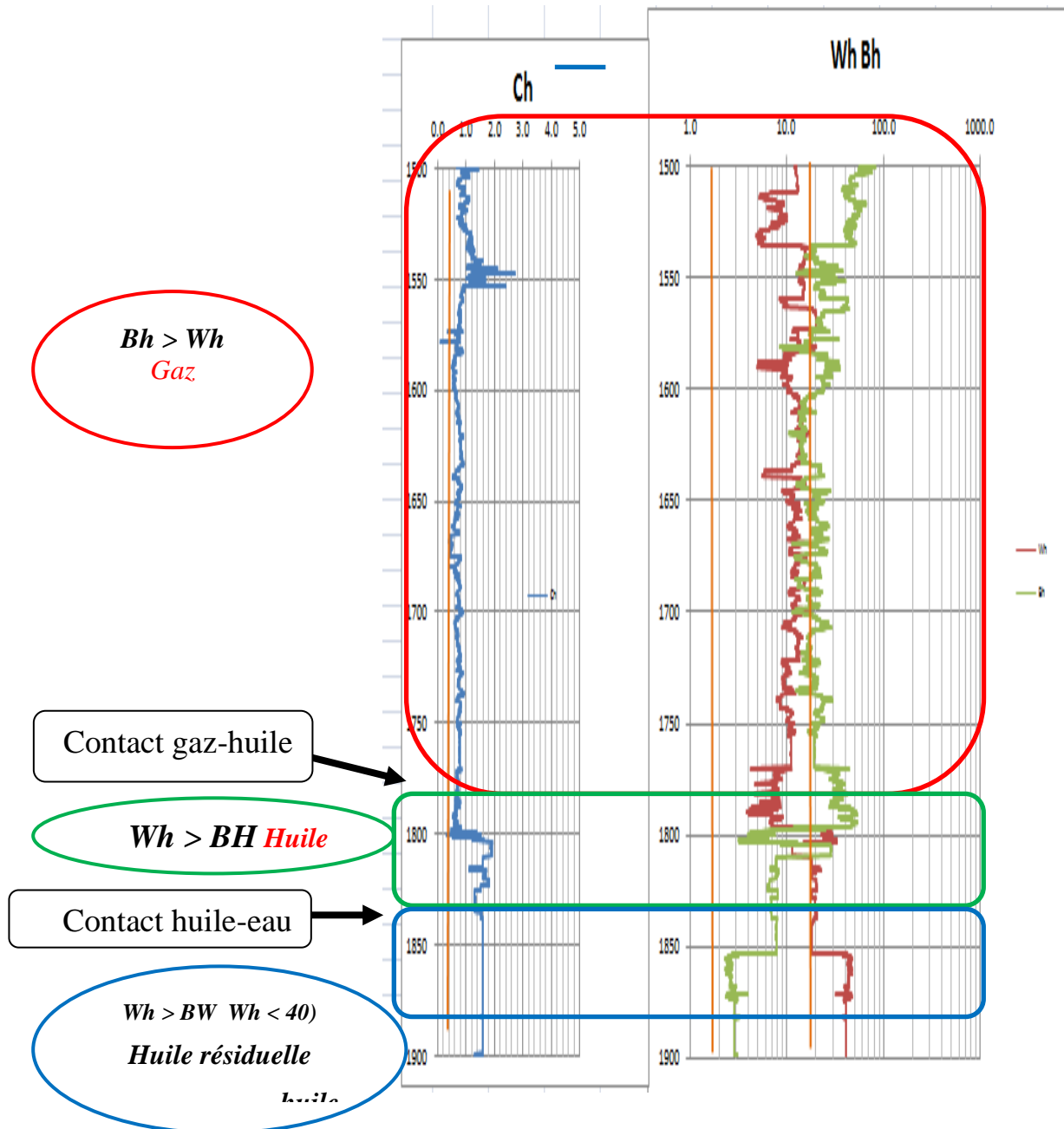


Figure.34.: Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz

**VI. Conclusion :**

L'interprétation des données de gaz enregistré lors du forage de puit ZR-705, montre que les données obtenues sont représentatives au point de vue de qualité GQC (0.8-1.2) ; Deux intervalles importants productifs qui sont distingué dans ce puit, à partir des interprétations des données de diagramme de PIXLER. Zone productive du gaz du Silurien (1540 à 1800) Zone productive d'huile de l'Ordovicien (1800 à 1850). La nouvelle méthode de Gaz ratios de HAWORTH et WHITTAKER qui a permis de confirmer la zone d'huile et de gaz de la méthode de PIXLER.

