

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables, et des sciences de la terre
et de l'univers

Département de Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage

Présenté par : HIMOURA Houcine

KHELLAF Amir

DOUADI Salah Eddine

Thème

L'importance de la surveillance géologique (Mud logging) dans les forages pétroliers

Soutenu publiquement

Le : 21/06/2018

Devant le jury :

Président : Mr. ZIARI Saber

Encadreur : Mr. MECIBAH Ilyes

Examineur : Mr. FENAZI Bilel

Année Universitaire : 2017 / 2018

REMERCIEMENTS

*Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant,
qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce travail.*

En second lieu, nous tenons à remercier notre encadreur Mr :

Mecibah Ilyes,

*son précieux conseil et son aide durant toute la période
du travail.*

*Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury
pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant
d'examiner notre travail Et de l'enrichir par
leurs propositions.*

*Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes
qui ont participé de près ou de loin à la réalisation
de ce travail.*

Dédicaces

*Je dédis ce modeste travail à **mes chers Parents** qui m'ont encouragé tout le long de mes Études, et à qui je dois toute réussite.*

A mes frères

*A mes sœurs et toute la famille **Douadi***

*A mon encadreur **Ilyes Mecibah***

A tout mes amis

A l'équipe de mudlogging tp 226

*A mes trinôme **Houssine** et **Amir***

A tous mes collègues de la

Promotion 2013/2014

SALAH

Dédicace

*Je dédie ce mémoire à toute ma famille surtout
mes chères parents, mes frères : **FAYÇEL, SALAH,
MESSAOUD, BADRI, NAOUEL, NADJWA et SARRA.***

*Je le dédie aussi à mon professeur Monsieur **I. MECIBAH***

A tous mes camarades du groupe 01 forage :

AMIR, YAHYA, ZINOU.

*A tous mes amis, en particulier : **BRAHIME, CHIHEB,***

SALAH, AHMADE.

*A tout ma famille : **RABAH.***

*Enfin, à tout ceux qui m'ont aidé de près et de loin durant les
moments difficiles.*

Houcine

Dédicaces

*Je dédis ce modeste travail à **mes chers Parents** qui m'ont encouragé tout le long de mes Études, et à qui je dois toute réussite.*

*A mes frères **Ayoub, Ahmed et Aymen***

*A mes sœurs et toute la famille **KHELLAF***

*A mon encadreur **Ilyes Mecibah***

*A mes amis **Zouhir, DJamel,***

Mohammed, Mabrouk, Chichou, Tamer, Younes,

Fouaz, Zinou, Yahia, Fethi, Zaki, Dj,

Fouad, Mounir, Brahim...

A tout mes amis de facebook

A l'équipe de mudlogging de sinopec tp 238

*A mes trinôme **Houssine et Salah***

A tous mes collègues de la

Promotion 2013/2014

AMIR

RESUME:

FRANÇAIS

Le mudlogging est l'une des activités importantes dans l'opération de forage ; elle sert de dispositif de sécurité, aussi bien que de la réception des informations recueillies par les services. Cette unité a principalement trois parties; le contrôle géologique, la boue et le contrôle des paramètres du forage et des instruments de détection de gaz.

Dans ce memoire on essaye d'expliquer l'importance de la surveillance géologique dans les forages pétroliers en:

- Présantant les différents capteurs utilisés pour capter un certain parameter de forage
- Présantant l'indice de gaz et les résultats de carottage.

Les mot clés: mudlogging, sécurité, géologé, capteur, gaz et carottage

ARABE:

يعتبر تسجيل الوحل أحد الأنشطة الهامة في عملية الحفر، فهو بمثابة جهاز السلامة، وكذلك استلام المعلومات التي تم جمعها من قبل الخدمات. هذه الوحدة لديها ثلاثة أجزاء رئيسية، المراقبة الجيولوجية، الوحل والتحكم في إعدادات الحفر وأجهزة كشف الغاز.

في هذه المذكرة نحاول شرح أهمية المراقبة الجيولوجية في التنقيب عن النفط من خلال:

- عرض أجهزة الاستشعار المختلفة المستخدمة لالتقاط إعدادات حفر معينة.
 - عرض مؤشر الغاز ونتائج الحفر.
- الكلمات المفتاحية: تسجيل الوحل، أمان، جيولوجيا، جهاز استشعار، الغاز والحفر.

ANGLAIS:

mudlogging is an important activity in the process of drilling, it's considered as safety gears, so are the collected data from the services. this unit consists of 3 main parts: geological observation, mud and controlling the drilling settings and gas detectors. in this dissertation, we attempt to explain the importance of geological observation in the process of drilling and exploration of oil, and that's through:

- presenting the different types of sensors used to capture the settings of certain holes
- presenting the gas indicator and the results of coring

key words : mudlogging, safety, geology, sensor, gas and coring

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Le pourcentage de calcimètre.....	15
Tableau 2: La description géologique d'une roche.....	17
Tableau 3: Evaluation du potentiel pétrolier des réservoirs.....	29
Tableau 4: paramètres recommandés au cours de carottage.....	39
Tableau 5: Résultats de la méthode de gaz ratio.....	60
Tableau 6: Les propriétés pétrophysiques de certains puits du réservoir à partir de l'analyse des carottes.....	62

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Capteur de Poids au crochet.....	4
Figure 2 : Capteur de Rotation.....	4
Figure 3 : Capteur de profondeur.....	5
Figure 4 : Capteur de Torque.....	5
Figure 5 : Capteur de Pression.....	5
Figure 6 : Capteur de Débit (Flow in).....	5
Figure 7 : Capteur de Débit (Flow out).....	5
Figure 8 : Capteur de Densité.....	5
Figure 9 : Capteur Température.....	6
Figure 10 : Capteurs de Niveau des bacs.....	6
Figure 11 : Schéma d'emplacement des capteur.....	6
Figure 12 : L'emplacement de Dégazeur.....	8
Figure 13 : Bouteille helium.....	10
Figure 14 : CaCl ₂	10
Figure 15 : Outillages utilises pour le suivi géologique dans la cabine Mud logging	11
Figure 16 : Collection des cuttings au niveau des tamis vibreur.....	12
Figure 17 : lavage et tamisage d'échantillon.....	13
Figure 18 : Étiquetage et emballage des échantillons.....	14
Figure 19 : L'analyse des échantillons sur le Microscope Binoculaire.....	14
Figure 20 : Le calcimétrie.....	15
Figure 21 : Fluorescence.....	16
Figure 22 : fiche à carotte.....	18
Figure 23 : modèle de Masterlog puits MD 682.....	19
Figure 24 : Système de Gaz.....	21
Figure 25 : Principe d'un détecteur à conductivité Thermique et à combustion catalytique.....	23

Figure 26 : Principe d'un détecteur à ionization.....	23
Figure 27 : Compresseur à air.....	24
Figure 28 : Générateur d'hydrogène.....	24
Figure 29 : Chromatographe de système GEOLOG.....	24
Figure 30 : Chromatographe de système DATALOG.....	24
Figure 31 : Bloc diagramme de l'analyse.....	25
Figure 32 : Colonne de chromatographe.....	25
Figure 33 : Enregistrement graphique (chromatographe GEOSERVICE).....	26
Figure 34 : Wetness Ratio (Wh).....	28
Figure 35 : balance ratio(BH).....	28
Figure 36 : Character Ratio (Ch.).....	29
Figure 37 : Gaz log - gaz ratio.....	30
Figure 38 : Méthode des gaz ratios (cas réel d'un puits en Algérie).....	30
Figure 39 : Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz.....	31
Figure 40 : Cas d'un réservoir à l'huile.....	32
Figure 41 : Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz.....	32
Figure 42 : 250P Core Barrel BHI (Christensen).....	35
Figure 43 : Description du carottier 250P.....	37
Figure 44 : Schéma du dispositif expérimental de mesure de porosité totale par saturation à l'eau.....	46
Figure 45 : Schéma de la cellule utilisée pour la porosimétrie par injection de mercure.....	49
Figure 46 : Capteur de poids sur le circuit hydraulique du brin mort "WOH".....	51
Figure 47 : Capteurs de Torque à effet Hall.....	52
Figure 48 : Position du capteur RPM.....	54
Figure 49 : Capteur pression d'injection sur stand pipe "SPP".....	55
Figure 50 : Capteurs de profondeur.....	56
Figure 51 : exemple d'un réservoir d'huile puits MD 693.....	57

Figure 52 : les résultats de porosité et perméabilité a partir l'analyse de carotte 1...	61
Figure 53 : les résultats de porosité et perméabilité a partir l'analyse de carotte 2...	62
Figure 54 : puits MD 679.....	64
Figure 55 : puits MD 680.....	64
Figure 56 : puits MD 681.....	65
Figure 57 : puits MD 693.....	65

LISTE D'ABREVIATION :

Wh	Wetness Ratio
Bh	Balance Ratio
Ch	Character Ratio
ROP	Rate Of Penetration, vitesse d'avancement.
WOB	Weight On Bit, poids sur l'outil.
RPM	Rotation Par Minute, vitesse de rotation.
SPP	Stand Pipe Pression, pression à l'intérieur du tubage.
TORQE	le travail de coupelle
SPM	Strocks Par Minute
WOH	Weight On Hook
WHP	CASING PRESSURE
TG	Total Gaz
DAU	Data Acquisition Unit
BRF	Bouchons de Reprise de Fond
TGD	Total Gaz Detector

SOMMAIRE :

INTRODUCTION	1
--------------------	---

CHAPITRE I

1. Définition de Mud logging	3
1.1. Historique de mud logging	3
2.1. Partie technique de la surveillance	4
2.1.1. Spécification technique des détecteurs	4
2.1.2. Le rôle des capteurs de la cabine mudlogging	6
2.1.3. Détection du gaz	7
2.2. Traitement et description des cutting.....	11
2.2.1 Echantillonnage.....	12
2.2.2. Etablissement d'un Masterlog.....	19
2.3. Réalisation des rapports (Reporting)	20
2.4. Les résultats du Mud logging	20

CHAPITRE II

1. Matériels utilisés pour l'analyse de gaz.....	21
1.1. Système gaz	21
1.2. Analyse quantitative	21
1.2.1. Échantillonnage.....	21
1.2.2. Détection et mesure de gaz organique total TG	22
1.3. Analyse qualitative	24
1.3.1. Chromatographie.....	24
1.4. Méthodes d'interprétation.....	27
1.4.1. Méthode nouvelle (Les Gas Ratios).....	27
2. Carottage	33

2.1. Introduction	33
2.2. Carottier standard	34
2.2.1. Eléments d'un carottier standard	34
2.2.2. Composition de la garniture de carottage	38
2.2.3. Mode opératoire	38
2.3. Carottage.....	38
2.3.1. Coupe de la carotte.....	39
2.3.2. Reprise du carottage après ajout d'un simple	40
2.3.3. Extraction de la carotte (avec extracteur)	40
2.3.4. Analyse des carottes.....	42
2.4. Les propriétés pétrophysiques	44
2.4.1. La perméabilité	44
2.4.2. Porosité	45
3. Les paramètres de forage	50
3.1. Capteur de poids (WOH)/(WOB).....	50
3.2. Capteur de Torque	52
3.3. Capteur de rotation RPM.....	53
3.4. Capteur de pression stand pipe et dans l'annulaire.....	55
3.5. Vitesse d'avancement(ROP) / profondeur (Depth).....	56
3.6. Le "d" exposant.....	57

CHAPITRE III

1. Indice de gaz	59
2. Propriétés pétrophysiques	61
3. Le d-exposant	64
CONCLUSION.....	67

BIBLIOGRAPHIE

INTRODUCTION

Une surveillance géologique (Mud logging) adéquate durant la réalisation d'un forage pétrolier est considérée comme un élément principal de sécurité pétrolier. Et même pour arriver à la phase de production et pour avoir des taux de production considérables.

Le terme Mud logging signifie tout enregistrement de données ou informations acheminées par la boue de forage. La première source d'information importante pour le géologue d'exploration et permettant d'évaluer l'intérêt ainsi que la nature du réservoir traversé qui peuvent être évaluée en temps réel en utilisant des applications basées sur la méthode des Gaz Ratios, usant les résultats d'analyse en quantité et la nature du gaz extrait de la boue.

En forage, les déblais remontés par la circulation ne sont pas toujours représentatifs. Pour le géologue, les renseignements sont incomplets. Ces déblais peuvent provenir de niveaux différents (cas de retombées) et la vitesse de remontée des déblais est incertaine.

