

**UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA -**

**FACULTE DES HYDROCARBURES ET LES ENERGIES RENOUVABLE  
ET DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS  
Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.**



**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE**

*En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie*

Option : Géologie Pétrolière

**THEME**

**Les gaz au cours du forage  
(application de méthode des gaz  
ratio)**

*Réalisé par :*

**HACINI Samir**

**LAGGOUNE Mohammed**

**Devant le jury :**

**Président : M.haddane A**

M. A. B Univ. Ouargla

**Promoteur : M. HACINI M**

PR Univ. Ouargla

**Examineur : M. ZEROUKI H**

M. C .B Univ. Ouargla

**Année Universitaire : 2013/2014**

# Sommaire

## Introduction

### Chapitre I : les gaz au cours de forage

I.1 Les type des Gaz détecté et les conditions.....	1
A. Gaz produit ou producedgas ( $P_{FORM}P_{HYDR}$ ).....	1
B. Gaz libéré (cuttingsgas ou drilledgas).....	1
C. Gaz recyclé (recycledgas).....	2
D. Bouchon d'ajout de tige (gasconnection.....	3
E. Bouchon de reprise de forage BRF.....	3
F. Gaz de contamination (contamination gas).....	3
G. Background gaz .....	4
H. D'autres gaz détectés en surface.....	5
Détection de H <sub>2</sub> S .....	5
I.2. facteurs influençant des lectures de gaz en la surface.....	6
I.2.1. Nature de formation forée.....	6
I.2.2. Conditions de forage.....	7
I.2.3. Conditions extérieures.....	7

### Chapitre II Matériels et méthodes

II.1 Méthode d'échantillonnage du gaz (du puits vers le system gaz) .....	12
1.1 Détection des gaz.....	12
1.1. Principe de dégazage des boues.....	12
1.1.1 Principe de fonctionnement .....	13
1.2. Line de gaz.....	14
II.2 Matériels utilisés pour l'analyse de gaz.....	15
2.1 Analyse des gaz.....	15
2.1.1. Système gaz.....	15
2.1. 2. Analyse quantitative .....	16
2- 1- Échantillonnage .....	16
2-2-Détecte et mesure le gaz organique total TG.....	16
2-2-1-Les détecteur de gaz.....	16
a) Les détecteurs à conductivité thermique et combustion catalytique.....	16
b) Le détecteur à ionisation de flamme.....	17
2.1.3. Analyse qualitative.....	18
3.1. Chromatographie .....	19

3.1.1	Principe de fonctionnement du chromatographe	
3.1.1	Le bloc diagramme de l'analyse.....	19
3.1.2	Principe de fonctionnement.....	19
3.1.3	Enregistrement graphique (chromatographe).....	21
3.1.4	Résultat d'analyse chromatographe.....	21
II.3	Méthodes d'interprétation .....	22
II.3.A.	Déterminer le type d'hydrocarbures : huiles, Gaz, Condensât..	22
1)	Wetness Ratio (Wh) .....	22
2)	Balance Ratio (Bh) .....	23
3)	Character Ratio (Ch) .....	23
II.3. B.	Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz.....	26
Cas d'un réservoir à l'huile	.....	27
Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz.....		27
II.3. C.	Applications au Géosteering .....	28
Suivi des forages dirigés et assistance au foreur et au géologue .....		28
Optimisation de la hauteur utile avec une longueur d'avance par rapport aux Logging While Drilling (LWD).....		29

### **Chapitre III Résultats et discussion**

1.	Cas d'un réservoir à l'huile .....	31
2.	Cas d'un réservoir à l'huile .....	32
3.	Cas d'un réservoir à l'huile .....	33
4.	Cas d'un réservoir à l'huile .....	34
5.	Cas d'un réservoir à l'huile .....	35
6.	Cas d'un réservoir à l'huile lord .....	37
7.	Cas d'un réservoir à Gaz de Schiste.....	38
8.	Cas d'un réservoir à Gaz .....	39

## Liste des figures

### Chapitre I : les gaz au cours de forage

Figure(1):Gazlibéré/recycle.....	2
Figure (2) : Bouchon de reprise de forage BRF.....	3
Figure (3): Différents types du gaz mudlogging.....	5
Figure (4): Capteur d' H <sub>2</sub> S.....	6
Figure (5): L'influence de type et additifs de boue sur la quantité de gaz mesurée en surface.....	9
Figure (6): Influence de type d'outil de forage sur la mesure du gaz en surface.....	10
<b>Chapitre II Matériels et méthodes</b>	
Figure (7): Traitement de gaz.....	12
Figure (8): Explicative de principe de fonctionnement de dégazeur.....	13
Figure (9): Ligne de gaz.....	14
Figure (10): Système de Gaz - Géoservice ALS3.....	15
Figure (11): Principe d'un détecteur à conductivité Thermique et à combustion catalytique.....	17
Figure (12): Principe d'un détecteur à ionisation.....	18
Figure (13): Compresseur à air.....	18
Figure (14): Générateur d'hydrogène .....	18
Figure (15): Chromatographe de système GEOLOG .....	18
Figure (16): Chromatographe de système DATALOG .....	18
Figure (17): Bloc diagramme de l'analyse .....	19
Figure (18): Colonne de chromatographe. ....	20
Figure (19): Enregistrement graphique (chromatographe GEOSERVICE). ....	21
Figure (20): Wetness Ratio (Wh).....	22
Figure (21): Balance ratio (BH) .....	23
Figure (22): Character Ratio (Ch) .....	23
Figure (23): Relation entre la densité et la gravité des huiles .....	25
Figure (24): Gaz log - gaz ratio .....	25
Figure (25): Méthode des GAZ RATIOS (cas réel d'un puits en Algérie) .....	26
Figure (26): Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz .....	26
Figure (27): Cas d'un réservoir à l'huile .....	27
Figure (28): Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz .....	27
Figure (29): Applications au Géosteering.....	28
Figure (30): Suivi des forages dirigés et assistance au foreur et au géologue .....	28
Figure (31): Optimisation de la hauteur utile avec une longueur d'avance par rapport aux LoggingWhileDrilling (LWD) .....	29
Figure (32):Puits 1 exemple d'un réservoir à l'huile.....	31
Figure (33):Puits 2 exemple d'un réservoir à l'huile.....	32
Figure (34):Puits 3 exemple d'un réservoir à l'huile.....	33
Figure (35):Puits 4 exemple d'un réservoir à l'huile.....	35
Figure (36):Puits 5 exemple d'un réservoir à l'huile.....	37

Figure (37):Puits 6 exemple d'un réservoir à l'huile lourde.....	37
Figure (38):puits 7exemple d'un puits à gaz de schiste.....	38
Figure (39):puits 8 exemple d'un puits à gaz.....	39

**Liste des tableaux**

Tableaux.1 : Evaluation du potentiel pétrolier des réservoirs .....24

**Liste d'abréviation :**

$P_{\text{FORM}}$  : Pression de Formation.

$P_{\text{HYDR}}$  : Pression Hydrostatique.

BRF : Bochette de Reprise de Forage.

PDC : polycristalyn diamant compact.

QGM : Quantité Gaz Mesurée.

CVD : volume de gaz Constante.

FID: flame ionization detector

GD: Gas Detector.

GC: Gas Chromatograph.

TG: Total Gaz.

BG: Background Gas

GOC: gas oil contact.

OWC: oil water contact.

# Introduction

Le pétrole et le gaz jouent un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays. L'extraction de cette source du sous sol demande un grand investissement et nécessite des grands travaux, complémentaires et successifs.

La réalisation d'un forage pétrolier nécessite la présence de différentes sociétés de service parmi laquelle se trouve la surveillance géologique (MudLogging) qui représente un élément principal dans la réalisation d'un forage pétrolier dans des bonnes conditions de sécurité

Le terme mudlogging signifie tout enregistrement de données ou informations acheminées par la boue de forage, ce dernier capte et enregistre les informations importantes des réservoirs qui peuvent être perdues autrement (sans lui), la quantité et la nature du gaz extrait de la boue qui sera détecté et analysé représente la première source d'information très importante pour le géologue d'exploration et permettant d'évaluer l'intérêt ainsi que la nature du réservoirs traversés qui peuvent être évalués en temps réel en utilisant des applications basés sur les La méthodes des Gaz Ratios.



# CHAPITRE I

**Les gaz au cours de forage**

## Les gaz au cours du forage

Lors du forage des hydrocarbures, plusieurs gaz sont émis, l'analyse de ces types des gaz permet de déterminer les limites de gisement, les différents types des contacts entre les fluides, la productivité des réservoirs, ainsi que la qualité des hydrocarbures dans le gisement.

### 1. Différents gaz détectés en surface

#### A. Gaz produit par la différence de pression de formation et la pression hydrostatique (producedgas) ( $P_{FORM} > P_{HYDR}$ )

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).

#### B. Gaz libéré (cuttingsgas ou drilledgas)

C'est la proportion de Gaz Total que la formation nouvellement traversée par l'outil, a libéré. C'est le gaz essentiel pour la détermination de la productivité de gisement.

Dans la figure (1) 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. 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 pore et préservée par l'humidité présente autour des déblais.

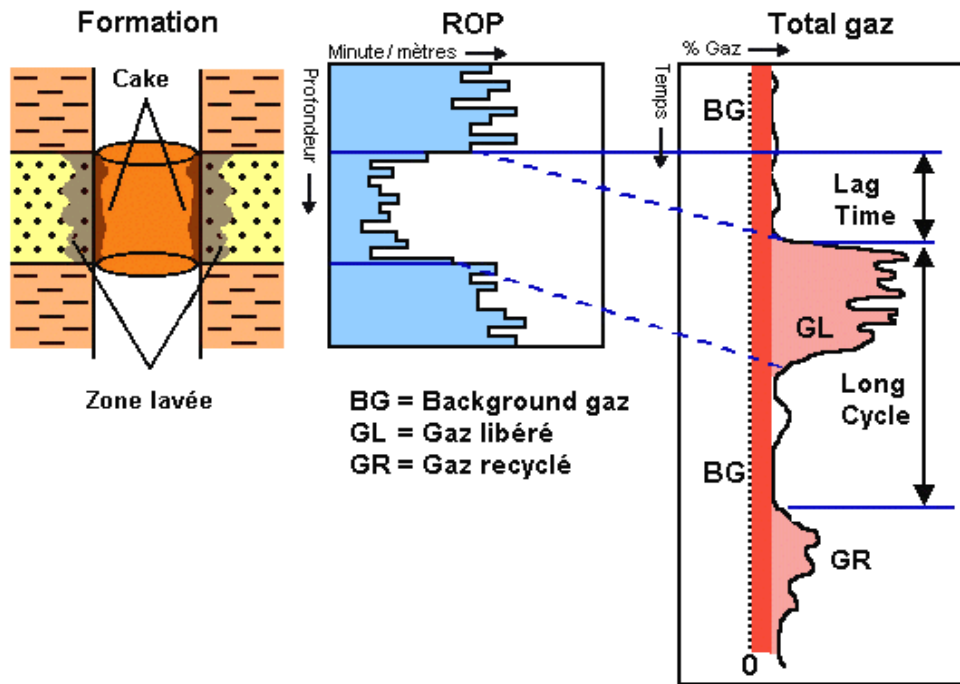


Figure.1 : Gaz libéré/ recycle.

### C. Gaz recyclé (recycled gas)

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.

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.

### D. Le gaz de connexion Bouchon d'ajout de tige (gasconnection)

Ce gaz est très important vu 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 pistonnage éventuel provoqué par cette opération.

### E. Le gaz de bouchon de reprise de forage BRF

C'est un gaz généré par la formation en raison de long temps de manœuvre.

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.

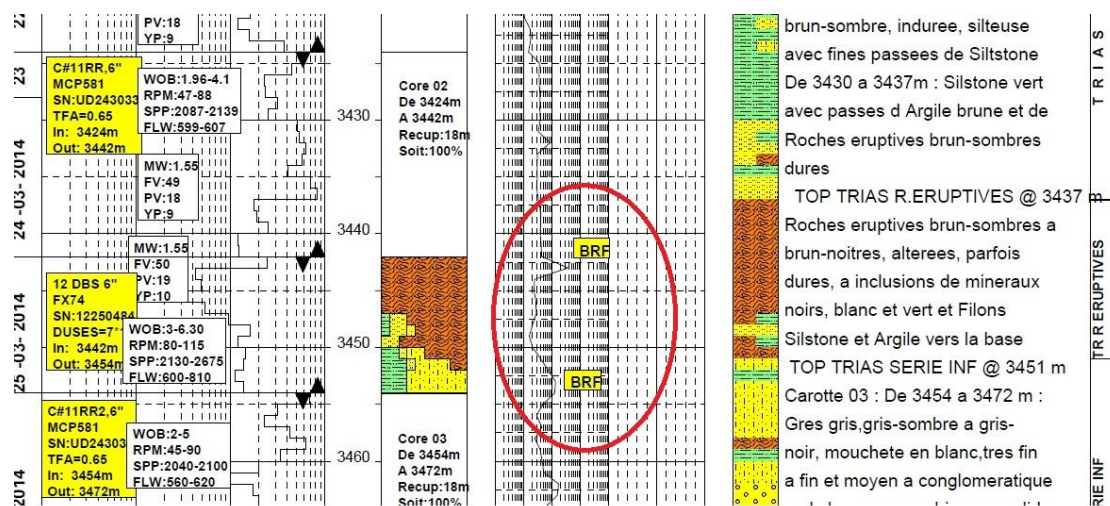


Figure.2 : Bouchon de reprise de forage BRF

### F. Gaz de contamination (contamination gas)

C'est un gaz artificiellement introduit dans la boue de forage à partir d'une source autre que les formations forées.