### Conclusion général

L'analyse et l'interprétation des données du puit (Well 1) ont été utilisées pour l'évaluation et la caractérisation des réservoirs Siluro-ordovicien dans le champ de Zarzaitine du bassin d'Illizi. L'évaluation de ces réservoirs, a été effectuée à l'aide de l'interprétation des données de gaz au cours de forage, par deux méthodes ; l'un classique (méthode de Pixler) et l'autre nouvelle (méthode de gaz ratio (Wetness, Balance, Character)), afin de déterminer des zones productrices, le type de fluide (gaz ou liquide), et de préciser les limites du réservoir existé (Top & Bottom).

L'examine du contrôle de qualité de gaz dans le forage (Well 1), est représentative au point de vue de qualité GQC (0.8-1.2), qu'il montre une bonne correspondance entre les deux détecteurs. Le diagramme de rapport de C1/Soum HC présent deux zones de réservoir: l'un lié à la zone de condensat ou d'huile, montre environne 60% du méthane dans la composition de fluide. L'autre lié à la zone de méthane biogénique pur avec un pourcentage de 80% à 100% du méthane dans l'échantillon de gaz.

La méthode de PIXLER est basé sur la projection des rapports par rapport à la profondeur, à l'échelle logarithmique appelé le diagramme de PIXLER. Deux intervalles productifs qui sont distingué dans le puit (Well 1), à partir des interprétations des données de diagramme de PIXLER. Une zone productive du gaz du Silurien (1540m à 1800m) et une zone productive d'huile de l'Ordovicien (1800m à 1850m).

L'interprétation des données par la méthode de gaz Ratios dans le puit (Well 1) montre deux réservoirs productifs. L'un de Silurien (1540m à 1800m) et l'autre de l'Ordovicien (1800m à 1850m).

Les résultats des interprétations des données de gaz au cours de forage de deux méthodes, dans le puit de (Well 1) permettent de caractériser le passage Siluro-ordovicien par une zone productive du gaz du Silurien (1540m à 1800m) et une zone productive d'huile de l'Ordovicien (1800m à 1850m).