Le carottage procure des spécimens intacts de la formation. C'est la seule méthode pour faire des mesures directes sur la roche et connaître les propriétés des fluides contenus.

Ces échantillons de carotte présente une des sources les plus précieuses de données pour l'étude de roches de subsurface et de réservoirs. Par conséquent, carotter est une méthode très importante d'obtention de données pour les géologues, les ingénieurs de forage, les prétophysiciens et les ingénieurs de réservoir.

L'objectif principal de ce travail est d'essayer de comprendre, décrire et expliquer l'importance de la surveillance géologique dans les forages pétroliers. On note particulièrement, l'indice de gaz et les résultats de carottage.

En vue d'atteindre ces objectifs, plusieurs chapitres ont été abordés, qui sont :

- Le premier chapitre est consacré à la présentation de la cabine géologique, dont l'objectif est de présenter les différents capteurs
- Le deuxième chapitre présente un aperçu sur les matériels utilisés pour l'analyse de gaz, le principe de fonctionnement, et les méthodes d'interprétation.

- Le troisième chapitre s'articule sur les résultats de la méthode de gaz ratio et propriétés pétrophysiques des quatre puits étudiés.

CHAPITRE I

Généralité sur la cabine géologique

1. Définition de Mud logging

Le terme Mud logging est composé de deux mots : Mud, qui signifie la boue et logging qui signifie, enregistrement des données.

Techniquement, il s'agit de l'enregistrement des données ou informations acheminées par la boue de forage [1]

C'est, l'une des activités importantes dans l'opération de forage ; elle sert de dispositif de sécurité, aussi bien que de la réception des informations recueillies par les services.

Cette unité a principalement trois parties : le contrôle géologique, la boue et le contrôle des paramètres du forage (qui est faite à l'aide des capteurs) et des instruments de détection de gaz.

1.1. Historique de Mud logging

Il ne s'agit, ni des Américains ni les Russes, mais un indigène de Liverpool (Angleterre), qui a eu l'idée d'intégrer l'ensemble des mesures, pour établir, une mesure complète qui s'appela Mud logging.

En 1931, John T. Hayward, chef des ingénieurs, au niveau de Barnsdall Oil Company dans Tulsa, Oklahoma est devenu fasciné avec habitude de géologue, de renifler et de tester les cuttings de forage pour déterminer l'existence des signes d'huile. De ses observations et expériences, il a fait évoluer, la méthode qui a employé une combinaison des mesures pour fournir une alternative quantitative du géologue.

Les résultats de ses mesures ont été rendus compte ensemble, par un graphique a barres de papier continu.

Il porte du matériel, de puits en puits, sur la banquette arrière de sa voiture, composée :

- ✓ Un plongeur rotatoire continu pour écoper vers le haut des échantillons de boue, et pour remplir des échantillons en verre cogne.
- ✓ Une centrifugeuse pour extraire l'huile.
- ✓ Une pompe, pour déterminer le contenu de gaz, en mesurant la compressibilité de la boue de forage.

- ✓ Un outil de résistivité électrique pour détecter, l'entrée de l'eau salée dans la boue.

Il porte aussi, une pompe mécanique pour mesurer le débit de boue et pour calculer lag time.

Plus tard, un mélangeur a été utilisé pour extraire les gaz combustibles, et les cuttings ont été inspectés avec la lumière ultra-violet pour assurer les traces d'huile. [2]

2. Description de la cabine Mud logging

La cabine Mud logging comporte deux compartiments ou parties

2.1. Partie technique de la surveillance

Le suivi des paramètres de forage en temps réel est assuré par l'équipe du Mud logging, à l'aide des capteurs installés dans les différents endroits.

2.1.1. Spécification technique des détecteurs

Les capteurs sont installés d'une manière ordonnée dans un chantier de forage. Les ingénieurs de Mud logging peuvent contrôler et mesurer en temps réel, tous les paramètres. Les différents capteurs sont :

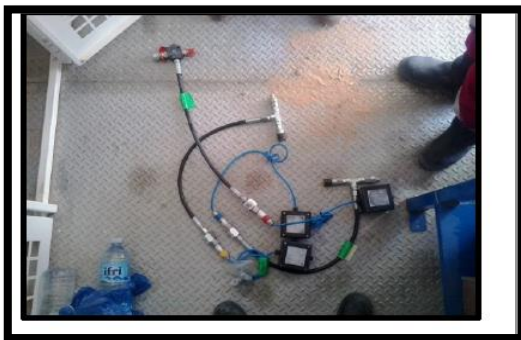


Figure 1 : Capteur de Poids au crochet



Figure 2 : Capteur de Rotation



Figure 3 : Capteur de profondeur

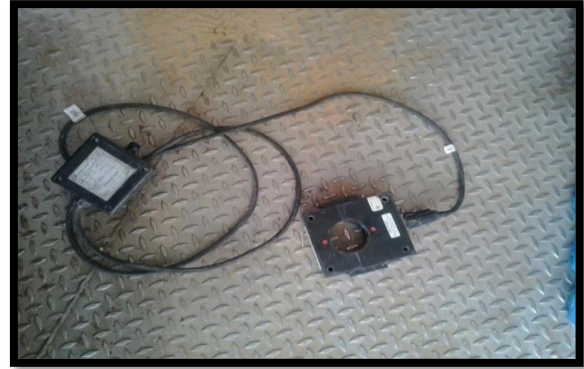


Figure 4 : Capteur de Torque



Figure 5 : Capteur de Pression



Figure 6 : Capteur de Débit (Flow in)

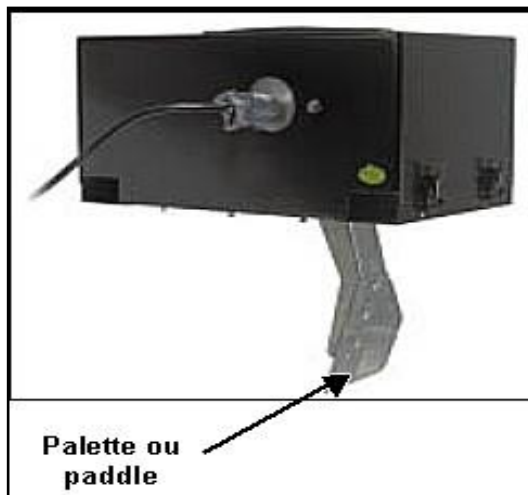


Figure 7 : Capteur de Débit (Flow out)



Figure 8 : Capteur de Densité



Figure 9 : Capteur Température



Figure 10 : Capteurs de Niveau des bacs

2.1.2. Le rôle des capteurs de la cabine Mud logging

La reconnaissance des formations traversées par un sondage se fait tout d'abord en exploitant les informations obtenues pendant le forage, on enregistre les paramètres suivants : poids sur l'outil, vitesse d'avancement, pression des fluides de forage . . . tous ces informations nous parviennent au niveau de la cabine géologique à l'intermédiaire des capteurs placés au niveau de la sonde.

Les capteurs transforment la grandeur physique (les pressions, niveau de bac ...), en signaux électriques arrivés à la fin au serveur à intermédiaire DAU (data acquisition unit). Le serveur transforme les signaux électriques en valeur numérique et en affichage graphique. [3]
Les principaux paramètres de forage mesurés et calculés sont résumés dans la figure 11.

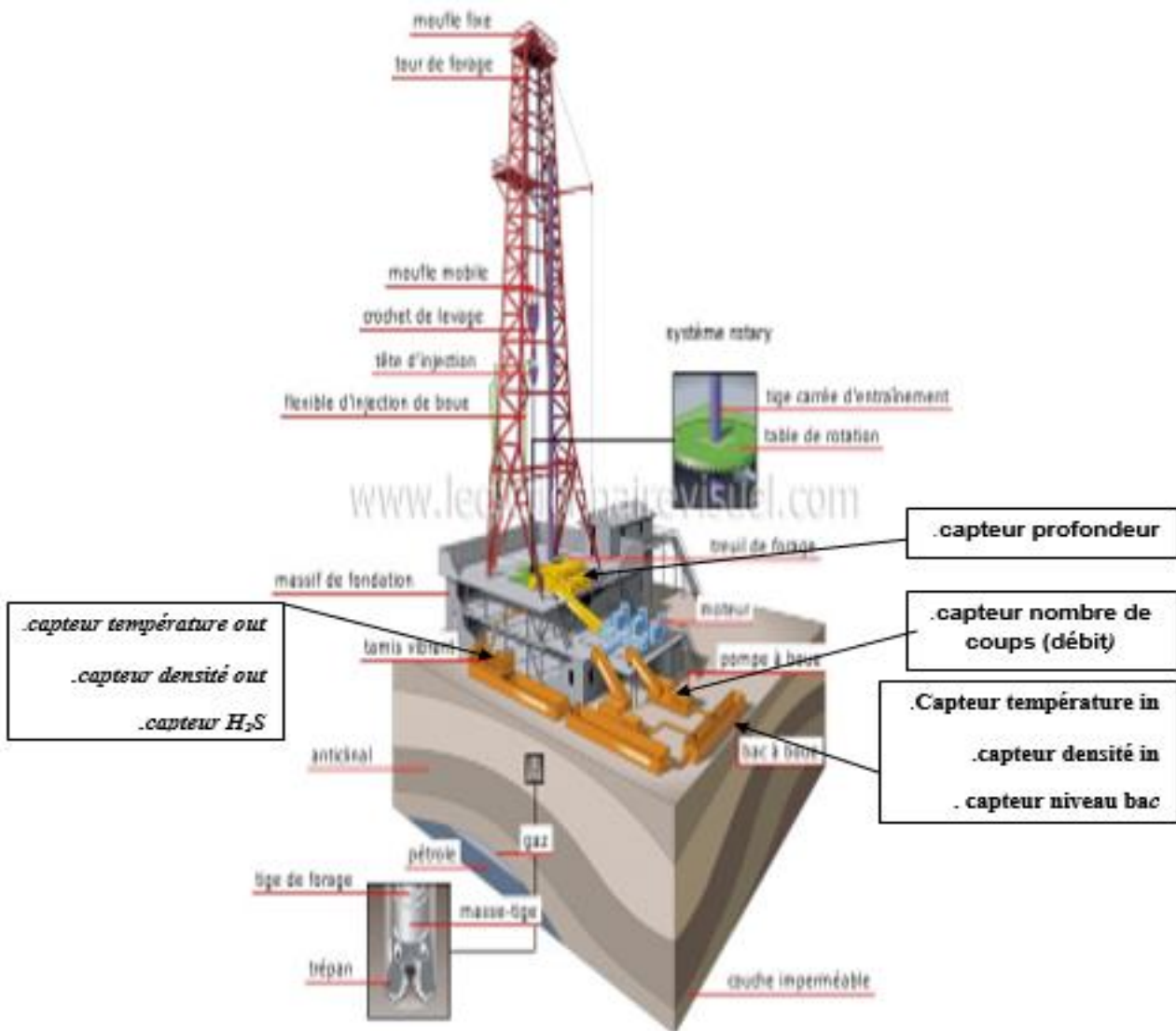


Figure 11 : Schéma d'emplacement des capteurs

2.1.3. Détection du gaz

- **Présentation du système gaz**

Il est à rappeler qu'on peut avoir un bouchon de gaz par :

- ❖ Chute de densité
- ❖ Drilling gaz (le gaz contenu entre les pores des cuttings forés)
- ❖ Gaz connections (swabing)

- ❖ Bouchons de reprise de fond (BRF) (un bottom up)
- ❖ Gaz recyclé (un cycle avec le volume de l'actif)

Il faut savoir à quel moment on aura ces gaz en surface pour mettre en marche le dégazeur et comment convertir les ppm en % (1%=10000 ppm)

Ce système se compose de :

- **Dégazeur**

Positionné au niveau du mud box pour dégazer la boue ; le gaz est acheminé par une ligne à la cabine ; pour estimer le total gaz et la chromatographie.

Le dégazeur agit 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.