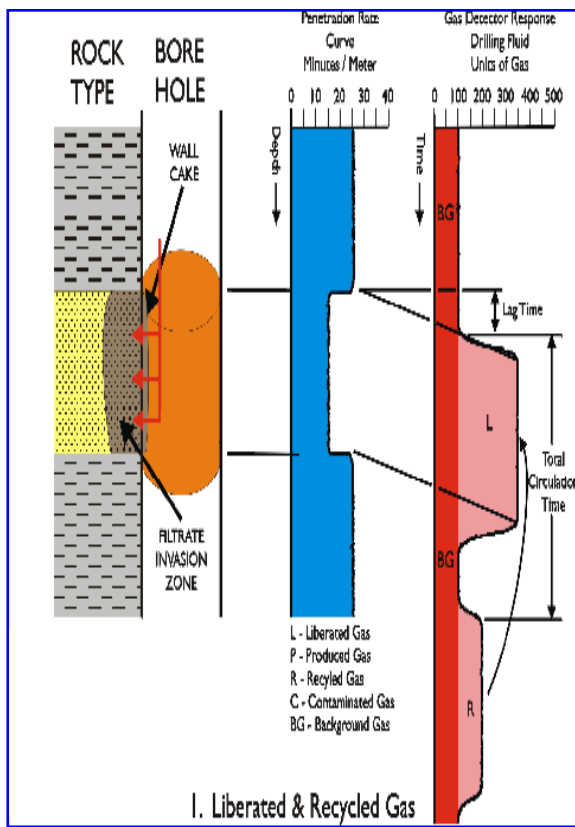
Les boues à base d'huile sont souvent utilisées dans le forage. Le gasoil est la phase normale employée dans les boues à émulsion inverse. Dans son état naturel, il ne contient pas d'hydrocarbures volatils et ne perturbe pas l'équipement de détection du gaz. Cependant, il est

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.

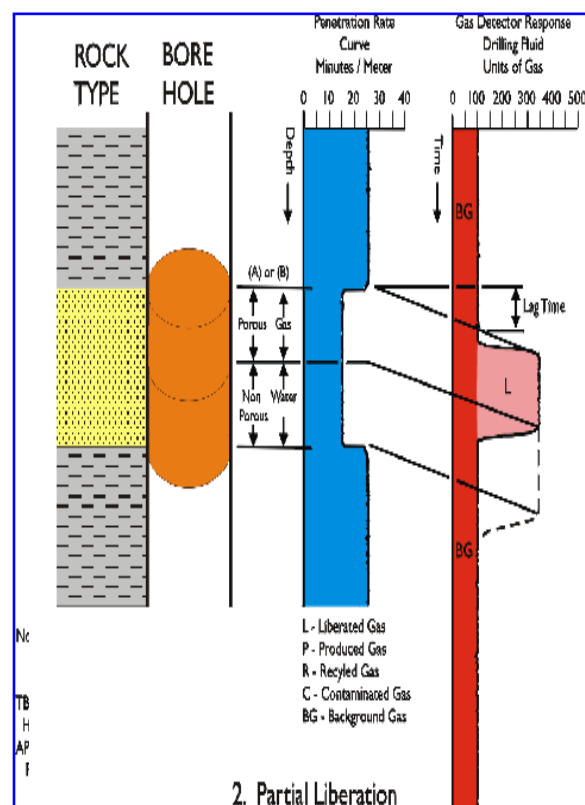
**G. Background gaz**

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

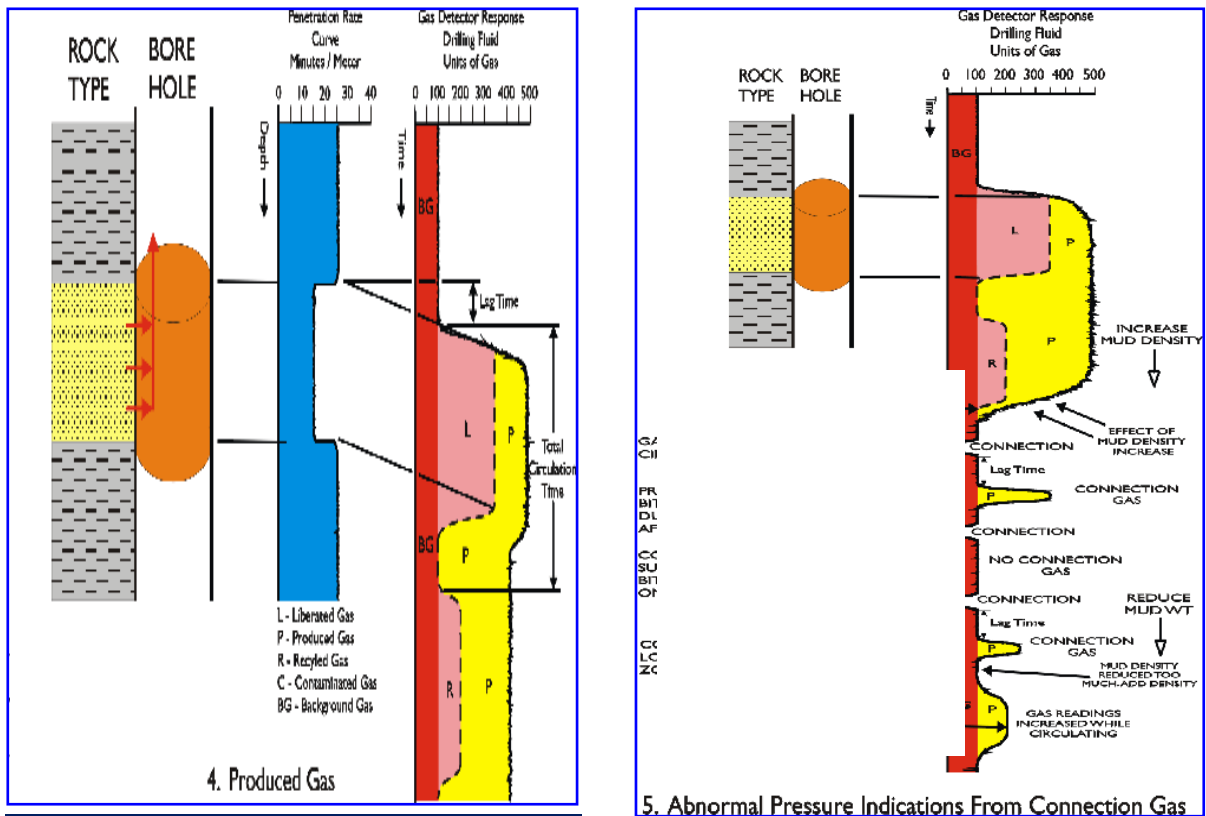
- o Les schémas suivant expliquent les gaz de mudlogging



A



B



C

D

Figure.3 : Différents types du gaz mud logging

**H.D'autres gaz détectés en surface**

D'autres gaz peuvent être également détectés en surface comme l'hydrogène sulfuré H<sub>2</sub>S, le dioxyde de carbone CO<sub>2</sub>, de l'azote N et des gaz rares (hélium).

✓ **Détection de H<sub>2</sub>S**

On rappelle que l'hydrogène sulfuré H<sub>2</sub>S (d=1.17) est un gaz extrêmement dangereux, la concentration maximale admise dans l'atmosphère est 20ppm.

Son odeur repoussante très caractéristique d'œufs pourris est perceptible dès 0,03ppm et devient très intense à partir de 1ppm. L'odeur désagréable disparaît vers 200ppm en raison de l'anesthésie du système olfactif, et l'inhalation d'air pollué à cette concentration ou plus peut être mortelle.

Les effets de H<sub>2</sub>S sur l'organisme humain dépendent de sa concentration dans l'air :

- 100ppm : perte de l'odorat dans les 3 à 15mn avec brûlures aux yeux et à la gorge.
- 200ppm : perte rapide de l'odorat et sensation de piqûre yeux et à la gorge.
- 500ppm : troubles de l'équilibre avec difficultés respiratoires rapides.

- 700ppm : perte de connaissance rapide, suivie de la mort s'il n'y a pas de secours rapide
- 1000ppm : atteinte du système nerveux irréversible puis mort si aucun immédiat.

Un capteur pour l'hydrogène sulfuré est, en général continuellement en service en cours de forage. Son utilité est double :

- mesurer la teneur de la boue en  $H_2S$ .
- mesurer aussi la teneur en différents points du chantier (cave, goulotte) et aussi dans la cabine pour raison de sécurité.

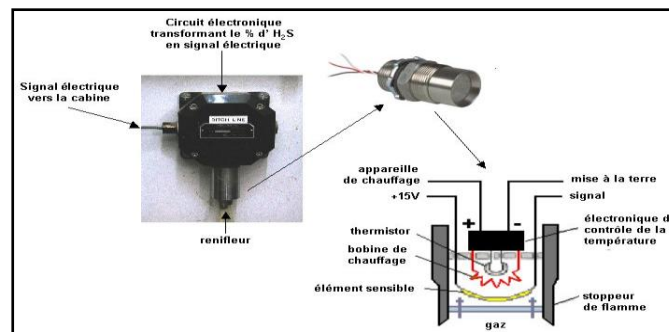


Figure.4 : Capteur d'  $H_2S$

## I.2. FACTEURS INFLUENÇANT DES LECTURES DE GAZ EN LA SURFACE

La quantité et la qualité du gaz mesurée en la surface dépend de certains facteurs :

1. Nature de formation forée.
2. Conditions de forage.
3. Conditions extérieures.

### I.2.1. Nature de formation forée

On peut citer ici:

- Teneur des hydrocarbures dans la formation forée.
- Propriétés Pétro physiques de formation (porosité et perméabilité).
- Propriétés physiques de formation (la température et pression).
- 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 la quantité de gaz mesurée.

**I.2.2. 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 par rapport aux outils à molettes, du fait que 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 détecté en surface.

- Contamination due aux additifs de boue (gasoil et d'autres).

**I.2.3. Conditions extérieures :**

On cite:

- Condensation des hydrocarbures plus lourds en temps froid - Piège et ligne : QGM ou CVD.

-Efficacité de piégeage de gaz.

-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).

-Taux d'aspiration.

- Volume de la ligne de gaz.

- Conditions de traitement d'échantillon de gaz (filtrage et séchage)

- Performance des outils d'analyse :

\* Type de l'analyseur (exclusivement FID).



\* séparation correcte C1 and C2.

\* Correcte fonctionnement des outils d'analyse.

\* Correcte calibration des outils d'analyse.

- Synchronisation de la profondeur et la lecture de gaz mesurée appropriée à cette profondeur.

Puisque les données de gaz (data gas) doivent être associées à la lithologie et aux paramètres de forage, une connaissance précise du (temps de récupération des déblais) lagtime est nécessaire pour assurer une correcte profondeur à ces données. (totaldepth and laggeddepth).

Plusieurs techniques existent pour vérifier le lag time, le plus sophistiqué est le test de carbide.

Il est nécessaire d'ajouter le lag time, le temps de parcours de l'échantillon à travers la ligne de gaz. Il est également nécessaire de synchroniser la réponse de GD (gas detector) avec celle du GC (gaz chromatographe) selon les temps de rétention (5 secondes pour GD, 60 secondes pour GC).

Les données chromatographiques (C2-C5) stockées à une profondeur donnée doivent être liées au cycle simple avec la valeur C1 la plus élevée enregistrée dans l'intervalle considéré.

Les exemples mentionnés ci-dessous montrent clairement l'influence de type et additifs de boue sur la quantité de gaz mesurée en surface.

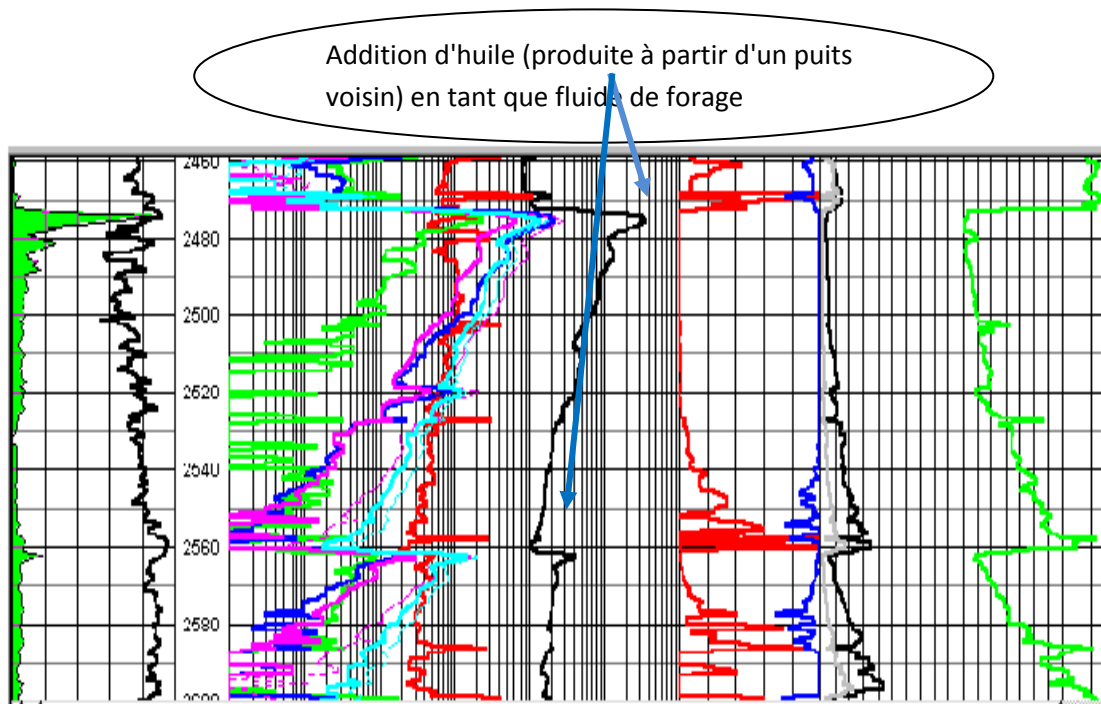


Figure.5: L'influence de type et additifs de boue sur la quantité de gaz mesurée en surface.