## Liste des abréviations :

**ZR-705:** zaraitine

**PFORM** :pression de formation

**PHYDR** :pression hydrostatique

**BRF** :bouchonne de reprise de forage

**QGM:** quantité gaz mesurée

**CVD:** volume de gaz constant

**FID:** flame ionization detector

**TG** :Total Gaz

**GD** :gas Detector

**GC:** gas chromatograph

**BG** :background Gas

**GOC:** gas oil contact

**OWC:** oil water contact

**GDS:** Distribution System

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- BOUDJEMAÂ, Arezki. (1987)**- Evaluation structurale du bassin pétrolier classique du Sahara Nord Oriental (Algérie)", *Thès, doc, Univ Paris*,290p).
- BUSSON, G. (1972)** - Principes, méthodes et résultats d'une étude stratigraphique du Mésozoïque saharien. *Mém. du Mus. nat. d'hist. nat.*, nouvelle série, tome XXVI.
- ENSP. (2014)**- FWR rapport de fin de puit, p64-69.
- FABRE, J. (1976)** - Introduction à la géologie du Sahara algérien et des régions voisines. *Soc.Nat. Ed. Diff. Alger*. 422 p.
- FABRE, J. (2005)** - Géologie du Sahara occidental et central. Musée royal de l'Afrique centrae-Belgique. *Géoscience*, pp. 1-572.
- GEOLOG, (2009)**- Mudlogging course, document.
- GOUBEAA, F. (2014)**- l'évaluation des hydrocarbures au chantier de forage. *Mem, Inge Spé, Geo Pétr*, pp15-49.
- LATRACHE. S ; 1982.** Evolution structurale du bassin d'Illizi du Paléozoïque supérieur; *Thèse de doctorat*.
- LEGRAND, P. (1985)** – Lower Palaeozoic rocks of Algeria. In Hollard C.H. (éd.) Lower Palaeozoic of North-Western and West-Central Africa, John. *Wiley & Sons*, p. 5-89.
- OUEZZANIS, (2017)**-Extension dans l'espace et dans le temps des différentes unités du réservoir Dévonien F4 Zarzaitine. *Mém, Ing, Spéc, Geo Pétr*.
- SONATRACH, (2011)**- rapport interne de Sonatrach-DP *doc, inédit*.
- SONATRACH, ET SCHLUMBERGER (2007)** - Well Evaluation Conference Algérie 2007. Éd.*Schlumberger*, pp. 63-68.
- ZATOUT,M. (2009)** : gaz de mudlogging en cours de forage: détection, exploitation et application- *activité amont division forage direction Mudlogging*. 29 pages.



## RESUMÉ :

Le présent travail a pour but d'effectuer l'évaluation et la caractérisation des réservoirs Siluro-ordovicien dans le champ de Zarzaitine du bassin d'Illizi à partir de l'analyse et l'interprétation des données de gaz au cours de forage du puit (Well 1). Deux méthodes ont été utilisées pour l'évaluation de ces réservoirs; la méthode classique (méthode de pixler) est basée sur l'évolution des rapports C1/C2 et la méthode nouvelle (méthode de gaz ratio) fondée sur les calculs des rapports Wetness, Balance, Character. L'analyse et l'interprétation des données de gaz du puit (Well-1) par l'application de ces méthodes permettent de mettre en évidence l'existence de deux zones productives. La première productive de gaz à partir Silurien (1540m à 1800m) et la deuxième productive d'huile à partir l'Ordovicien (1800m à 1850m).

Les Mots clés : Zarzaitine, gaz, pixler, gaz ratio, Wetness, Balance, Character, forage, Silurien, Ordovicien

## ABSTRACT :

The purpose of this work is to perform the evaluation and the characterization of the Siluro-ordovician reservoirs in the Zarzaitine field of the Illizi basin, basing on the analysis and the interpretation of gas data during drilling of (Well 1) . Two methods used for the evaluation of these reservoirs; the classic method (method of pixler) based on the evolution of C1/C2 ratios and the new method (method of gas ratio) founded on calculations of the Wetness ratio, Balance ratio, Character ratio. The analysis and the interpretation of the gas data of Well-1, by the application of these methods make it possible to highlight the existence of two productive zones. The first, gas productive of Silurian formation (1540m to 1800m) and the second, oil productive of Ordovician formation (1800m to 1850m).

Key Words: Zarzaitine, gas, pixler, gas ratio, Wetness, Balance, Character, drilling, Silurian, Ordovician.

## الملخص :

يهدف هذا العمل إلى إجراء تقييم ووصف لخزانات السيلورو-أوردوفيتية في حقل زرزائتين في حوض إليزي من خلال تحليل وتفسير بيانات الغاز أثناء حفر بئر (Well 1). تم استخدام طريقتين لتقييم هذه الخزانات. الطريقة الكلاسيكية (طريقة بيكسلر) تعتمد على تطور النسب C1 / C2 والطريقة الجديدة (طريقة نسبة الغاز) على أساس حساب نسبة النوعية و الرطوبة والتوازن. إن تحليل وتفسير بيانات الغاز لبئر (Well 1) من خلال تطبيق هذه الطرق يجعل من الممكن إبراز وجود منطقتين إنتاجيتين. الأولى إنتاج للغاز السيلوري (1540م إلى 1800م) والثانية منتجة للزيت أوردوفيسيان (1800 إلى 1850م)

الكلمات المفتاحية: زرزائتين، الغاز ، بيكسلر ، نسبة الغاز ، البزل ، التوازن ، الرطوبة، الحفر ، سيلوريان أوردوفيسيان