[1]

L'échantillon se compose de :

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

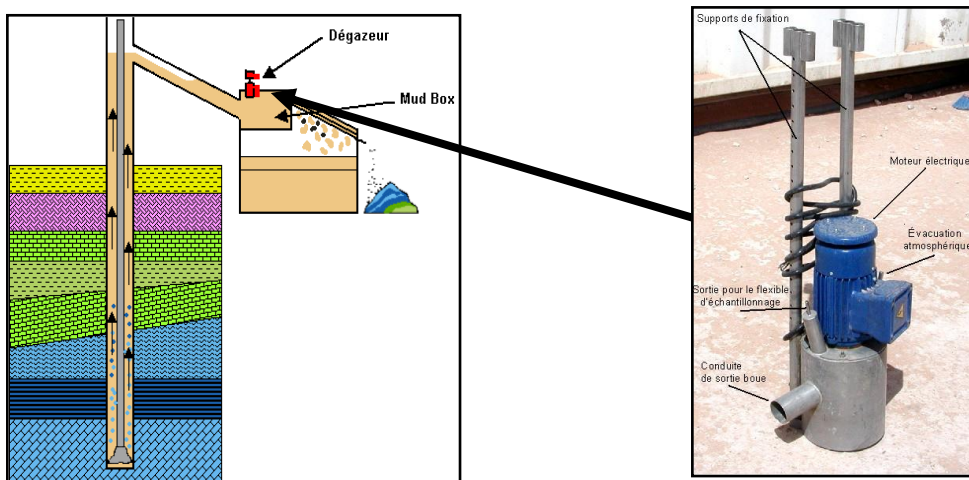


Figure 12 : L'emplacement de Dégazeur

- **Total gaz et chromatographe**

- ❖ TGD total gaz detector pour Analyse Quantitative : Détecte et mesure le gaz organique.
- ❖ Chromatographe pour Analyse Qualitative, chromatographique :

Détermination des fractions élémentaires composant (L'échantillon de gaz : C1 (méthane), C2 (éthane), C3 (propane), IC4 (isobutane), NC4 (butane normal), C5 (pentane)).

Le total gaz donne le pourcentage de gaz en totalité sans spécifier la nature chromatographe : donne la quantité en pourcentage et les différents composants de cet échantillon (de C1 à C5)

L'échantillon de gaz passe de la colonne à travers un tube spirale contenant une matière granulométrique puis passe par la cellule de détection.

Les gaz légers C1 et C2 passent à travers la première colonne B et les gaz lourds C3, NC4, IC4, NC5, IC5 passent par la deuxième colonne A.

Chromatographie (analyse de gaz) : Ce fait a partir d'une ligne de gaz qui a été branchée sur le dégazeur vers le jar (CaCl₂) après le serveur, plus une ligne d'Hélium qui a été branchée sur la bouteille, ainsi qu'un branchement de chromatographe entre le serveur. [1]

- **Le Rôle (hélium, CaCl₂)**

Le gaz hélium : est un gaz vecteur pour acheminer l'échantillon dans la colonne. Un compresseur est utilisé pour envoyer l'hélium et nettoyer le flexible.

Le CaCl₂ : c'est un produit chimique Chlorure de Calcium pour éliminer l'humidité. [1]



Figure 13 : Bouteille hélium



figure 14 : CaCl2

- **Calibration du chromatographe**

Injection de gaz de mixture et saisi des pourcentages de gaz lus sur la bouteille exemple : C1 méthane, C2 éthane, C3 propane, n butane, n pentane a 1%.

Ces valeurs seront considérées comme une référence pour la calibration sur le node 2 s'affiche un graphe à deux colonnes A et B comprenant chacune, des piques de gaz ainsi que le début et la fin. (La surface) correspond au pourcentage de gaz. [4]

Le temps d'analyses du chromatographe correspond à 30 secondes.

En cas de défaillance du total gaz, on peut avoir le pourcentage du total gaz par la formule suivante :

$$\% \text{ total gas} = 1 * C1 + 2 * C2 + 3 * C3 + 4 * C4 + 5 * C5 \quad (1)$$

- **Principe de détection :**

Les détecteurs de gaz sont basés sur les principes physiques suivants

- La conductivité thermique et la combustion catalytique

- L'ionisation des flammes L'analyse est faite à l'aide de chromatographes qui séparent les gaz et les dosent avec des détecteurs très sensibles.

- **Différents types de gaz détectés :**

Essentiellement de la série des paraffines ($C_n H_{2n+2}$) :

- Le méthane CH_4 (C_1)
- L'éthane C_2H_6 (C_2)
- Le propane C_3H_8 (C_3)
- L'isobutane C_4H_{10} (iC_4)
- Butane normal C_4H_{10} (nC_4)
- Le pentane C_5H_{12} (C_5)

2.2. Traitement et description des cutting

Les matériels et produits nécessaires pour les analyses géologiques sont présentés dans la figure 15.

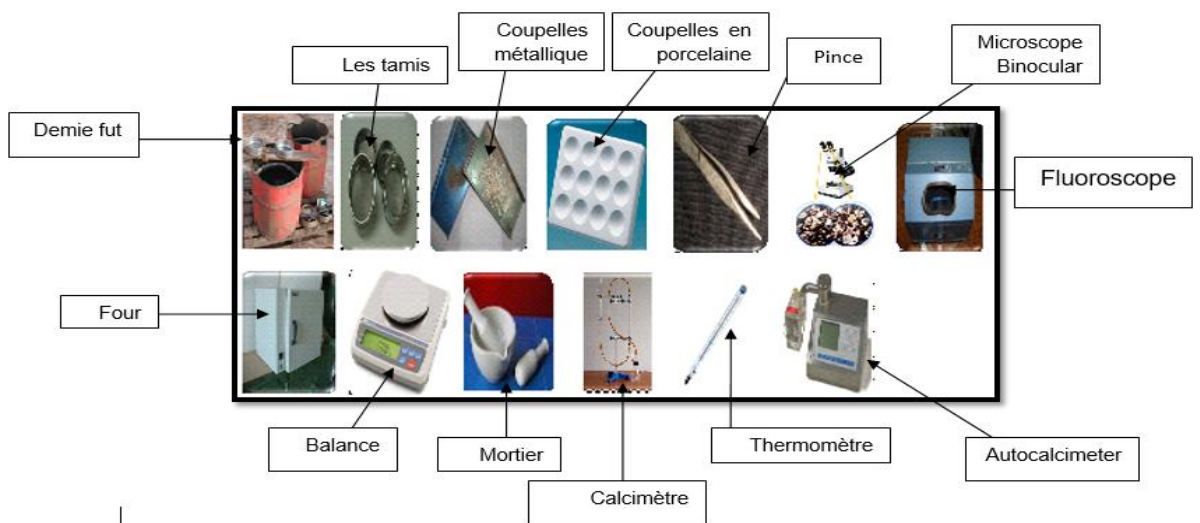


Figure 15 : Outillages utilisés pour le suivi géologique dans la cabine Mud logging

2.2.1 Echantillonnage

Le programme d'échantillonnage est précisé dans le rapport d'implantation ou bien par le géologue, cet échantillonnage dépend de la région a forée (exploration ou développement), nature de la formation traversée, selon l'objectif voulu (cote casing ou tops des formations) au top des réservoirs.

Le chef cabine saisit le profil du puits et la garniture sur un logiciel de calcul hydraulique en fonction du débit le logiciel calcul le lag time ainsi que le lag depth qui permet au Mud logger de faire la collecte des échantillons selon le programme tracé (chaque 05 m à 10 m si le forage est rapide – 01m a l'approche des tops ou au côté des casings et réservoirs). [4]

Ces échantillons sont collectés à la sortie des tamis, puis lavés et mis dans des coupelles sur les quelles sont mentionnées les cotes de prélèvement.

- **Collecte et Préparation de L'échantillon :**

Le Mudlogger récupère l'échantillon dans un tamis (une plaque est mise sous les tamis vibrants pour recevoir les cuttings) l'échantillon est lavé soit à l'eau ou au gasoil selon type de boue, puis mis dans une coupelle et séché a l'aire libre ou dans une étuve. [5]

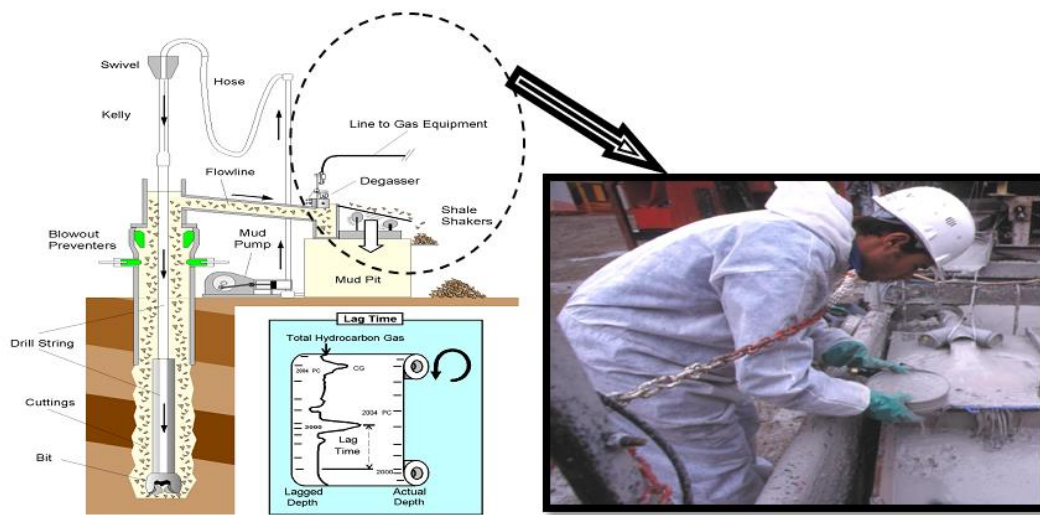


Figure 16 : Collection des cuttings au niveau du tamis vibreur

- **Lavage et tamisage**

Une partie de l'échantillon est mise dans le plus gros tamis et soumise au lavage tamisage qui consiste à superposer les tamis du plus gros au plus fin, puis verser de l'eau ou du gasoil sur l'échantillon. A partir de cet échantillon, on prépare une coupelle pour l'examen binoculaire. [5]



Figure 17 : lavage et tamisage d'échantillon

- **Mise en sachet de l'échantillon frais**

Juste après la collecte de l'échantillon et avant le lavage et le tamisage, un nombre définie d'échantillons frais sont mis dans des sachets spéciaux. Ils sont envoyés au laboratoire pour des études de palynologie et de géochimie. [5]

- **Étiquetage et emballage des échantillons frais**

Une fiche est agrafée au sachet comportant les informations suivantes : palyno, mud logging, contractor, company, well et la profondeur. Les sachets sont emballés ensuite dans des boites pour le dispath. [5]



Figure 18 : Étiquetage et emballage des échantillons

- L'analyse des échantillons

-Microscope Binoculaire

Le Mud logger évalue en pourcentage les différentes formations, comprenant le pourcentage, la nature, les caractéristiques géométriques (la forme, la taille) la couleur, la dureté ...etc.cet évaluation est confirmée par le géologue. [2]



Figure 19 : L'analyse des échantillons sur le Microscope Binoculaire

-La calcimétrie



Figure 20 : Le calcimétrie

Lors de l'examen binoculaire, un test à l'acide HCl dilué à 10% est systématiquement réalisé si l'échantillon montre une effervescence immédiate ou après trois minutes, le passage à la Calcimétrie est indispensable pour déterminer la nature lithologique de l'échantillon.

Ces résultats seront comparés avec un tableau bien connu (Tab.1):

Tableau 1 Le pourcentage de calcimétrie

Roche Pure	1 min	3 min	10 mi
Calcaire	90	95	100
Calcaire argileux	70	80	90
Calcaire dolomitique	45	70	100
Dolomie calcaire	25	50	95
Dolomie	10	30	90
Marne	35	50	65
Argile calcaire	05	06	10
Argile dolomitique	00	07	15

Ces résultats nous permettent de déterminer la nature de la roche dans une profondeur précise.

-Fluorescence

Deux types de fluorescence : fluorescence directe ; Afin de déterminer la présence d'hydrocarbure, un échantillon lave et séché et mis dans un fluoroscope, ce dernier contient une lampe de Wood qui émet une lumière ultra violette .on observant a l'intérieur du fluoroscope

on observe une répartition d'une couleur, qui nous permet de déterminer le pourcentage de la fluorescence

% de fluorescence = rapport surface fluorescente / surface total de l'échantillon. [5]

Fluorescence indirecte ; pour compléter l'analyse de l'échantillon et connaître l'origine de la fluorescence (minérale ou huile de la formation) on procède comme suit :

L'échantillon est broyé et mis dans un tube à essai dans lequel est versé un solvant trichloroéthène. La formation d'un anneau d'huile en surface du tube à essai confirme la présence d'hydrocarbure si non, la fluorescence est minérale. [5]



Figure 21 : Fluorescence

- **Description des cuttings**

Le Mud logger utilise la loupe binoculaire pour faire une description des cuttings, puis l'échantillon sera pris sur la coupelle en respectant la proportion des divers diamètres, après un diagnostic et des tests chimiques.