La figure montre une augmentation anormale de TG et de composants plus lourds correspond à l'addition de la nouvelle boue (base d'huile).

La figure ci-dessous montre l'influence de type de boue sur la mesure de gaz en surface. On voit

Une augmentation du Background gas (BG) et apparition des composants plus lourds dans l'intervalle de profondeur forée en utilisant un outil PDC avec un moteur.

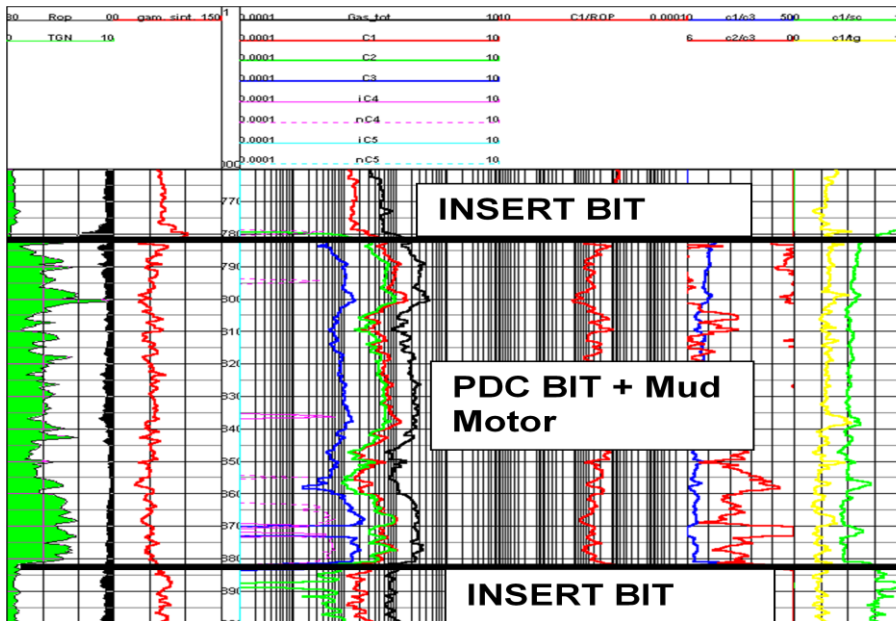


Figure.6: Influence de type d'outil de forage sur la mesure du gaz en surface.

# CHAPITRE II

**Matériels et méthodes**

## II.1 Méthode d'échantillonnage du gaz (du puits vers le system gaz)

### II.1.1 Détection des gaz

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 géologues et foreurs. La boue sort par les orifices de l'outil, remonte dans l'espace annulaire entre dans la garniture de forage et le puits jusqu'en surface. Là, elle est recueillie dans un tube vertical (tube fontaine), puis acheminée par un autre horizontal (goulotte) , Le dégazeur est installé sur la goulotte (mud box ) a partir supports de fixation. Le dégazeur agite violemment la boue provenant de la circulation afin de séparer le gaz de la phase Liquide.

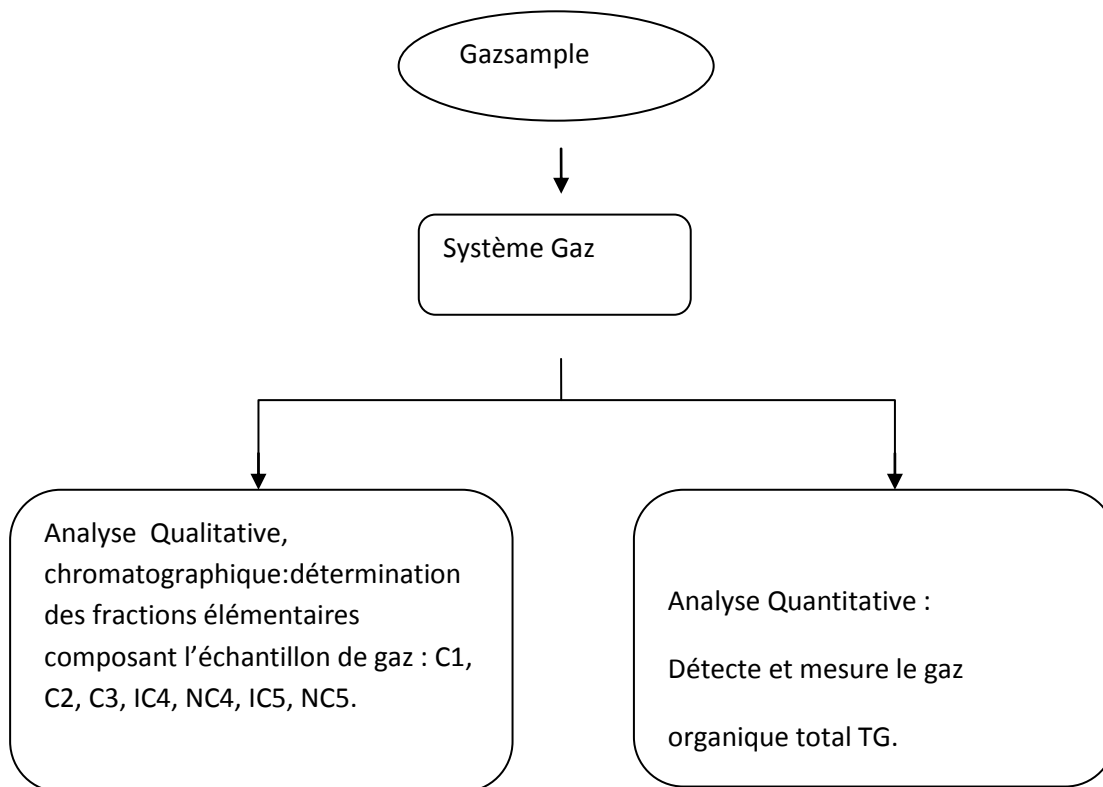


Figure.7: Traitement de gaz.

**1.1. 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. Il agite violemment la boue afin de séparer le gaz de la phase liquide.

### 1.1.1 Principe de fonctionnement

Le dégazeur agite la boue provenant de la circulation dans un corps cylindrique alimenté par une pompe, L'agitateur tourne à grande vitesse a pour but de faciliter la séparation de la boue au gaz. L'air balaie à l'intérieur du dégazeur et transporte l'échantillon de gaz par l'intermédiaire d'un flexible jusqu'au détecteur par 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 don composé de :

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

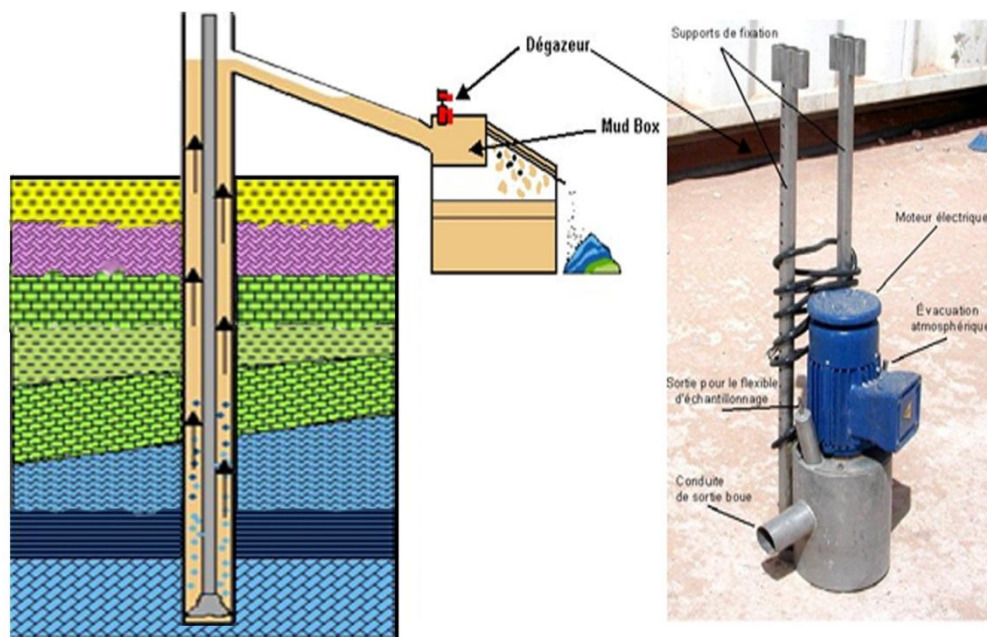


Figure.8: Explicative de principe de fonctionnement de dégazeur.

1.2. Ligne de gaz :

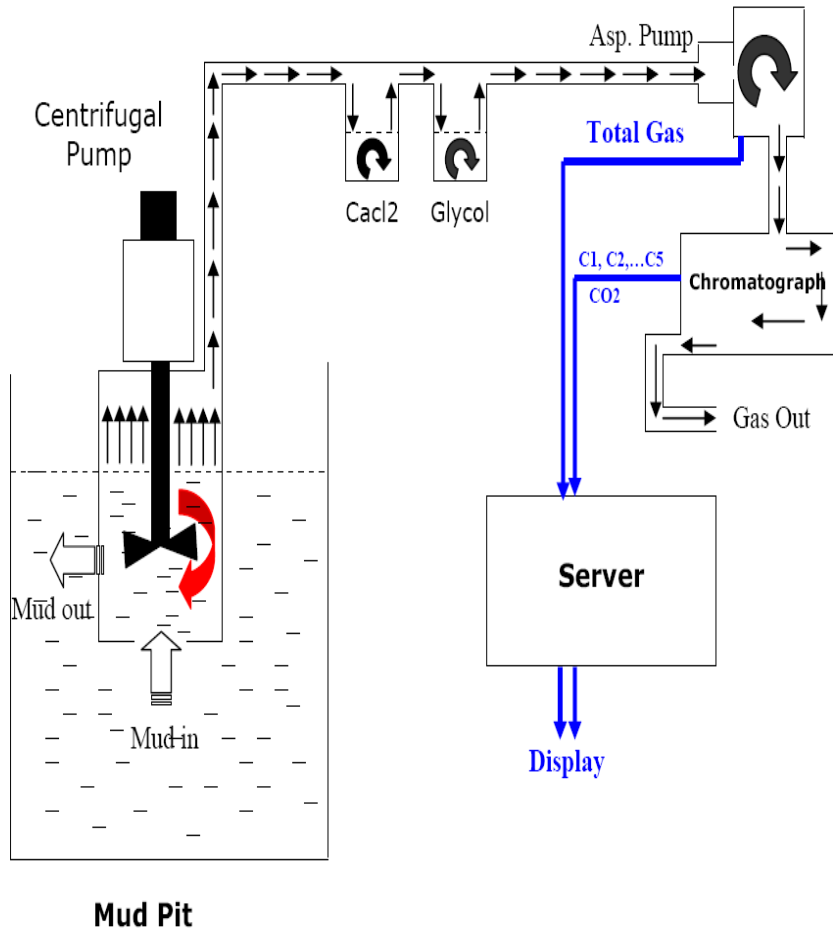


Figure.9: Ligne de gaz.

## II.2 Matériels utilisés pour l'analyse des gaz

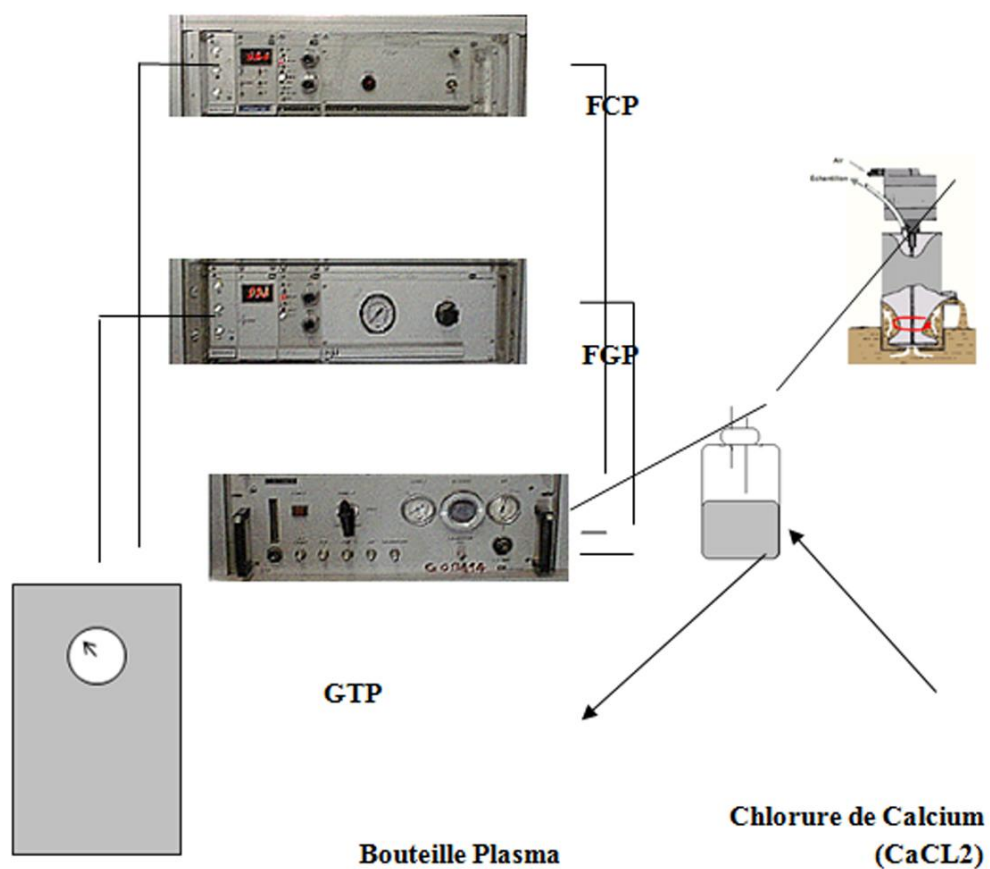
### 2.1 Analyse des gaz

**2.1.1. Système gaz:** Il est composé de deux panels :

-total gaz: étude quantitative % en TG contenu dans la boue

- chromatographe: étude qualitative déterminant les différents composés du gaz de C1 jusqu' à nC5

**Exemple:**( la cabine Géoservice GEO6000). **ALS 3**



**HOG :**(01 litre eau +115g de NAOH)

*Figure.10 : 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 flamechromatograph panel.
- Tandis que HOG.: Générateur d'hydrogène.

## 2.1. 2.Analyse quantitative

### 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.

N.B : il est impératif d'avoir toujours une seconde conduite en back up en cas de bouchage de la première.

### 2-2-Détecte et mesure le gaz organique total TG

Il sert 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).

#### 2-2-1-Les détecteur de gaz

C'est un détecteur très sensible basé 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

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).

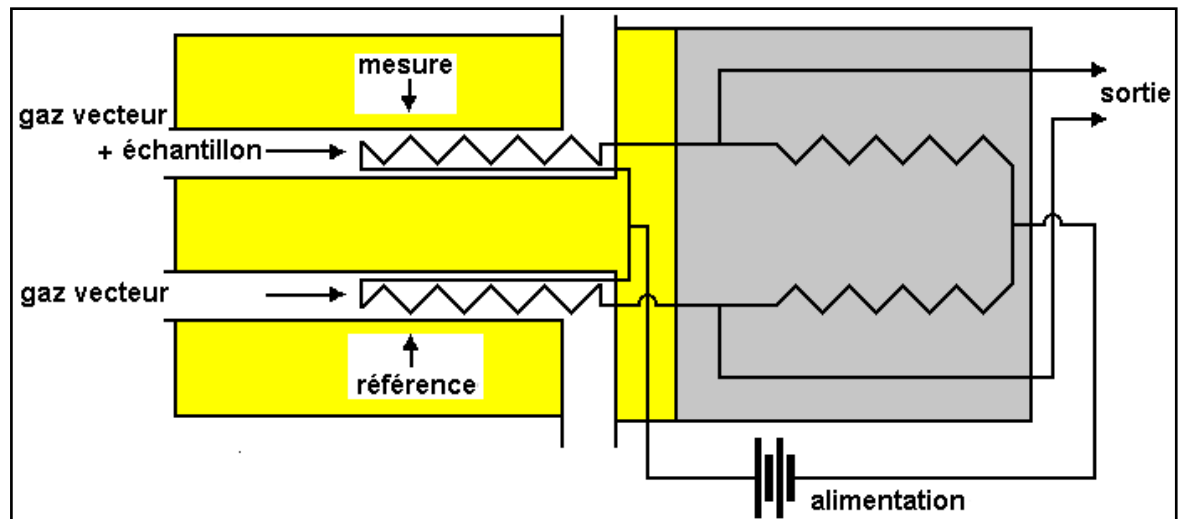


Figure.11: Principe d'un détecteur à conductivité Thermique et à combustion catalytique.

### b) Le détecteur à ionisation de flamme

Les détecteurs à ionisation sont maintenant employés dans la plupart des cabines sur les chantiers (GEOSERVICES et HALLIBURTON). 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. La buse du brûleur étant une des bornes d'un circuit et une électrode collectrice l'autre, les ions produits captés par cette dernière 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 potentiel au niveau du circuit.

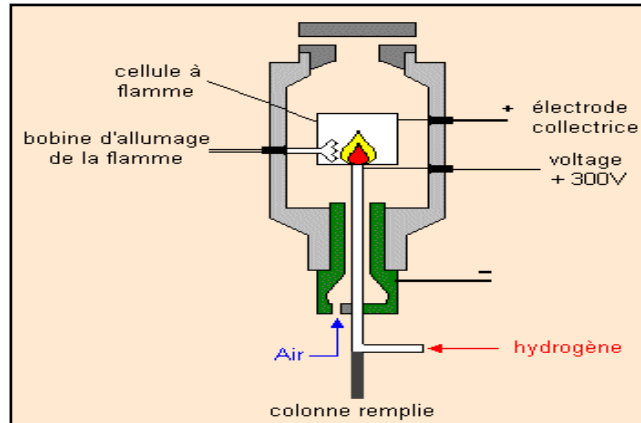


Figure.12: Principe d'un détecteur à ionisation.

Cet appareil nécessite un compresseur à air et une source d'hydrogène qui est fournie par un générateur permettant la fabrication du gaz précité à partir de l'hydrolyse de l'eau.



Figure.13: Compresseur à air

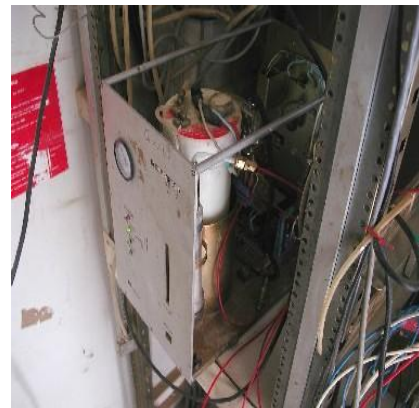


Figure.14: Générateur d'hydrogène

### 2.1.3. Analyse qualitative

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

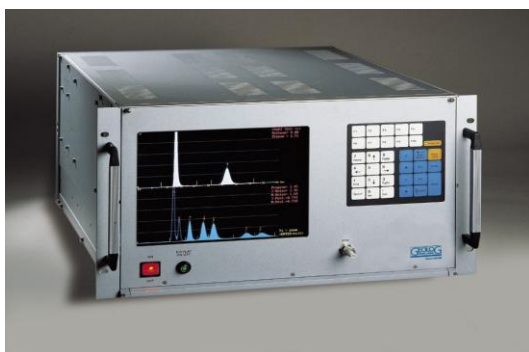


Figure.15: Chromatographe de système GEOLÓG



Figure.16: Chromatographe de système DATALOG

### 3.1. Chromatographie

#### ❖ Définition

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. Dans le cadre du MudLogging nous ne nous intéresserons qu'à la chromatographie en phase gazeuse, l'échantillon étant du gaz.

#### 3.1.1 Principe de fonctionnement du chromatographe Le bloc diagramme de l'analyse

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.

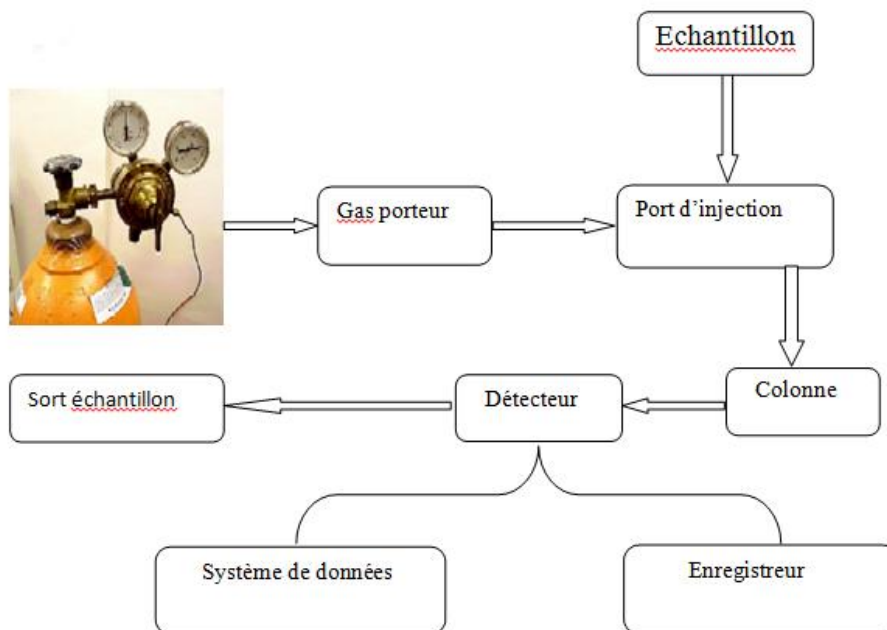


Figure.17: Bloc diagramme de l'analyse

#### 3.1.2 Principe de fonctionnement

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. 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.

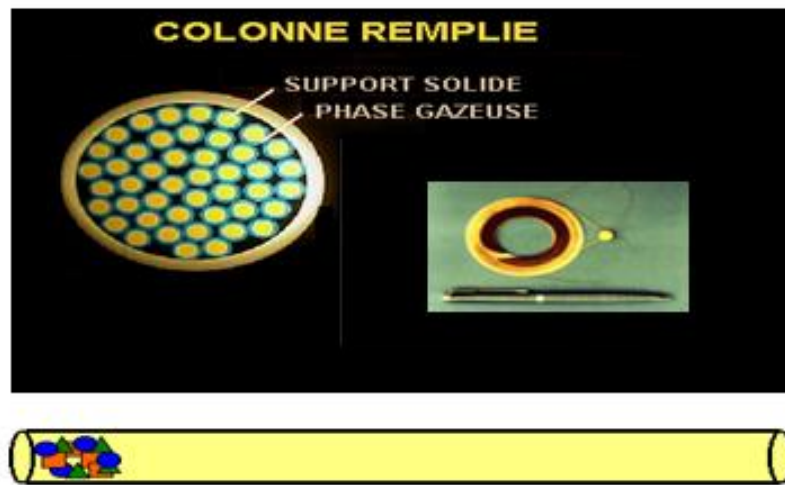


Figure.18: Colonne de chromatographe.

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.

### 3.1.3 Enregistrement graphique (chromatographe)

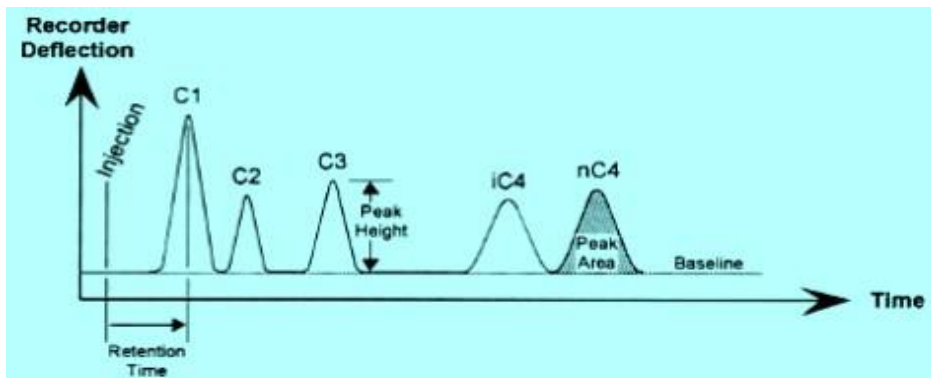


Figure.19: Enregistrement graphique (chromatographe GEOSERVICE).

### 3.1.4 Résultat d'analyse chromatographe:

Les gaz extraits de la boue Ce 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).

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.3 Méthodes d'interprétation

#### Méthode nouvelle ( LesGas Ratios)

Chromatographic  
gas ratios

Déterminer le type d'hydrocarbures: huile, Gaz, Condensât...

Déterminer les points de contact: gaz-huile, huile-eau...

Geosteering: réduction des coûts <sup>1</sup>

#### A. Déterminer le 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)

##### 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.

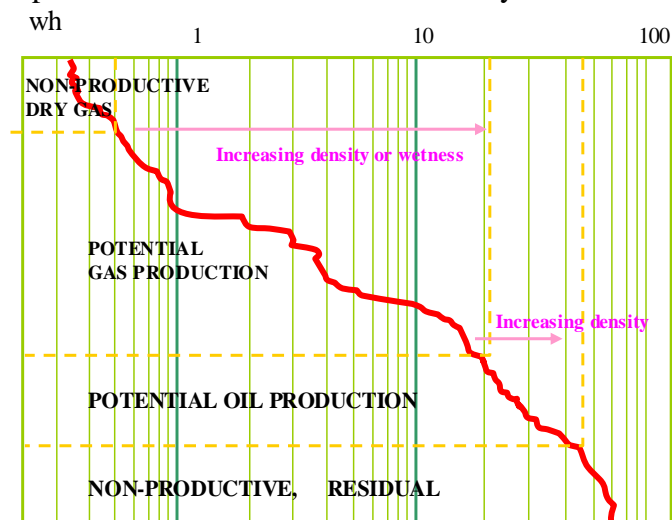


Figure.20: Wetness Ratio (WH)

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.