Exemple 1 : 100% Grés : Grès gris vert à gris sombre, moyen à grossier, sub-arrondi, bien classé, silico-argileux, légèrement bitumineux, moyennement consolidé, dur.

Exemple 2 : Sel : couleur, aspect.

Gypse : couleur, aspect, dureté.

Carbonate : couleur, cristallinité et dureté

Exemple 3 : Le tableau 2 explique les différentes couches traversées

A. La description géologique d'une roche

Tableau 2 La description géologique d'une roche

Intervalle (m)	Type de roche	La description géologique
3190 - 3202	Grés	Grés gris blanc a blanc, translucide, fin a moyen, parfois grossier, sub-anguleux a sub-arrondis, quartzitique, compacte, très dur.
3202 – 3210	Argile	Argile noire a gris noire, micacée, indurée, silteuse, localement micro conglomératique Trace de pyrite et grains de quartz translucide, sub-anguleux a sub-arrondis.
3210-3235	Grés	Grés blanc, translucide, localement gris clair, très fin a moyen, par endroits grossier, sub-anguleux a subarrondis, siliceux, dur
3235 – 3248	alternance enter les argile et les grés	Argile grise a gris noire, indurée, silteuse, micacée, parfois feuilletée localement pyriteuse. Grés très fin, voir des Sil stones, micace, friable a moyennement consolide
3248 - 3258	Argile	Argile gris sombre, feuilletée, micacée, tendre, légèrement pâteuse

B. La description géologique de la carotte :

Echelle: 1/40		Carottier : Conventionnel		Type de boue		CAROTTE N° :03		
		Couronne : n°3		V:49	D: 0,99	TETE: 2836m		
		Type : C23		F :3,8	H/E :95/05	PIED: 2854mm		
Cotes	LOG	INDICES		Fiss	Pend	Calcimétrie 25 75	Age	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE REMARQUES - OBSERVATIONS
	Ech.	direct	cci4					
2836m								De 2836m à 2836,57m : (ORDOVICIEN UNITE III-1) Grès gris beige à gris sombre, fin à très fin, argilo-siliceux, consolidé, dur. Intercalation de films d'Argile noire, millimétrique de 2836,36m à 2836,50m.
2837m								
2838m								De 2836,57m à 2843,20m : TOP CAMBRIEN UNITE II à 2836,57m Grès gris à gris sombre, fin à très fin, argilo-siliceux, consolidé, dur. Présence de veinule de quartz blanc sur 35cm, Devant grès gris clair -ccd- avec présence de nombreuses plages de quartz de 2842,20m à 2842,63m et passages d'Argile
2839m								gris claire, compact de 2842,95m à 2843,20m.
2840m								CAMBRIEN UNITE II
2841m								
2842m								
2843m								De 2843,20m à 2849,95m : Grès gris à blanc, fin à très fin, quartzitique, dur, devenant fin à grossier à partir de 2844m et gris sombre, fin à grossier, silico-argileux, sédimentaire oblique de 2846,45m à 2848m.
2844m								Films d'Argile noire de : 2845,05m à 2845,08m. 2846,37m à 2846,38m. 2847,38m à 2847,40m. 2847,90m à 2847,92m.
2845m								Fissure verticale semi-ouverte de 2846,42 à 2846,60m et de 2847,33 à 2847,36m, Fissure horizontale fermée à 2847,31 m et à 2847,90m
2846m								

Figure 22 : fiche à carotte

2.2.2. Etablissement d'un Masterlog

L'interprétation informatique de la lithologie est assistée par les données géologiques et l'entrée de symboles des fossiles (fig29). Ces symboles peuvent être adaptés aux besoins du client sur demande. Dans le système ALS 3 l'établissement du Masterlog se fait par des logiciels ou en premier temps on introduit les pourcentages dans le logiciel « Geolog » après on ouvrant le logiciel qui s'appelle Masterlog et en continue l'habillage par la lithologie tout en ajustant avec la ROP et la courbe du pourcentage de gaz. [6]

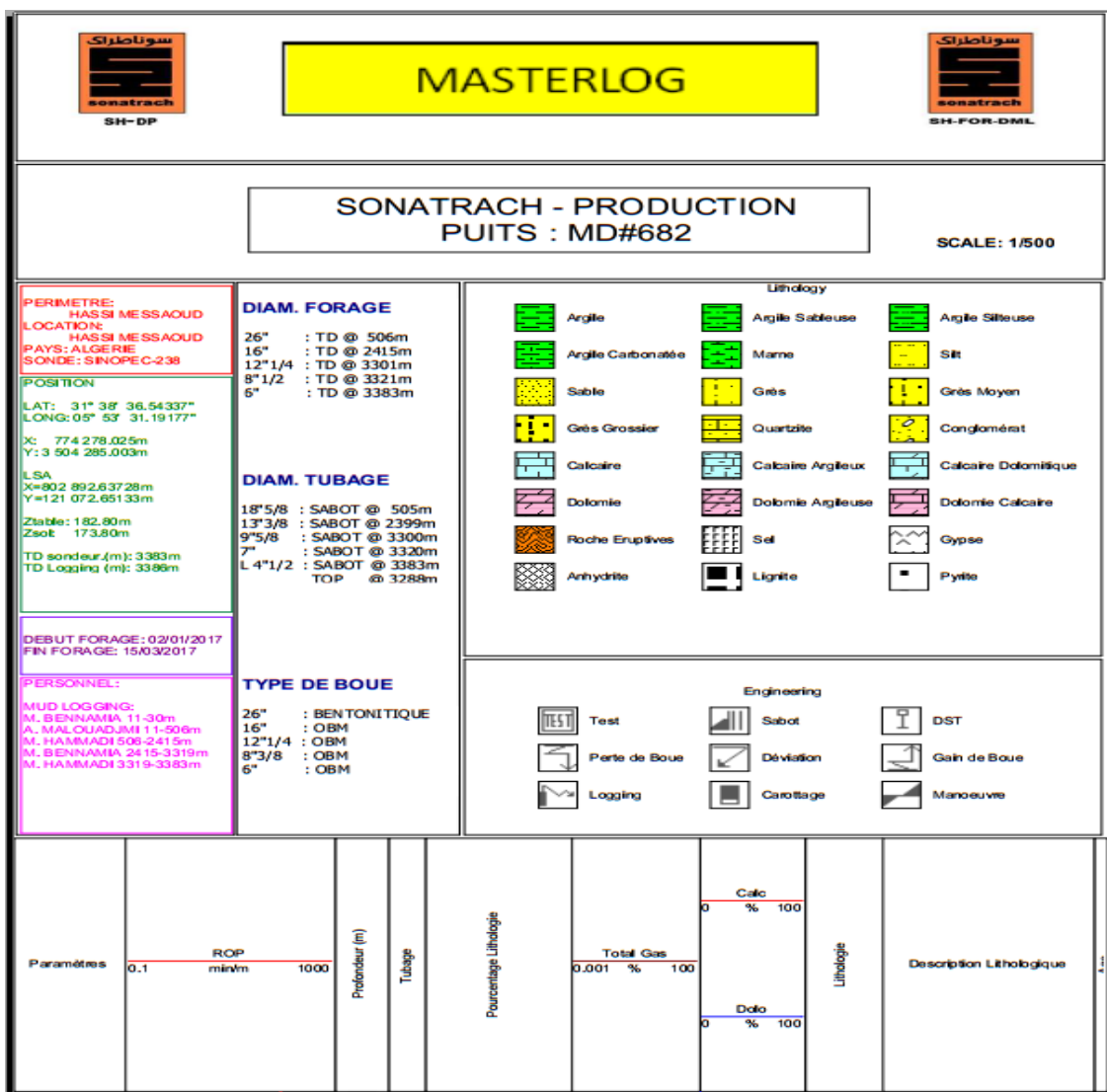


Figure 23 : modèle de Masterlog puits MD 682

2.3. Réalisation des rapports (Reporting)

- Un rapport journalier est remis au client.
- Des Logs sont périodiquement mis à jour.
- Un rapport de fin de sondage de Mud logging ou ML FWR contenant toutes les informations et les événements concernant le puits est systématiquement remis au client à la fin de chaque puits. [6]

2.4. Les résultats du Mud logging

Les rapports du Mud logging au cours de forage sont :

- Assurance de la sécurité des personnes et du puits par la prévision des éruptions.
- Réduction le coût de revient du forage en évitant des opérations supplémentaires (repêchage, side track, bouchons de colmatant, de ciment) par le suivi continu des paramètres de forage.
- Une meilleure compréhension des niveaux réservoirs dont la caractérisation de ces derniers en temps réel.
- La possibilité de transfert de données acquises par les tous les capteurs (contractants), en real time, via les WITS.

Le rapport final de Mud logging fournit des informations sur toutes les opérations d'engineering effectuées durant la réalisation du puits, les étages traversés, les intervalles carottés et testés, les problèmes et événements rencontrés en cours de forage (coincements, pertes de boue, venues, etc...). [6]

CHAPITRE II

Matériels et Méthodes

1. Matériels utilisés pour l'analyse de gaz

1.1. Système gaz

Il est composé de deux panels ; le gaz total pour l'étude quantitative représente le pourcentage de gaz contenu dans la boue et chromatographe pour l'étude qualitative détermine les différents composés du gaz de C1 jusqu' à nC5.

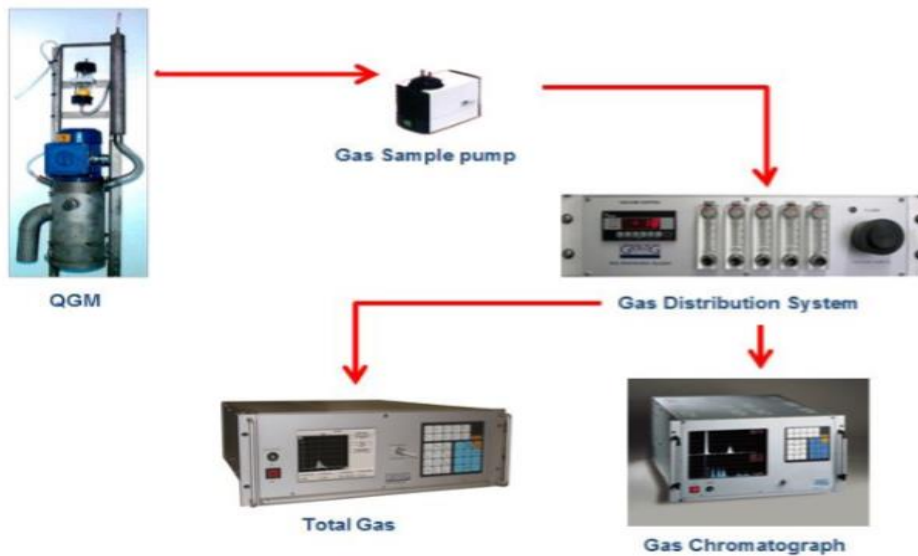


Figure 24 : Système de Gaz

1.2. Analyse quantitative

1.2.1. Échantillonnage

Les gaz extraits de la boue par le dégazeur sont aspirés à travers une conduite (3mm) jusqu'à la cabine. Ils passent dans un système de vases permettant de les déshumidifier et de les dessécher (chlorure de calcium 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 conduite. [5]

1.2.2. Détection et mesure de 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).

- **Les détecteurs 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). [1]

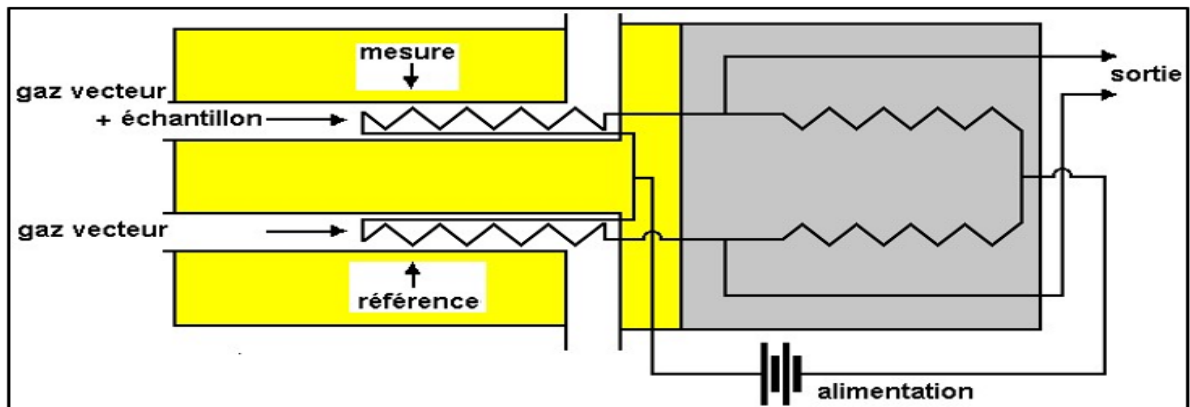


Figure 25 : Principe d'un détecteur à conductivité Thermique et à combustion catalytique.