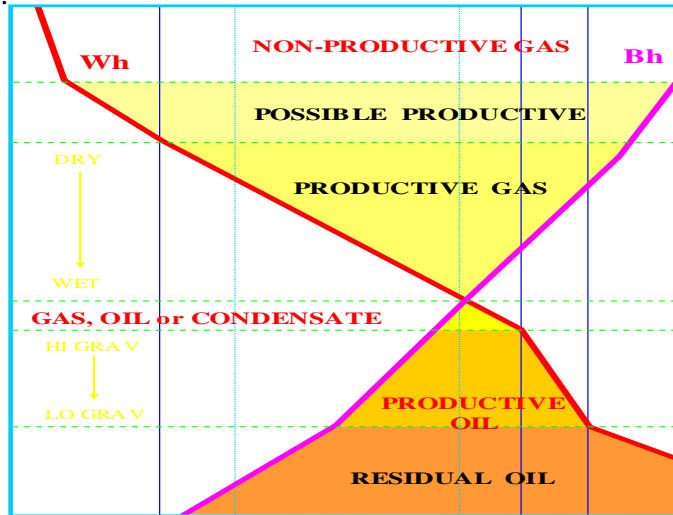


Figure.21: balance ratio(BH)

3) Character Ratio (Ch)

$$Ch = \left( \frac{C4 + C5}{C3} \right)$$

Ce rapport compare les composants lourds des gaz, à savoir le propane, le butane et le pentane. Il permet de déterminer finalement l'état physique des hydrocarbures en place, donc le type de réservoirs: GAZ ou LIQUIDE.

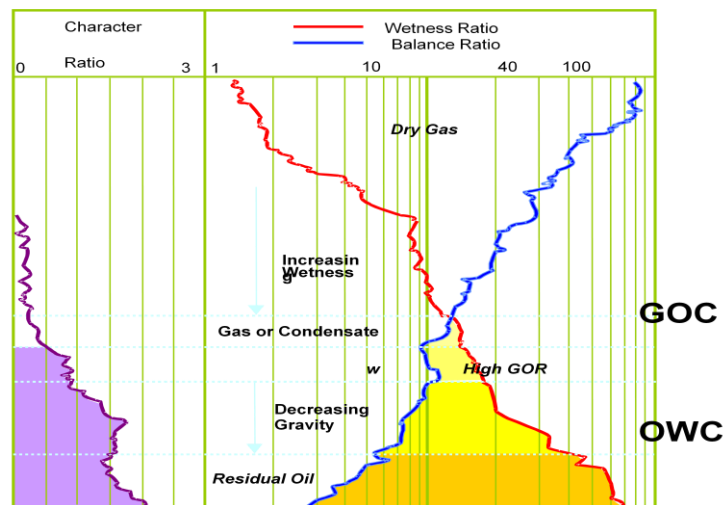


Figure.22: Character Ratio (Ch.)



- ❖ Selon les résultats des rapports, les zones du réservoir peuvent être évaluées en termes de nature Gaz, huile ou eau.

*Tableaux.1 : Evaluation du potentiel pétrolier des réservoirs*

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

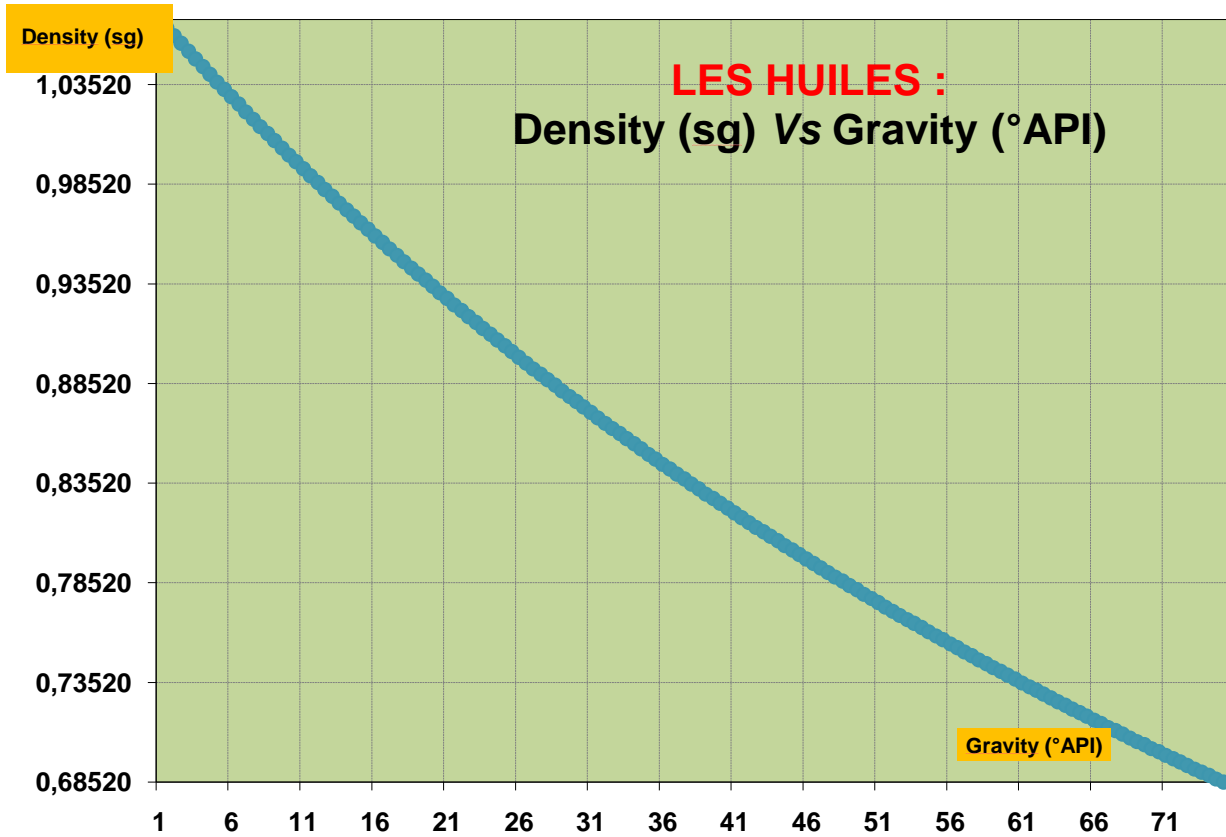


Figure.23 : Relation entre la densité et la gravité des huiles

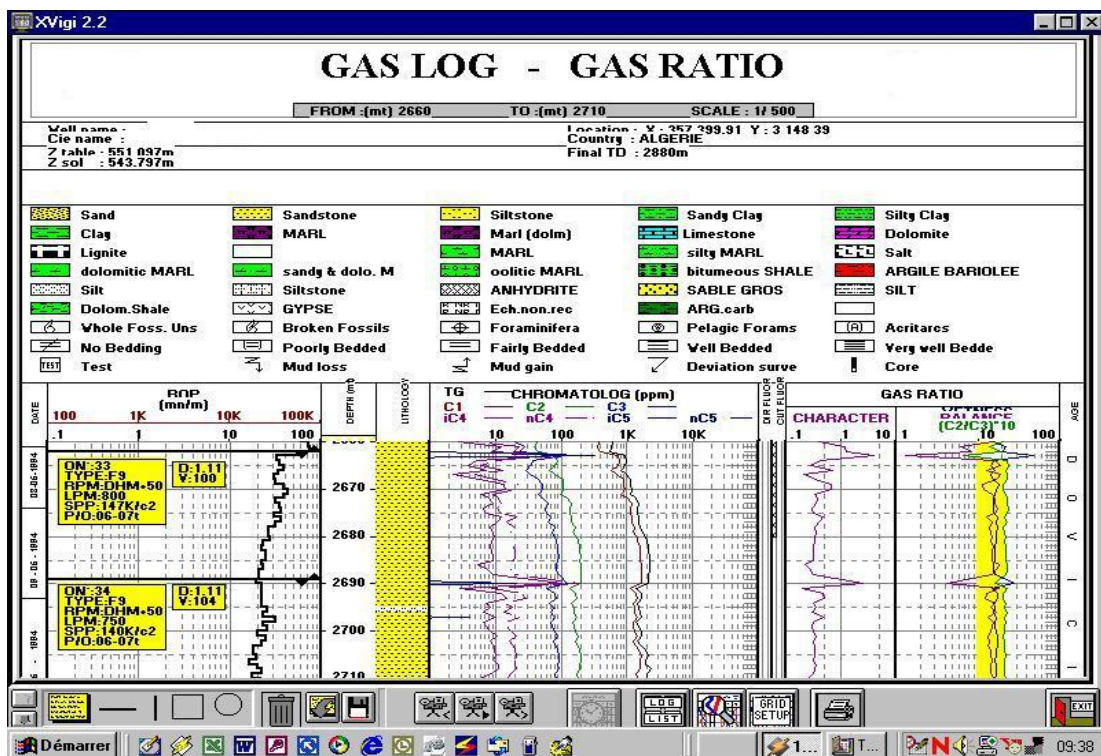


figure.24 : Gaz log - gaz ratio

- Caractérisation des réservoirs en fonction de la variation de la nature des hydrocarbures :

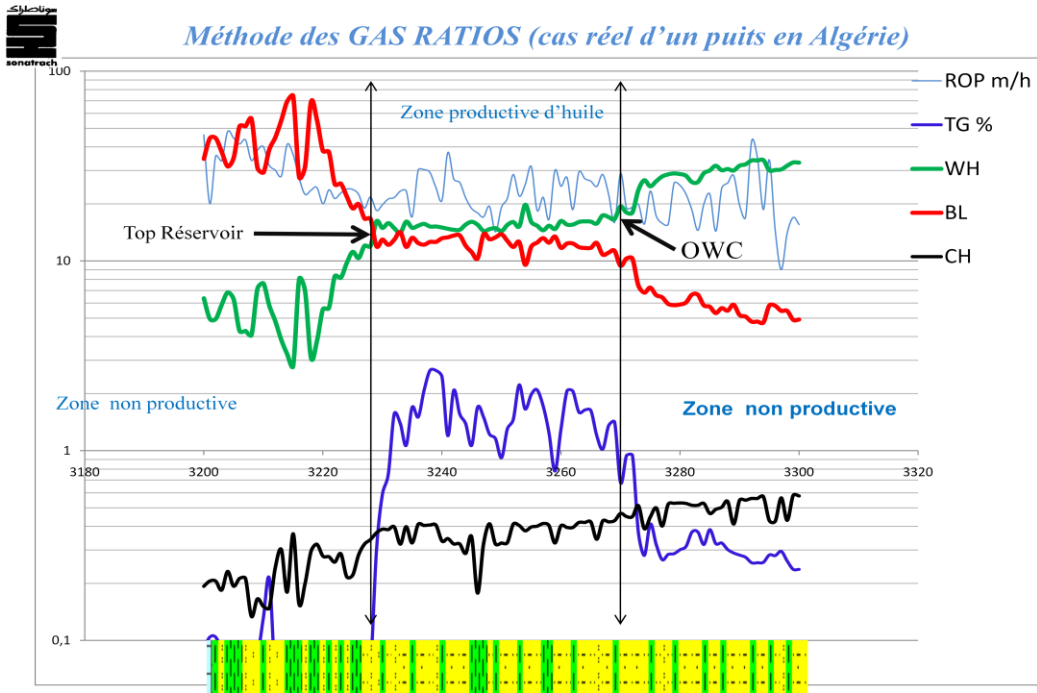


Figure.25: Méthode des GAZ RATIOS (cas réel d'un puits en Algérie)

**B. Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz**

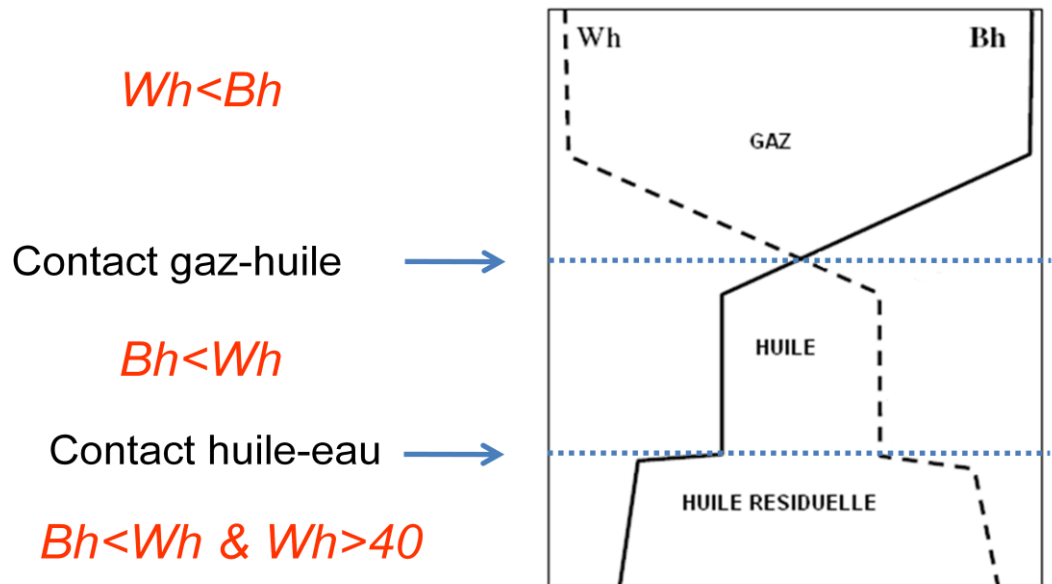


Figure.26: Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz

Cas d'un réservoir à l'huile

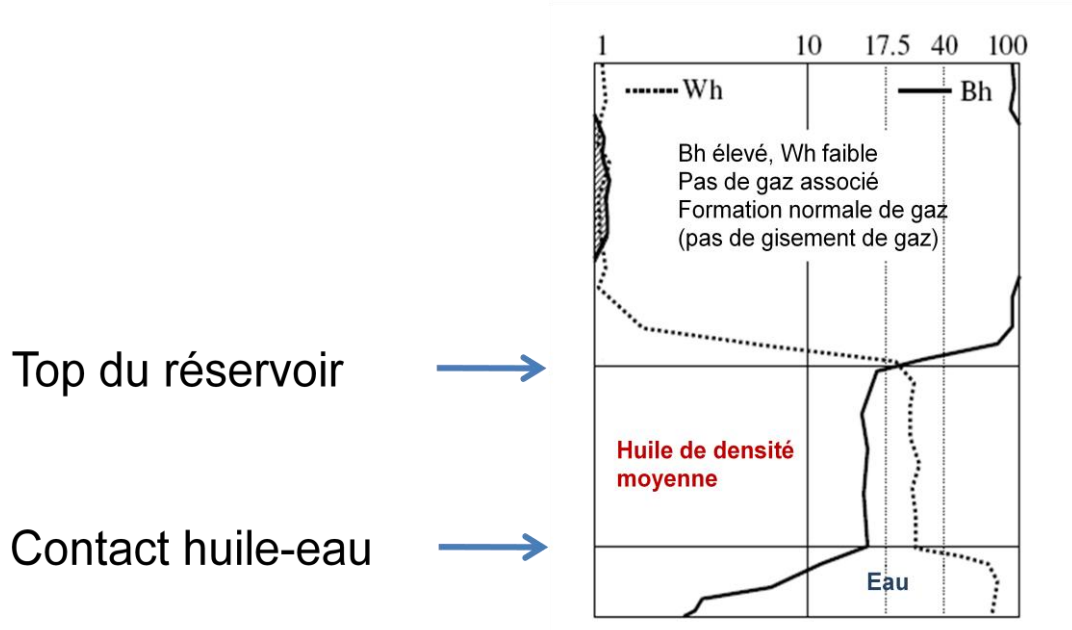


Figure.27: Cas d'un réservoir à l'huile

Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz

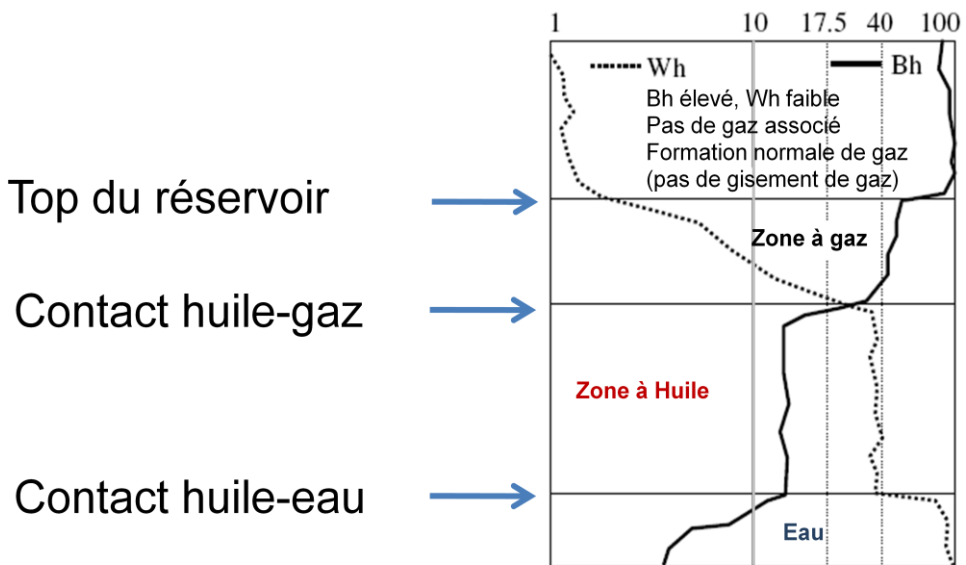


Figure.28 : Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz

**C. Applications au Géosteering**

Le Géosteering ou l'orientation du forage dans une direction donnée au fur et à mesure de l'avancement.

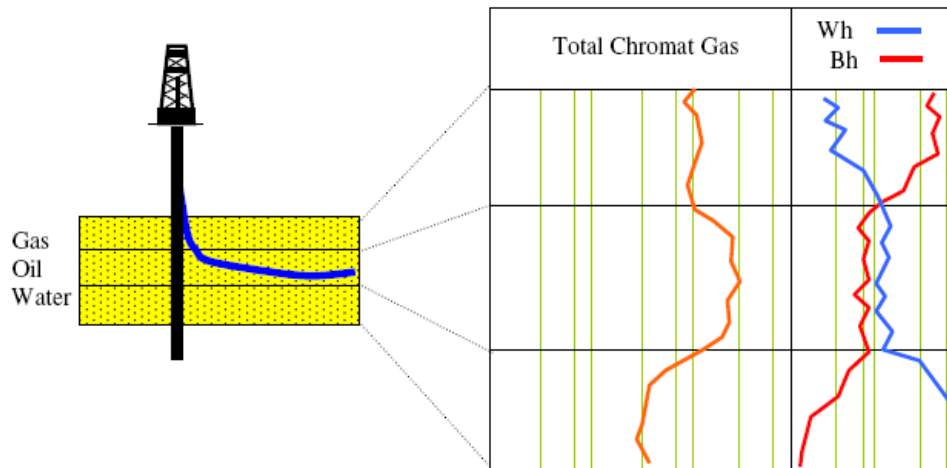


Figure.29 :Applications au Géosteering

❖ **Suivi des forages dirigés et assistance au foreur et au géologue**

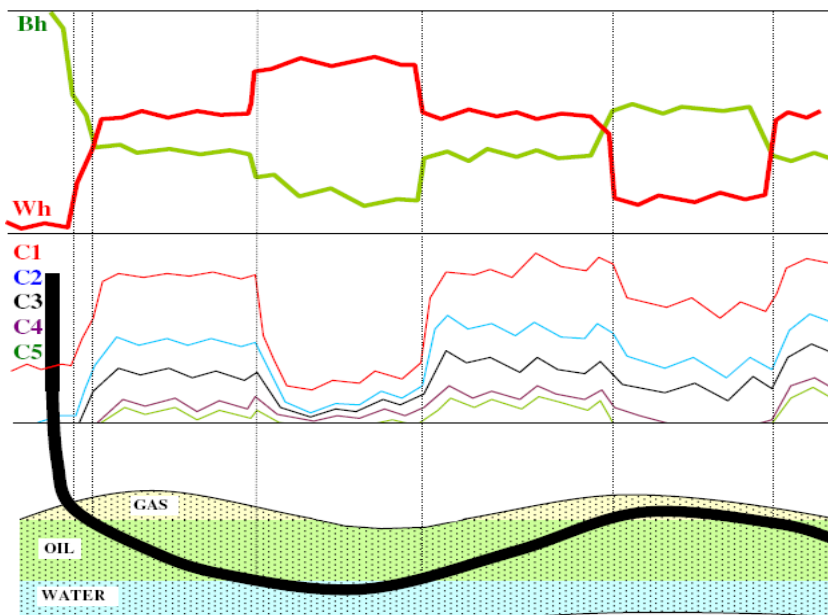


Figure.30:Suivi des forages dirigés et assistance au foreur et au géologue

- ❖ Optimisation de la hauteur utile avec une longueur d'avance par rapport aux LoggingWhileDrilling (LWD).

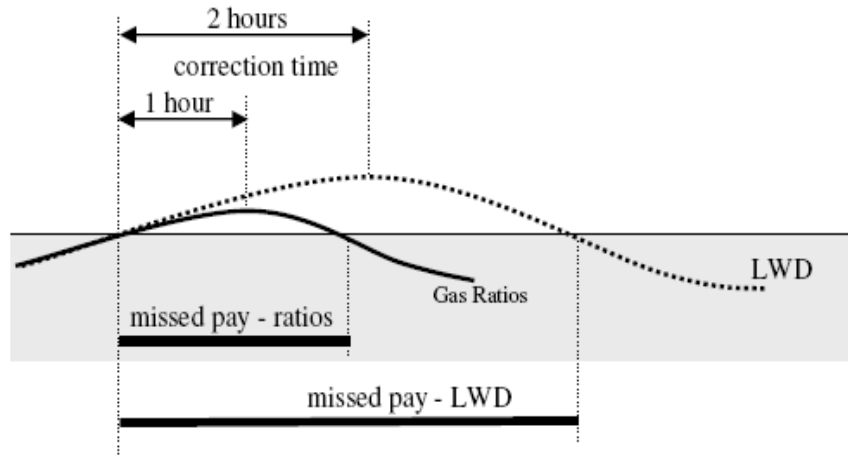


Figure.31 : Optimisation de la hauteur utile avec une longueur d'avance par rapport aux LoggingWhileDrilling (LWD)

# CHAPITRE III

**Résultats et discussion**

## Résultats et discussion

L'utilisation des gaz ratio est une méthode très efficace au cours des forages des hydrocarbures, cette méthode permet le suivi de l'évolution de sondage et les différentes formations et réservoirs traversés. Pour tester et donner un exemple de cette méthode, huit (8) puits ont été utilisés des puits à l'huile, à gaz et des puits des gaz non conventionnels en Algérie et en Lybie

### 1. Cas d'un réservoir à l'huile

L'exemple pour ce cas, il s'agit d'un puits qui se trouve dans le champ de HaoudBerkaoui, périmètre d'EL M' ZAID SUD BLOC 438C, le quartzite de **Hamara** est caractérisée par quartzite blanc, beige, massif, compact, parfois Grés quartzitique a silico quartzitique, fin a moyen sub-arrondi a sub-anguleux, dur Fissures remplit d'Argile noire, silteuse, micacée, indurée Grés très fin a fin silico quartzitique a quartzitique, bien consolide a compact, intercalation d'Argile grise a gris noire, silteuse, tendre a indurée.

De 4010 à 4060m :  $0,5 < W_h < 17,5$  &  $W_h < B_h < 100$  Zone productive de gaz, Augmentation du Wetness jusqu'à la rencontre du Balance.

De 4060 à 4077m :  $17,5 < W_h < 40$  &  $W_h > B_h$  zone productive d'huile, La densité d'huile croît avec la séparation des courbes.

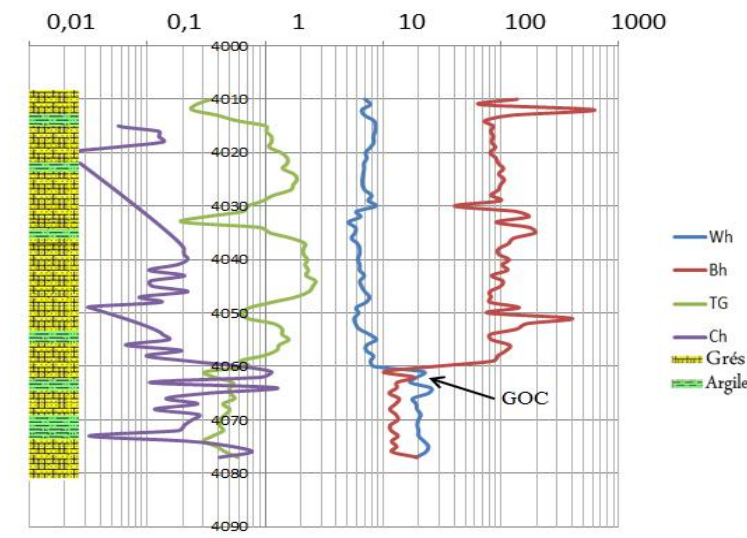


Figure.32 : Puits 1 exemple d'un réservoir à l'huile



## 2. Cas d'un réservoir à l'huile

Le 2<sup>ème</sup> exemple il s'agit d'un réservoir de **QUARTZITES DE HAMRA** de Grès blanc, translucide, rosâtre quartzitique, fin à très fin, anguleux à sub-anguleux et arrondi à sub-arrondi, dur à très dur et Quartzites: blanc à translucides, très dur, et d'Argile noire à gris noir, micacée, laminaire parfois pyriteuse, Grés blanc à brunâtres, fin moyennement siliceux, dur à très dur, Grés quartzitique: blanc à gris blanc, translucide, moyen à grossier, sub arrondi à arrondi, rarement sub anguleux à anguleux, Argile noire, laminaire, Quartzites et Grés quartzitiques blanc à gris blanc, translucide, transparent, fin à très fin rarement moyen à grossier, arrondis à subarrondis, anguleux à sub anguleux, dur à très dur, Argile noire à gris noire micacée laminaire parfois pyriteuse, Grés quartzitiques blanc, gris blanc à translucide fin à très fin parfois moyen à grossier, arrondis à sub arrondis, anguleux, sub anguleux dur à très dur.

De 4006 à 4048m :  $0,5 < Wh < 17,5$  &  $Wh < Bh < 100$  zone productive de gaz, Augmentation du Wetness jusqu'à la rencontre du Balance.

De 4048 à 4059m :  $17,5 < Wh < 40$  &  $Wh > Bh$  zone productive d'huile, La densité d'huile croît avec la séparation des courbes.