- **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. [1]

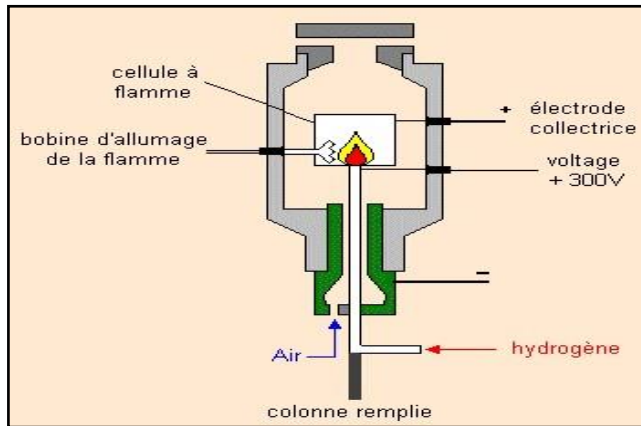


Figure 26 : Principe d'un détecteur à ionisation.

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 27 : Compresseur à air



Figure 28 : Générateur d'hydrogène

1.3. Analyse qualitative

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

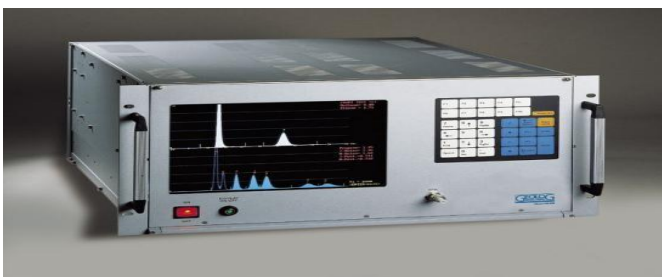


Figure 29 : Chromatographe de système GEOLÓG



Figure 30 : Chromatographe de système DATALOG

1.3.1. 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. Dans le cadre du Mud logging nous ne nous intéresserons qu'à la chromatographie en phase gazeuse, l'échantillon étant du gaz. [5]

- **Principe de fonctionnement du chromatographe**

Les principaux éléments du bloc diagramme d'analyse sont représentés dans la figure 31.

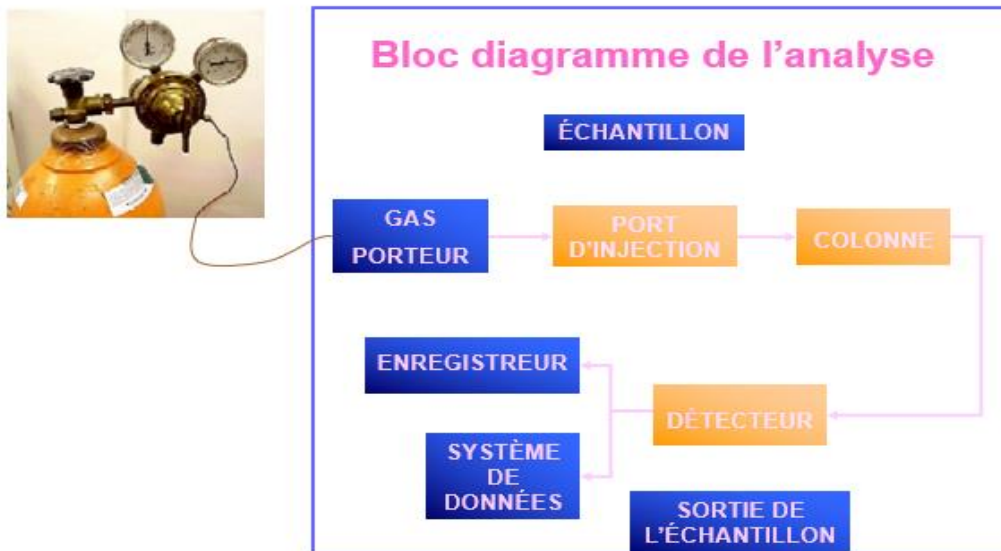


Figure 31 : Bloc diagramme de l'analyse

- **Principe de fonctionnement**

L'échantillon est mélangé à un gaz vecteur ou porteur 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 32 : 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 Géoservices 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 C3nC5.

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. [1]

- Enregistrement graphique(chromatographe)

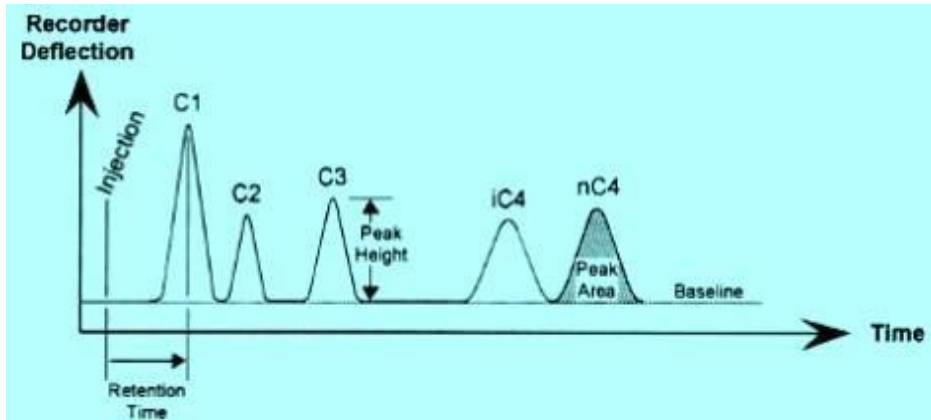


Figure 33 : Enregistrement graphique (chromatographe GEOSERVICE) [7]

- 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. [5]

1.4. Méthodes d'interprétation

1.4.1. Méthode nouvelle (Les Gas Ratios)

La méthode de gaz ratios permet de :

- Déterminer le type d'hydrocarbures : huiles, Gaz, Condensât
- Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz

- 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) et Character Ratio (Ch).

- Wetness Ratio (Wh)

$$Wh = \left(\frac{C2 + C3 + C4 + C5}{C1 + C2 + C3 + C4 + C5} \right) \times 100 \quad (2)$$

Ce rapport est proportionnel à la densité du fluide analysé. [8]

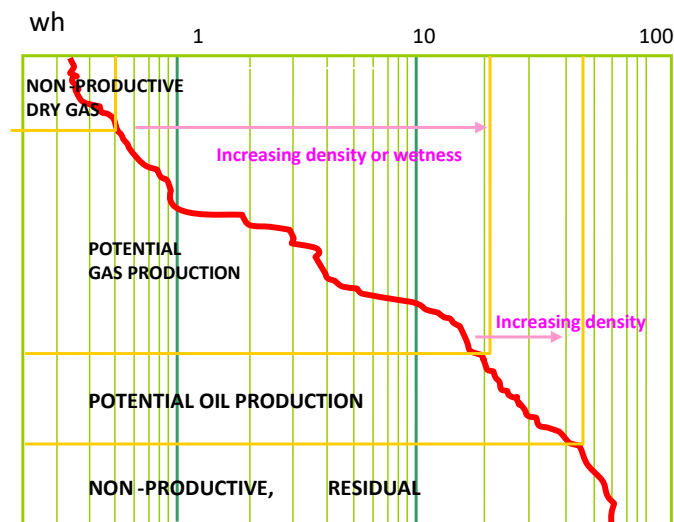


Figure 34: Wetness Ratio (Wh)

- Balance Ratio (Bh)

Utilisé avec le Wetness, ce rapport permet une comparaison directe entre les hydrocarbures lourds et légers. [8]

$$Bh = \left(\frac{C1 + C2}{C3 + C4 + C5} \right) \quad (3)$$

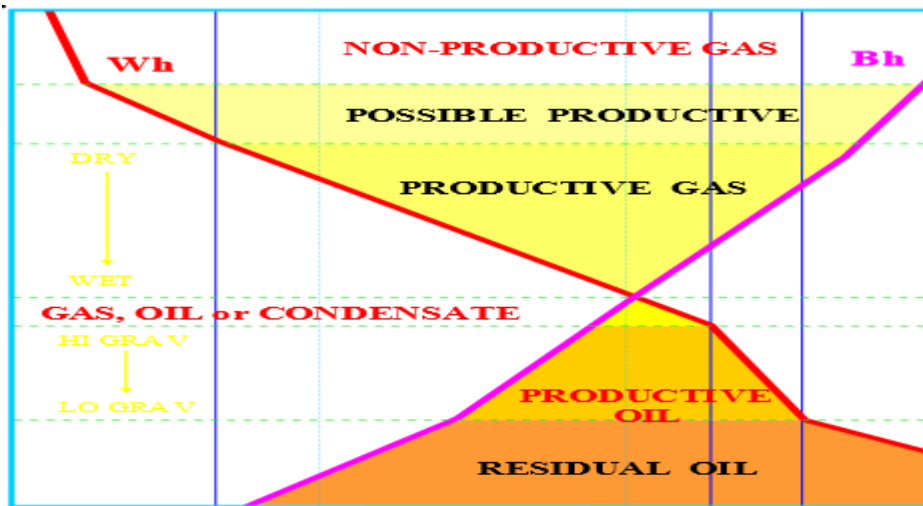


Figure 35 : balance ratio(BH)

- Character Ratio (Ch)

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. [8]

$$Ch = \left(\frac{C4 + C5}{C3} \right) \tag{4}$$

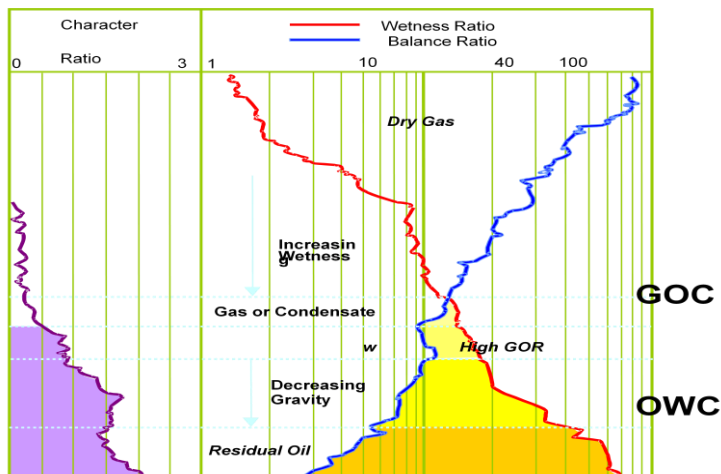


Figure 36 : Character Ratio (Ch.)