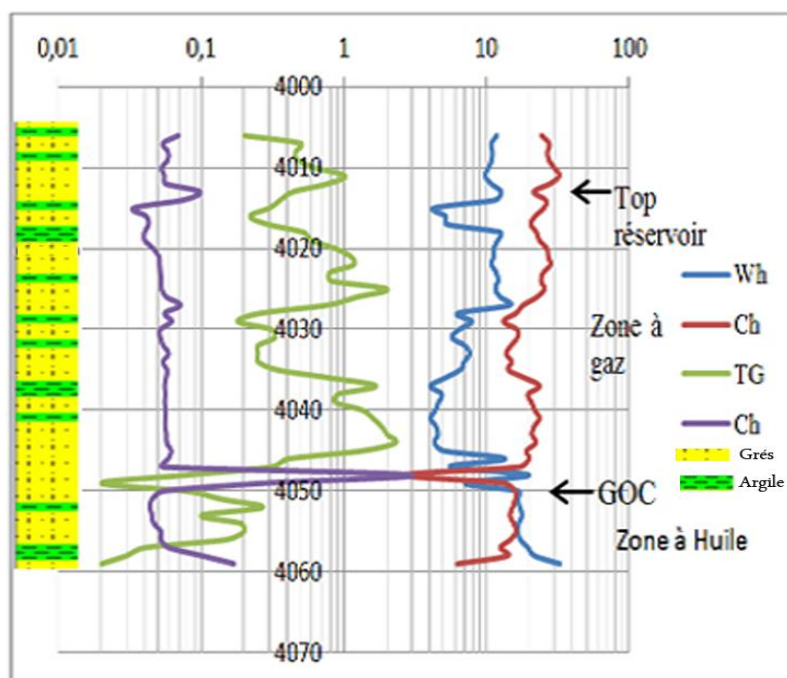


Figure.33:Puits 2 exemple d'un réservoir à l'huile

### 3. Cas d'un réservoir à l'huile

Le cas n°3 c'est puits à Huile léger, et à partir des valeurs représentées sur le graphe, on peut déterminer le contact entre les fluides du réservoir

De 3540 à 3565m : Dans cet intervalle il est indiqué que la valeur de balance  $B_h$  est supérieure à celle de Wetness  $W_h$ , le Wetness de son côté est entre 0,5 et 17,5.

Alors, on dit que cet intervalle contient du gaz productif.

De 3565 à 3627m : Le Wetness atteint des valeurs supérieures à 17,5 ce qui nous permet de dire qu'une production d'huile peut être existée.

Au même temps les valeurs de Balance  $B_h$  sont inférieures à celles de Wetness, ( $17,5 < W_h < 40$  &  $W_h > B_h$  zone productive d'huile, La densité d'huile croît avec la séparation des courbes).

De 3627m : Zone à Huile lourde ou huile résiduelle (eau).

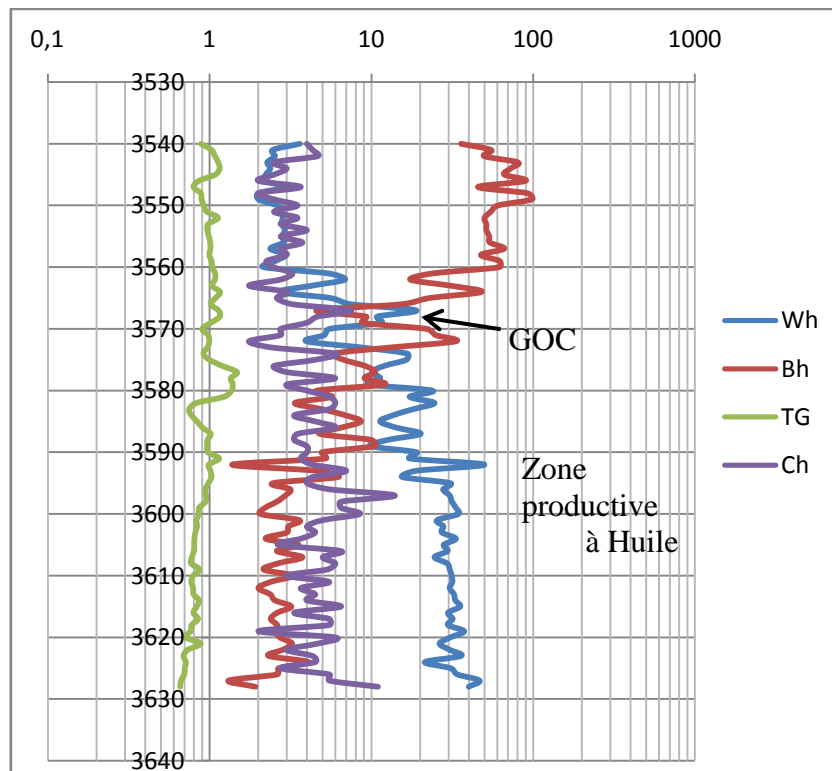


Figure.34 : Puits3 exemple d'un réservoir à l'huile

### 4. Cas d'un réservoir à l'huile

L'exemple pour ce cas, il s'agit d'un puits qui se trouve dans la Zone de Ledjmet Sud-Ouest bassin de Berkin l'âge de ce réservoir **SIEGÉNIEN** caractères par des Grès blanc à beige, très fin à fin, argileux, friable, rarement grisblanc à blanc, moyen, siliceux, subanguleux, mal classé, dur, et les données de carottage se sont :

4238m-4247m : Grès blanc à gris clair, fin à moyen, subanguleux, silico-argileux, moyennement dur, micacé, localement pyriteux.

Présence de nodule d'Argile gris foncé à noire par endroits avec rare passée d'Argile gris foncé à noire, indurée, silteuse à fortement silteuse, micacée, légèrement feuilletée.

F1 : Violette.

F2 : Blanche.

Porosité visuelle : Faible à moyen.

4247m-4256m : Grès blanc à gris clair parfois beige, fin à moyen, subanguleux, silico-argileux, moyennement dur, micacé.

Présence de nodule d'Argile gris foncé à noire par endroits avec rare passée d'Argile gris foncé à noire, indurée, silteuse à fortement silteuse, micacée, légèrement feuilletée.

F1 : Violette.

F2 : Blanche.

Porosité visuelle : Faible à moyen.

Argile grise, indurée, silteuse à fortement silteuse, micacée, légèrement feuilletée avec intercalations de Grès blanc à beige parfois gris blanc, fin à moyen, subanguleux, siliceux, dur, localement argileux à silico-argileux, friable à moyennement dur.

Argile gris noir, tendre à indurée, silteuse à fortement silteuse, micacée.

De 4240 à 4279 :  $0,5 < Wh < 17,5$  &  $Wh < Bh < 100$  zone productive de gaz, Augmentation du Wetness jusqu'à la rencontre du Balance.

De 4279 :  $17,5 < Wh < 40$  &  $Wh > Bh$  zone productive d'huile, La densité d'huile croît avec la séparation des courbes

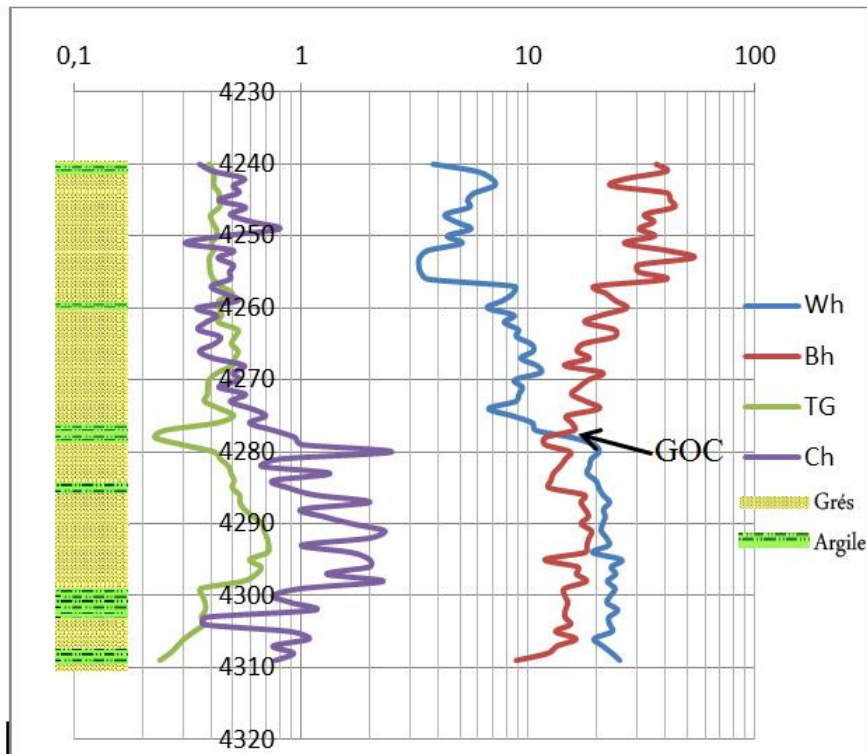


Figure.35 : Puits 4 exemple d'un réservoir à l'huile

## 5. Cas d'un réservoir à l'huile

Le 5<sup>ème</sup> exemple il s'agit d'un réservoir de **SIÉGÉNIEN** se trouve dans la Zone de Ledjmet Sud-Ouest bassin de Berkin se réservoir caractères par Grès beige, très fin à fin, argileux, friable, rarement blanc, moyen, sub-anguleux, siliceux, dur intercalé avec Argile gris noir, tendre à indurée, silteuse à fortement silteuse, micacée et le carottage donnée

4316m-4327m : Grès blanc à gris clair, fin à moyen, subanguleux, silico-argileux, moyennement dur, micacé. Présence de nodule d'Argile gris noir à noire par endroits.

F1 : violette.

F2 : Blanche.

Porosité visuelle : Faible à moyen.

4327m- 4329.5m : Argile gris noir à noire, indurée, silteuse, micacée, feuilletée.

4329,5m- 4332m : Grès blanc à gris clair, fin à moyen, subanguleux, silico-argileux, moyennement dur, micacé.

Présence de nodule d'Argile gris noir à noire par endroits.

F1 : violette.

F2 : Blanche.

Porosité visuelle : Faible à moyen.

4332m- 4334m : Grès blanc à gris clair, moyen, subanguleux, argileux, friable, micacé. Présence de nodule d'Argile grisnoir à noire.

F1 : violette.

F2 : Blanche.

Porosité visuelle : Bonne.

Argile grise à gris foncé localement gris clair , indurée, silteuseàfortementsilteuse, micacée intercalée avec Grès blanc à gris clair,moyen, subanguleux, siliceux, dur, localement beige, très fin à fin,argileux à silico-argileux, friable.

Argile gris foncé à gris noir, indurée, silteuseà fortement silteuse, micacée.

Alternance d'Argile grise à gris foncé parfois gris clair, localementrouge brique, verdâtre, tendre à indurée, silteuseà fortementsilteuse, micacée et de Grès blanc à gris clair, moyen, subanguleuxàsub-arrondi, siliceux à silico-quartzitique, dur, localement beige, trèsfin à fin, argileux à silico-argileux, friable passant parfois à Siltverdâtre, argileux, friable.

4449-4463m : Grès vert grisâtre à vert clair, parfois gris àgris clair, moyen à fin, subanguleux à subarrondi,silico-argileux, friable, micacé, parfois très fin passant àSiltstone, avec films et galets millimétriques àcentimétriques d'Argile grise à gris noir, indurée, silteuse,micacée.

De 4317 à 4337m : $0,5 < Wh < 17,5$  &  $Wh < Bh < 100$  zone productive de gaz, Augmentation du Wetness jusqu'à la rencontre du Balance.

De 4337 à 4458 : $17,5 < Wh < 40$  &  $Wh > Bh$  zone productive d'huile, La densité d'huile croît avec la séparation des courbes.

De 4458 : Zone à Huile lourde ou huile résiduelle (eau).

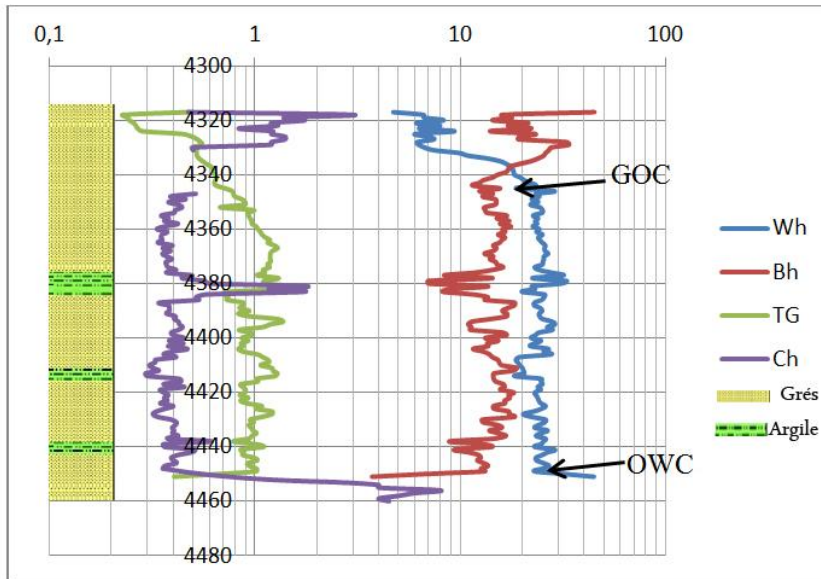


Figure.36 : Puits5 exemple d'un réservoir à l'huile

## 6. Cas d'un réservoir à l'huile lord

Cet exemple est un puits à huile lord dans la Lybie, Selon les valeurs représentées sur le graphe, on peut déterminer des intervalles :

De 9500 à 9547 m : Les valeurs de Wh sont supérieur à 17,5 indique le liquide, mais les valeurs très grand de Bh (supérieur à 100) avec le Ch indique une zone à gaz.