Selon les résultats des rapports, les zones du réservoir peuvent être évaluées en termes de nature gaz, huile ou eau. [8]

Tableau 3 : Evaluation du potentiel pétrolier des réservoirs [7]

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.
0.5 – 17.5	< 100	Gaz sec , Possibilité de production de gaz léger ou sec
	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)

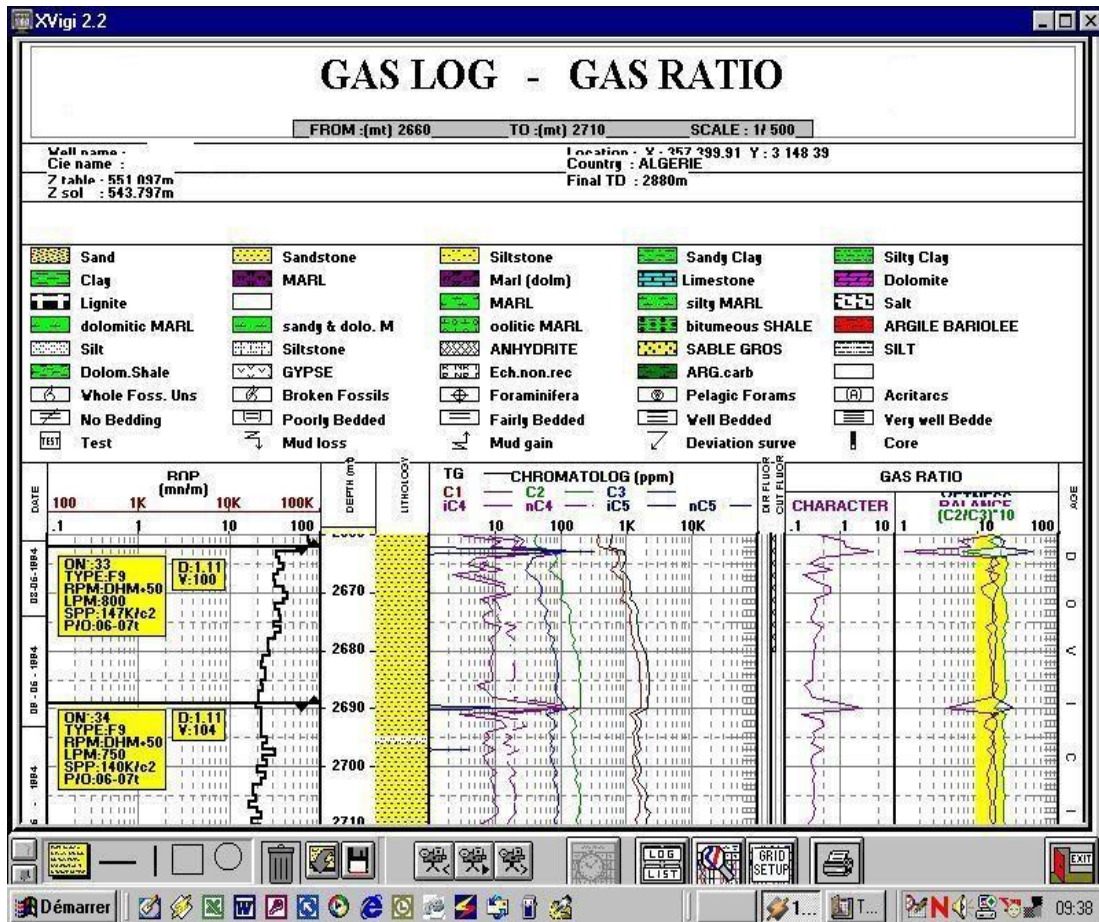


Figure 37 : Gaz log - gaz ratio

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

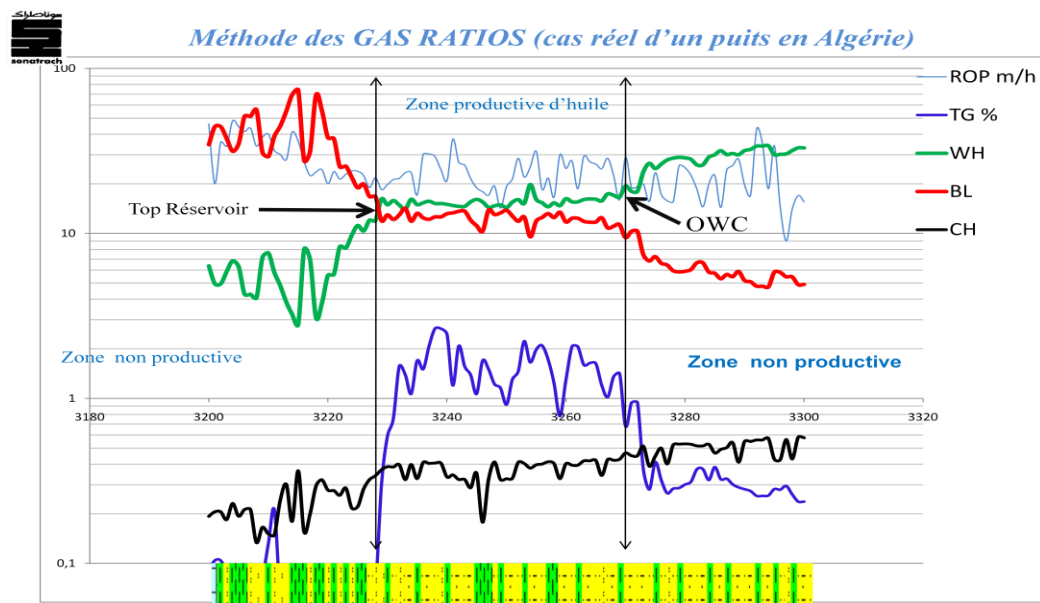


Figure 38 : Méthode des gaz ratios (cas réel d'un puits en Algérie) [7]

- Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz

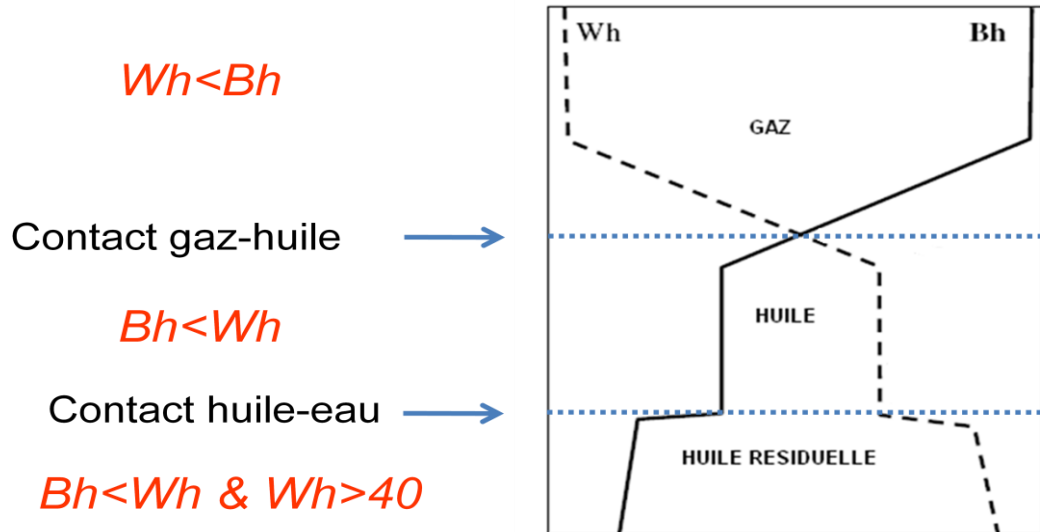


Figure 39 : Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz [7]

Cas d'un réservoir à l'huile

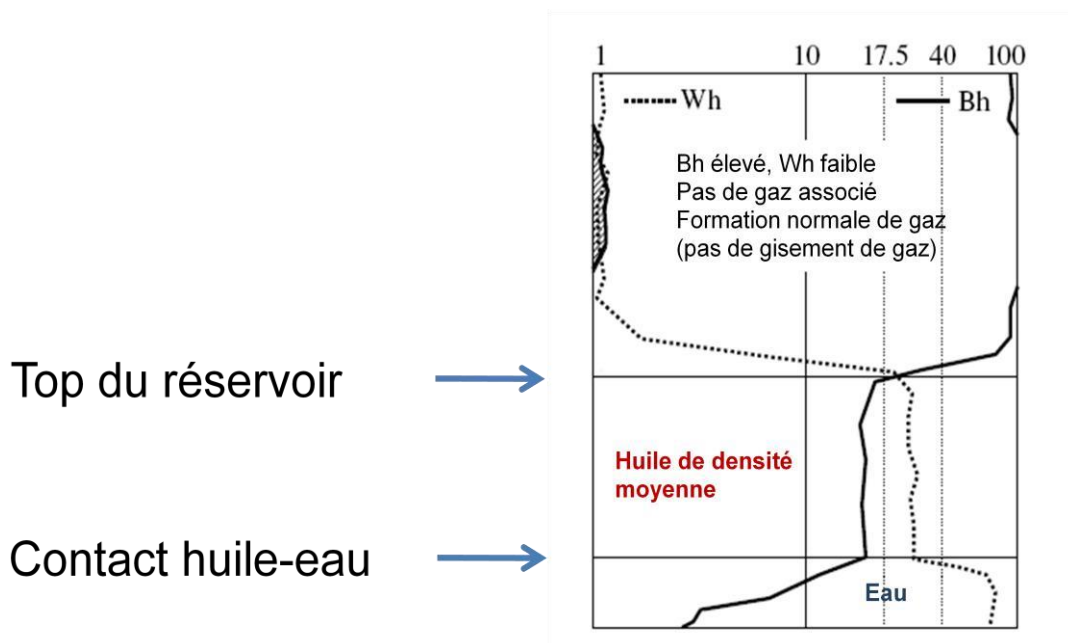


Figure 40 : Cas d'un réservoir à l'huile [7]

Cas d'un réservoir à l'huile et de gaz

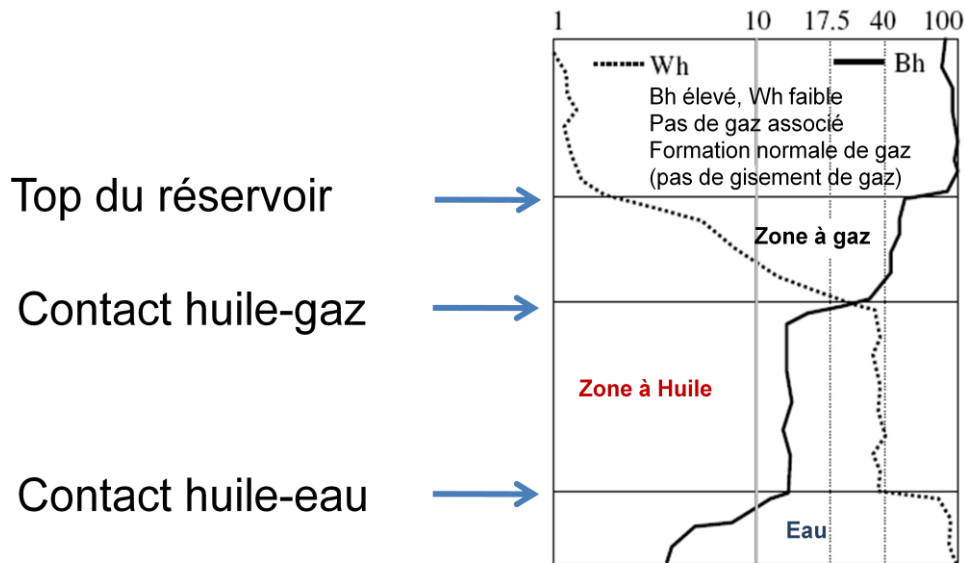


Figure 41 : Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz [7]

2. Carottage

2.1. Introduction

Dans l'industrie de l'huile et du gaz, carotter peut-être défini comme " couper et enlever un échantillon cylindrique de roche des parois du puits."

Le carottage procure des spécimens intacts de la formation. C'est la seule méthode pour faire des mesures directes sur la roche et connaître les propriétés des fluides contenus.

Ces échantillons de carotte sont une des sources les plus précieuses de données pour l'étude de roches de subsurface et de réservoirs.

La prise d'un échantillon massif (carotte) important procure au géologue :

- une certitude sur la côte et le terrain,
- la valeur du pendage,
- une appréciation de la dureté des terrains (important également pour le foreur),

- la possibilité de faire des mesures précises, de porosité, perméabilité,
- la possibilité de reconnaître avec certitude l'âge du terrain par l'étude des fossiles (micropaléontologie). [9]

2.2. Carottier standard

La longueur d'une section de carottier est nominale de 30 ft. La longueur de tout carottier est cependant toujours un multiple de 30 ft. Il est commun de descendre un carottier de 60 ft ou de 90 ft comme longueur standard. Des carottiers de 360 ft ont déjà été descendus. Le système conventionnel de récupération de carottes est le basique double tube carottier. [9]

2.2.1. Eléments d'un carottier standard

Le carottier est constitué des éléments suivants (Figure 42) :

Tube extérieur (Outer Barrel)

Le tube extérieur loge et protège les autres éléments du carottier et transmet le poids, la rotation, et le fluide de forage à la couronne de carottage.

Tube intérieur (Inner Tube ou Inner Barrel)

Les tubes intérieurs sont faits de d'un cylindre uniforme et lisse qui facilite l'entrée de la carotte. Le jeu entre la carotte et le diamètre intérieur du tube est conçu pour minimiser le risque de coincement de la carotte dans le tube intérieur. De même la parois lisse du tube intérieur réduit l'entortillement et les marques sur la carottes, les deux étant nuisible à un bon carottage.

Les tubes intérieurs hébergent ainsi la carotte une fois qu'elle a été coupée. Une grande variété de tubes intérieurs est disponible pour correspondre aux formations à carotter.