De 9547 à 9677m : la chute des valeurs de Bh avec l'augmentation de Ch indique une Zone à huile,  $17,5 < Wh < 40$  &  $Wh > Bh$  zone productive d'huile, La densité d'huile croît avec la séparation des courbes.

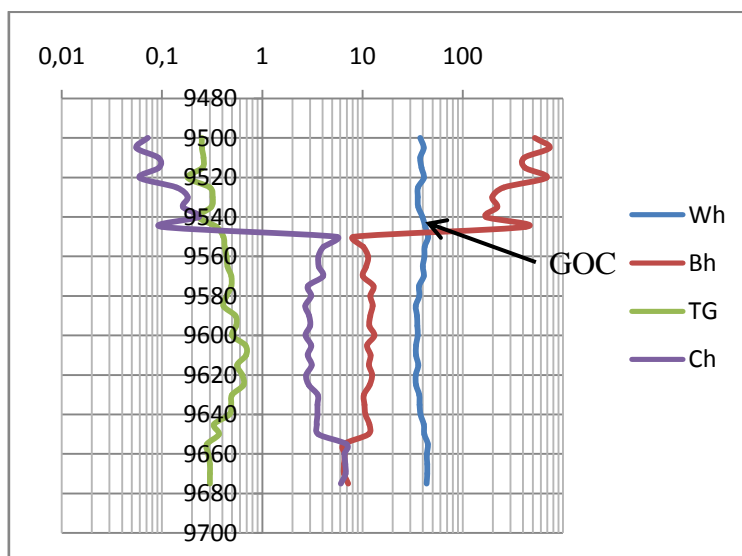


Figure .37 : Puits 6 exemple d'un réservoir à l'huile lord

## 7. Cas d'un réservoir à Gaz de Schiste

L'exemple c'est un puits à gaz de schiste, a partir des valeurs de Wh (varie entre 17,5 et 45) indique l'huile, mais les valeurs de Bh (varie entre 0,9 et 6) qui sont inférieurs de Wh ( $Wh \gg Bh$ ), avec les valeurs de Ch indique une zone à Huile lourde ou huile résiduelle (eau).

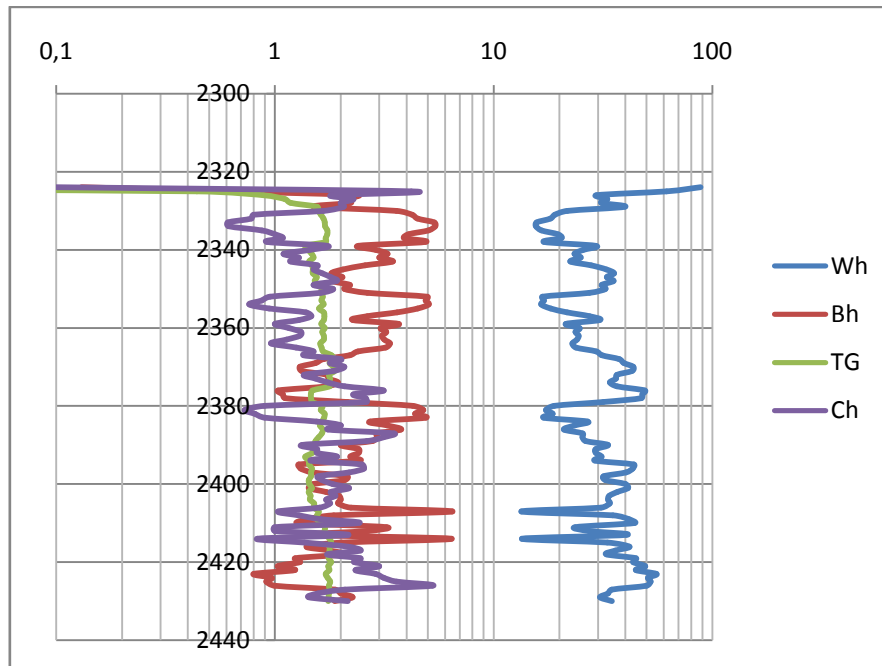


Figure.38 : puits 7 exemple d'un puits à gaz de schiste

### 8. Cas d'un réservoir à Gaz

Selon les valeurs représentées sur le graphe, on peut déterminer la nature de fluide de réservoir

Les valeurs de  $Wh$  varient entre 8 et 13 tandis que les valeurs de  $Bh$  varient entre 22 et 45, et les valeurs de  $Ch$  très petite ou presque nulle ce qui veut dire l'existence de gaz ( $0,5 < Wh < 17,5$  &  $Wh < Bh < 100$  Zone productive de gaz).

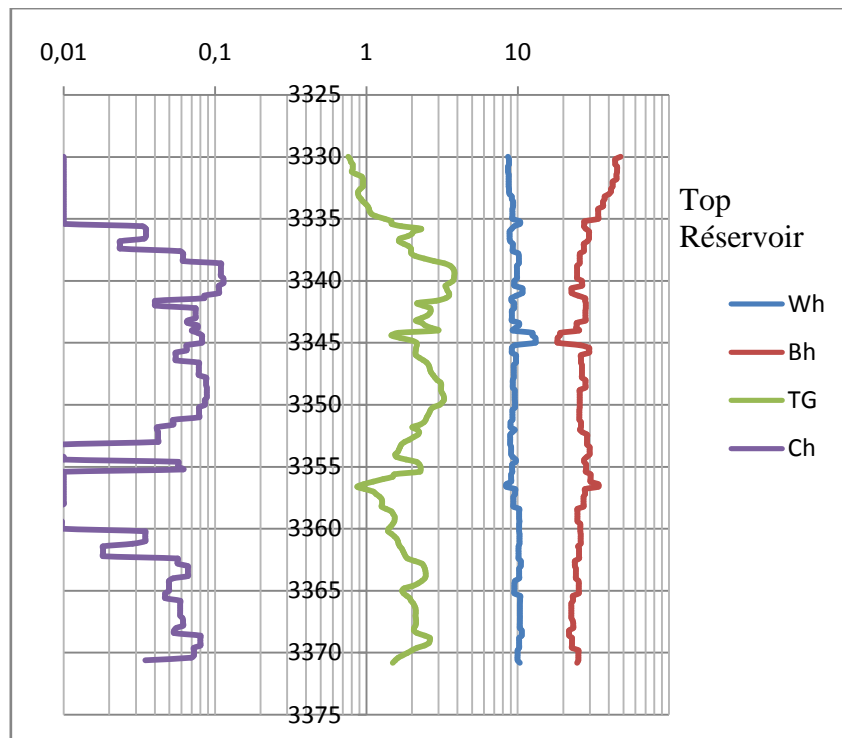


Figure .39 : puits 8 exemple d'un puits à gaz



- [1]. **AAPG Short Course Program - E&P Methods and Technologies**
- [2]. **DATALOG**, Hydrocarbon Evaluation and Interpretation. **CRD / DOP** (HassiMassaoud) **Inédit.**
- [3]. **DATALOG TECHNOLOGY INC.** Data Unit Manual, fundamental ALS of drilling engineering, geology etMudlogging, Wellsite operation. Ver1.0 (**CRD HassiMassaoud**) **Inédit.**
- [4]. **Detection, Analyse et Interpretation**(memoire licence Laggoune, Hacini 2011 /2013)
- [5]. **Gaz evaluation**, mars 2009: GEOLOG advanced industry courses 2009. 115 pages
- [6]. **Le gaz du mudlogging et son rôle dans la détection des réservoirs** (mémoire fin d'étudeAHMIME, LOUARKI 2011/2012)
- [7]. **Le gaz du mudlogging et son rôle dans la détection des réservoirs** (mémoire fin d'étude SEDDIKI, BEN KHAYA 2012/2013)
- [8]. **Weatherford Surface Logging Systems**, (2008): Hydrocarbon Evaluation and Interpretation Gas Ratios.47 pages.
- [9]. **Weatherford Surface Logging Systems**, (2008): Hydrocarbon Evaluation and Interpretation Gas Types. 50 pages.
- [10]. **ZATOUT**, février 2009 : gaz de mudlogging en cours de forage: détection, exploitation et application- activité amont division forage direction Mudlogging. 29 pages.

# CONCLUSION

Durant toute l'opération de forage une détection des gaz continue est faite afin de déterminer le pourcentage des différents gaz libérés de la formation traversée, ainsi que pour faire des analyses quantitatives et qualitatives des ces gaz par un système de gaz sophistiqué qui a pour but d'analyser les hydrocarbures portés du fond de puits par la boue de forage .

Ces analyses nous permettent de déterminer les zones productrices, d'isoler les zones non productrices et de préciser les limites du réservoir existé (Top &Bottom), en basant sur la méthode de gaz ratio (Wetness, Balance, Character).

On utilise cette méthodes pour calculer les ratios de gaz afin d'arriver à localiser les points de contact entre les divers fluides contenus dans le réservoir. Les calculés réaliser au cours de ce travail à donner les résultats ci-dessous :

Puits 1 : le contact gaz / huile 4060m.

Puits 2 : zone a gaz de 4005 à 4047m

Le contact gaz / huile 4047m.

Puits 3 : le contact gaz / huile 3565m

Zone productif a huile de 3565 à 3628m.

Puits 4 : zone productif gaz de 4240 à 4277m.

Le contact gaz / huile 4277m.

Zone productif a huile de 4277 à 4309

Puits 5 : zone productif gaz de 4320 à 4339m.

Le contact gaz / huile 4339

Zone productif d'huile de 4339 à 4451m.

Puits 6 : zone productif a gaz de 9500 à 9548m.

Le contact gaz / huile à 9548m.

Zone productif a huile 9548 à 9676m.

puits7 : puits a gaz de schiste.

Puits 8 : puits a gaz.

### Résumé :

Durant les opérations de forage, le géologue a un rôle primordial, afin d'établir des rapports sur l'état d'avancement et la reconnaissance de réservoir, qui est le but final de cette opération. Le géologue suit un important nombre des paramètres, soit des paramètres mesurés ou calculés, parmi les paramètres les plus exigés est celle du rapport des gaz ( gas ratio) ; trois rapports du gaz sont calculés à savoir ; rapport des gaz humide (wetness, Wh), le rapport balance de gaz (balance ratio, Bh) et le troisième le rapport caractéristique (caracter ratio, Ch). Le wethness (Wh) est rapport proportionnel à la densité du fluide analysé, le Bh ou le balance ratio, ce rapport permet une comparaison directe entre les hydrocarbures lourds et légers et enfin le character ratio permet de déterminer finalement l'état physique des hydrocarbures en place, donc le type de réservoirs: gaz ou liquide. Ces trois paramètres permettent la détermination de :

- Type d'hydrocarbures ;
- Les zones productrices ;
- Et les contacts entre les différents types des fluides.

Le présent travail a pour objectif le calcul de ces paramètres dans différents types des réservoirs.

**Les mots clés :** wetness , balance ,character.

### Abstract:

During drilling operations, the geologist has a role to report on the status and recognition of the reservoir, which is the ultimate goal of this operation. Geologist follow a large number of parameters, or parameters measured or calculated, among the most required is that the ratio of gas (gas ratio) parameters; three reports of gas are calculated namely; ratio of wet gas (wetness, Wh), the gas balance (balance ratio, Bh) and the third characteristic ratio (ratio character, Ch) report. The wetness (Wh) is proportional to the density of the fluid analysis report, the Bh ratio or balance, this report allows a direct comparison between the heavy and light hydrocarbons and finally character ratio ultimately determines the physical condition of hydrocarbons place, so the type of tank: gas or liquid. These three parameters allow the determination of:

- Type of hydrocarbons.
- The producing areas.
- And the contacts between the different types of fluids.

This work aims to calculate these parameters in different types of reservoirs.

**Key words:** wetness , balance ,character.

### ملخص:

أثناء عمليات الحفر للجيوولوجي دور أساسي من أجل تحرير تقارير حول حالة التقدم في الحفر ومعرفة الخزان البترولي وهو الهدف النهائي لعملية الحفر.

يتابع الجيوولوجي عدد هام من الوسائط سواء الوسائط المقاسة أو المحسوبة ومن بين الوسائط الهامة هو النسبة بين مختلف الغازات حيث أثناء عملية الحفر تحسب ثلاثة نسب من الغازات من بينها نسبة الغاز الرطب، توازن الغاز و النسبة المميزة ، فيما يخص الوسيط الأول يتناسب طردا مع كثافة الموائع، أما الثاني فهو يسمح بمقارنة مباشرة بين الهيدروكربونات الخفيفة و الثقيلة و أخيرا النسبة المميزة للغاز التي تسمح بدراسة الحالة الفيزيائية للهيدروكربونات و بالتالي نوع الخزان ، غازي أو سائل .

وهذه الثلاث وسائط تسمح بتحديد نوع الهيدروكربونات الموجودة ، المناطق المنتجة و التماس بين مختلف أنواع الموائع سواء الغازية أو السائلة.

يهدف هذا العمل إلى حساب هذه الوسائط في مختلف أنواع الخزانات.

**الكلمات المفتاحية :** الوسائط، الرطب، التوازن، المميز.