Les tubes intérieurs et externes sont reliés par un système pivotant (swivell) qui empêche la rotation du tube intérieure pour une meilleure récupération de la carotte. [9]

Joint de sécurité (Safety joint)

Le joint de sécurité permet de se déconnecter des tubes extérieurs si ceux-ci sont coincés dans le trou et d'extraire et de remonter les tubes intérieurs. Il procure également le moyen de séparer les tubes extérieurs et intérieurs pour l'entretien des éléments internes du carottier. [9]

Stabilisateurs (Stabilisers)

Les stabilisateurs centrent le carottier dans le puits. Ils sont normalement positionnés à 30 ft d'intervalle entre les sections de tubes extérieurs. Ils réduisent le flambage, le coincement de la carotte et l'oscillation de l'outil, et permettent ainsi plus de poids sur la couronne pour une meilleure vitesse de pénétration. [9]

Couronne de carottage (Core Bit)

La couronne de carottage coupe un cylindre de formation constituant la carotte. Elle est connectée au bas du tube extérieur. [9]

Système de rotation (Swivel Assembly ou Bearing Assembly)

Le système isole le tube intérieur de la rotation du tube extérieur au travers du roulement de butée. Il permet également de dévier le fluide de forage du tube intérieur vers l'espace annulaire tube intérieur/tube extérieur au travers d'évents et d'un siège recevant une bille (drop ball).

Les roulements peuvent être rapidement contrôler et facilement remplacer lorsqu'ils sont usés. Les roulements sont lubrifiés par la boue et ne sont pas affectés par la température et la pression du puits. [9]



Figure 42 : 250P Core Barrel BHI (Christensen)

Système de retenu de la carotte (Catcher Assembly ou Core Catcher)

Le système de retenu de la carotte permet de casser la carotte du fond et de la retenir à l'intérieur du tube intérieur.

Lors du carottage, la carotte pénètre à l'intérieur du "tube intérieur". Lorsque la décision d'arrêter le carottage est prise, la mise en tension du carottier (rotation arrêtée) permet au "core catcher" d'agripper la carotte, de la casser et de la maintenir à l'intérieur du carottier. [9]

diamètres 250 P Core Barrel
3 1/2"
4 1/8"
4 1/2"
4 3/4"
5 3/4"
6 1/4" x 3"
6 1/4" x 4"
6 3/4"
8 "

- **Description**

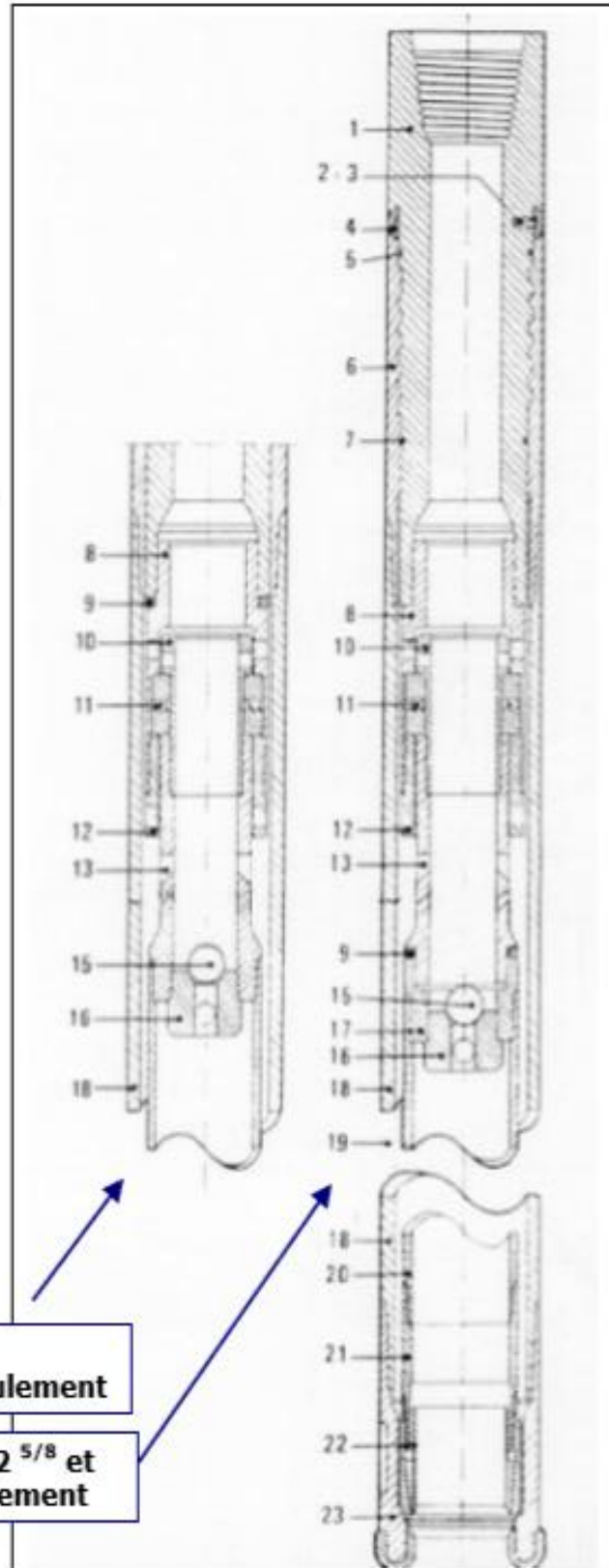
Ce carottier à double tube (éléments de 30 ft) est muni à sa partie supérieure d'un joint de sécurité. La partie mâle de ce joint (1) raccordée au train de sonde est reliée à sa partie inférieure aux chapeaux de palier supérieur (8) et inférieur (12) entre lesquels se trouve le roulement de butée (11). Le tube intérieur (20) suspendu au roulement de butée (11) par l'intermédiaire de la butée de retenue (10) du chapeau (13) et du raccord (17) est terminé à sa base par un sabot en deux pièces (21) dont la partie inférieure comprend une portée conique intérieure dans laquelle vient le ressort fendu de retenue de la carotte. La partie femelle du joint de sécurité (6) est reliée au tube extérieur (19) par l'intermédiaire d'un stabilisateur. La couronne (23) est vissée à la base du stabilisateur inférieur. Que le carottier soit utilisé en simple ou en plusieurs éléments, chaque tube extérieur est intercalé entre deux stabilisateurs (18). La bille (15) sur le siège (16) empêche tout passage de boue dans le tube intérieur. La circulation, en carottage, passe par les événements se trouvant sur le chapeau de tube intérieur (13). Des cales d'épaisseur (9) permettent de régler le jeu entre le sabot du tube intérieur et la couronne. [9]

JOINT DE SECUTITE COMPLET

- 1. Corps intérieur
- 2. Ressort du pion d'arrêt
- 3. Pion d'arrêt de la bague
- 4. Bague
- 5. Joint "O" ring
- 6. Corps extérieur
- 7. Joint "O" ring

PALIER DE BUTEE TUBE INTERIEUR

- 8. Chapeau de palier supérieur
- 9. Cale de réglage
- 10. Butée de retenue de roulement
- 11. Roulement de butée
- 12. Chapeau de palier inférieur (Tubes intérieur et extérieur)
- 13. Chapeau de tube intérieur
- 14. Non représenté (voir remarque)
- 15. Bille acier
- 16. Siège de la bille
- 17. Raccord de chapeau de tube int.
- 18. Stabilisateur de tube extérieur
- 19. Tube extérieur
- 20. Tube intérieur
- 21. Sabot de tube intérieur complet
- 22. Ressort de retenue de carotte
- 23. Couronne de carottage



Carottier $4 \frac{1}{8} \times 2 \frac{1}{8}$,
 $5 \frac{3}{4} \times 3 \frac{1}{2}$ et $7 \frac{5}{8} \times 5 \frac{1}{4}$ seulement

Carottier $4 \frac{3}{4} \times 2 \frac{5}{8}$ et
 $7 \frac{5}{8} \times 5 \frac{1}{4}$ seulement

Figure 43 : Description du carottier 250P

2.2.2. Composition de la garniture de carottage

Le choix de l'incorporation d'une coulisse de forage dans la garniture sera dicté par les conditions du trou.

Si le carottage intervient après une passe de forage, la quantité de masse tiges pourra être réduite au minimum correspondant au poids sur la couronne nécessaire pour le carottage. [9]

2.2.3. Mode opératoire

Le carottier est descendu avec une couronne ayant en général un diamètre légèrement inférieur à l'outil de forage qui l'a précédé, ceci pour éviter les reforages pendant la descente, et pour éviter un élargissement trop important de la passe carottée.

Prévoir à l'avance une tige courte qui sera insérée dans la garniture à 1 longueur de la surface. Cette précaution est nécessaire pour débiter le carottage avec une tige complète et limiter ainsi le nombre de connections.

Lancer la bille (1" de diamètre) et circuler à plein débit un "bottom's up" pour éventuellement évacuer le bouchon de reprise et en même temps nettoyer le tube intérieur, tout en descendant pour prendre le fond. Arrêter la rotation à 1 mètre du fond.

Une baisse de poids à l'indicateur de poids et une augmentation de pression indique un fond propre. S'il y a baissé de poids sans augmentation de pression (ou à peine sensible), c'est l'indication de présence de déblais au fond. Il faut les éliminer par circulation et rotation lente.

Descendre à 10 cm du fond circuler pour remettre en suspension les particules métalliques qui peuvent rester au fond. Une montée en pression indique l'arrivée de la bille sur son siège. Régler le débit, et noter la pression. [9]

2.3. Carottage

Appliquer le poids recommandé au départ (voir tableau des paramètres) sans rotation ; noter l'augmentation de pression.

Mettre la rotation 30/40 tours (bien souvent le poids décroche et remonte brusquement, il faut très rapidement remettre le poids recommandé).

Carotter 40 à 50 cm en laissant remonter le poids jusqu'à une valeur moyenne.

Augmenter alternativement le poids par fraction de 1 tonne et la rotation de 10 tours, afin de mettre en évidence le paramètre donnant le meilleur avancement. Il faut noter les avancements chaque 10 cm pour mieux suivre le déroulement du carottage et noter les paramètres optimums. [9]

Tableau 4 : paramètres recommandés au cours de carottage

TABLEAU DES PARAMETRES							
Diamètre Couronne	POIDS (Tonnes)			ROTATIONS(tr/mn)		DEBITS (l/mn)	
	Recommandé au départ	MINI	MAXI	MINI	MAXI	MINI	MAXI
4" à 5"	3	1.5	5	40	100	200	600
5 " à 6"	4	2	6	40	100	250	700
6" à 7"	5	2.5	7	30	90	300	800
7 " à 8"	5	3	7	30	80	400	900
8" à 9"	6	4	10	20	80	600	1200
9" à 10"	8	4	12	20	70	800	1600
10" et plus	10	6	14	20	60	1000	1800

2.3.1. Coupe de la carotte

Arrêter la rotation (en terrain tendre, arrêter la circulation).

Dégager du fond. En terrain dur, l'indicateur de poids enregistrera la prise de la carotte et sa rupture. Si la carotte ne s'est pas rompue, il est recommandé de ne pas tirer plus de 10 tonnes (il faut tenir compte des frottements dus au train de sonde dans le puits, qui sont plus ou moins importants selon la déviation, la profondeur et l'état du puits).

Si la carotte ne s'est pas rompue avec la traction de 10 tonnes : circuler, et augmenter le débit de façon à obtenir une augmentation de pression de 20 à 30 bars (si possible). Garder une traction de 10 tonnes et attendre jusqu'à la rupture. Il est recommandé de ne pas tourner en

traction pour ne pas vriller le sabot et son ressort de retenue (core catcher). Dans certaines formations très dures, il est quelques fois nécessaire de manœuvrer et de maintenir en traction de 15 à 30 minutes.

Après rupture, dégager de 3 à 4 mètres, redescendre lentement jusqu'à 30 cm du fond en vérifiant que la descente se fait librement. [9]

2.3.2. Reprise du carottage après ajout d'un simple

Après avoir coupé la carotte et ajouté le simple :

- Descendre au fond sans rotation (avec circulation)
- Poser au fond à la valeur de poids de carottage + 50% (ce poids supplémentaire a pour but de dégager la carotte du ressort de retenue (core catcher); parfois, ce dégagement s'aperçoit à l'indicateur de poids.
- Revenir au poids normal de carottage.
- Mettre la rotation et continuer le carottage.

Remarques : L'avancement doit être identique. Si cela n'est pas le cas, cela signifie que la carotte est toujours coincée dans le "core catcher", il faut alors répéter l'opération de démarrage.

Dans les formations très fracturées, lors de l'ajout d'un simple, il est préférable de ne pas tourner à la table pour dévisser la tige carrée. Ceci pour permettre aux parties fracturées de repénétrer dans le tube intérieur dans la même position.

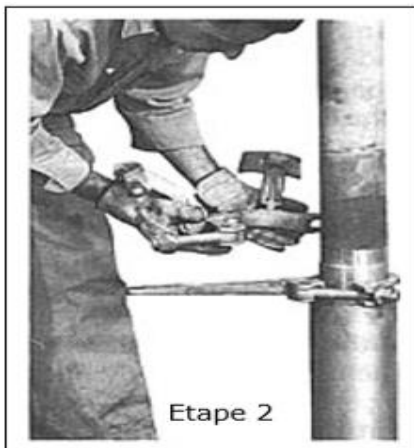
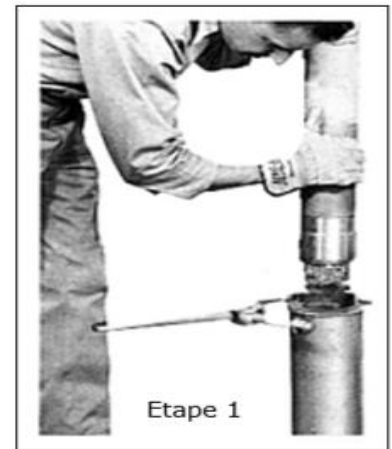
Un carottage réussi est une question d'état du matériel, mais également une question de bonne pratique en appliquant des paramètres constants et avec un Chef de poste présent en permanence sur le plancher de forage. [9]

2.3.3. Extraction de la carotte (avec extracteur)

Sortir le carottier et remplacer la couronne par le protecteur court. Redescendre le carottier dans le trou. Engager les coins et le collier de sécurité juste sous les côtés du stabilisateur supérieur. Débloquer le joint de sécurité et dévisser avec précaution à la clé à la chaîne. Sortir lentement le tube intérieur en vérifiant soigneusement que tous les filetages sont bien bloqués pour avoir la certitude de travailler ensuite en toute sécurité. Lorsque le tube

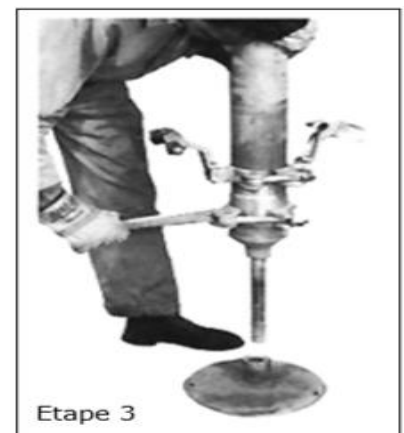
intérieur a été dégagé et après vérification d'usage, il est recommandé d'opérer de la manière suivante :

1 - Placer la clé de sabot du tube intérieur dans le joint de sécurité et descendre le sabot dans la clé. Débloquer le filetage entre les deux parties du sabot intérieur et dévisser d'environ un tour.



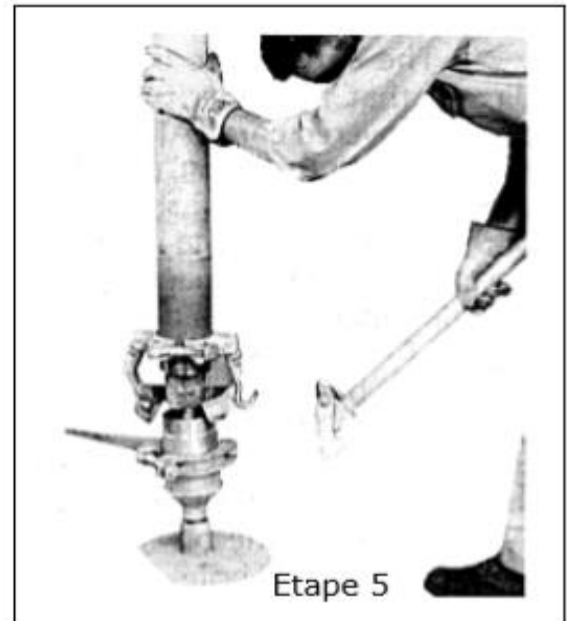
2 - Positionner les mâchoires de l'extracteur de carottes sur la partie supérieure du sabot de tube intérieur de telle manière que la base du collier soit au ras de l'épaulement du filetage mâle.

3 - Dégager le tube intérieur du joint de sécurité et mettre en place la chandelle du support spécial dans son embase.



4 - Descendre le tube intérieur sur la chandelle jusqu'à déblocage du ressort arrache carotte (core catcher). Dévisser la partie inférieure du sabot de tube intérieur de façon à dégager la carotte qui est alors supportée par le support carotte spécial.

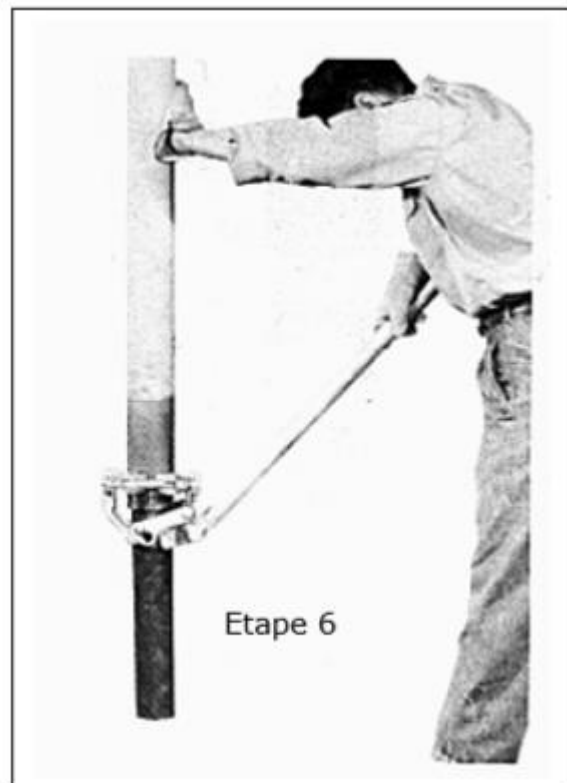
5 - Rabattre les mâchoires vers le bas et enclencher le bras de manœuvre. En supportant le manche avec son épaule, l'opérateur a les deux mains libres pour finir le montage.



6 - Dégager le tube intérieur et le placer dans la position désirée pour la sortie de la carotte. Celle-ci peut être dégagée du tube intérieur en relâchant plus ou moins la pression des mâchoires par l'intermédiaire du bras de manœuvre. Le déplacement vertical du tube intérieur permet de couper la carotte à la longueur désirée.

- Il est bon de faciliter la manœuvre du tube intérieur en l'amarrant.

- Le bouchon repère (core marker) indique la fin de la carotte. [9]



2.3.4. Analyse des carottes

L'analyse de la carotte récupérée fournit les données qui permettront l'interprétation du réservoir ou de l'intervalle de formation carottée.

L'analyse de la carotte est divisée en deux catégories ; l'analyse conventionnelle et l'analyse spéciale.

L'analyse conventionnelle comprend les tests qui déterminent les propriétés pétrophysiques suivantes :

- Lithologie
- Porosité de la roche
- Perméabilité de la roche
- Saturation de l'effluent contenu dans la roche.

La lithologie inclut le type de roche et les caractéristiques de la roche.

La porosité de la roche déterminera le volume de l'effluent dans le réservoir.

La perméabilité de la roche déterminera la capacité de l'effluent du réservoir à débiter

La saturation de l'effluent indique la présence et le type d'hydrocarbure dans la roche

Les autres informations obtenues de l'analyse conventionnelle comprennent le type de fluide produit, le contact entre fluides, et permet l'optimisation du positionnement des intervalles de complétion.

L'analyse spéciale de la carotte inclut un nombre de tests plus sophistiqués que ceux réalisés dans l'analyse conventionnelle. Ces tests permettent la détermination de :

- Quantité et distribution des fluides du réservoir.
- La perméabilité relative
- Volume de fluide restant dans le réservoir après abandon.

Les données produites par l'analyse spéciale de la carotte peuvent également être utilisées pour améliorer les interprétations obtenues par les mesures de diagraphie électrique. [9]

2.4. Les propriétés pétrophysiques

2.4.1. La perméabilité

- **Méthodes de mesure de la perméabilité des sols**

La connaissance des transferts d'eau, dans la zone non saturée, au-dessus du niveau de la nappe, permettent d'apporter des solutions aux problèmes liés à l'épandage de produits contaminants, à leur confinement et à l'évacuation des eaux usées ainsi que, dans le cadre de l'agriculture, à l'irrigation et au drainage. Ces transferts suivent des cadres réglementaires dont le paramètre essentiel est la conductivité hydraulique. Ce paramètre est déterminé au champ par diverses techniques d'infiltration dont on cite :

- **Infiltromètre à disque (infiltromètre à pression contrôlée)**

Il présente la spécificité de permettre une exploration des variations des paramètres obtenus en fonction de la pression en conditions non saturées. Toutefois, le dispositif ne permet d'opérer que dans une gamme de potentiel assez réduite.

La plupart de ces infiltromètres se composent d'une embase circulaire, mise en contact avec la surface du sol, surmonté d'un réservoir d'alimentation et d'un système de dépressurisation. [10], [11], [12]

- **Perméamètre de Guelph**

C'est le dispositif expérimental utilisé dans l'approche de Reynolds dans la mesure de la perméabilité dans les zones non saturées. [13]

Du point de vue de sa conception, c'est un perméamètre dont la charge est réglée, par un vase de Mariotte, et qui permet la mesure d'un flux d'eau passant au travers d'une crépine cylindrique et par le fond d'un trou, creusé dans le sol. Le principe de la mesure consiste à créer, dans un sol non saturé, un bulbe saturé en appliquant une charge hydraulique constante dans le

fond d'un trou de tarière. Le régime permanent est atteint lorsque le débit qui s'écoule devient constant. [14]

La mesure de débit nécessite au moins deux charges hydrauliques différentes afin de pouvoir analyser les données [14]. En plus de la vitesse de l'infiltration, ce dispositif permet d'évaluer le potentiel d'écoulement matriciel et l'absorption du sol. [15]

- **Méthode de Muntz ou double anneaux**

Méthode adaptée pour des terrains à faible perméabilité. Elle permet la mesure de la vitesse d'infiltration. Le dispositif expérimental est constitué de deux anneaux cylindriques concentriques enfoncés dans le sol. En générale, le diamètre de l'anneau extérieur est le double de celui de l'anneau intérieur.

Le principe de l'infiltromètre consiste à mesurer le débit d'eau infiltrée sous une charge hydraulique donnée dans l'anneau interne, le flux vertical y étant maintenu grâce à l'anneau externe (anneau de garde) où est imposée la même charge hydraulique. [15]

- **Méthode de porchet**

La méthode de Porchet porte le nom de son concepteur qui l'a mis au point pour déterminer la perméabilité en place. Aux États-Unis, on utilise une méthode ressemblante appelée « percolation rate » ou test de percolation. Cette méthode peut se faire à niveau variable dont on suit l'abaissement du niveau de l'eau en fonction du temps dans le trou. Ou à niveau constant là où le principe est de suivre le volume d'eau à apporter dans le trou pour pouvoir garder un niveau d'eau constant. [16] [17]

2.4.2. Porosité

- **Porosité à l'eau**

L'évaluation de la porosité d'un matériau ne peut pas se faire de manière directe. En effet, l'estimation du volume de vide connecté contenu dans le matériau nécessite l'injection d'un fluide dont les propriétés sont connues. La saturation totale par un fluide mouillant (en général, de l'eau) constitue la méthode la plus simple pour accéder à la valeur de porosité. Suivant un

protocole approprié, après dégazage, l'échantillon est totalement saturé à l'eau, et après différentes pesées, une valeur de la porosité totale est calculée. [18]

La méthode de mesure de la porosité totale à l'eau est celle définie par la norme RILEM, qui prévoit une saturation des échantillons en régime monophasé (c'est-à-dire sous vide). Dans un premier temps, les échantillons sont séchés dans une étuve à 35-40 °C jusqu'à masse constante. Ensuite, ils sont pesés une première fois à sec (M_1), puis placés dans une cloche à vide, où ils sont soumis à un vide primaire de 2×10^{-2} mm de mercure (env. 2,6 Pa) pendant 24 heures. Parallèlement, dans un autre cristalliseur, de l'eau distillée et dégazée sous vide secondaire (voir schéma du montage, fig 44).

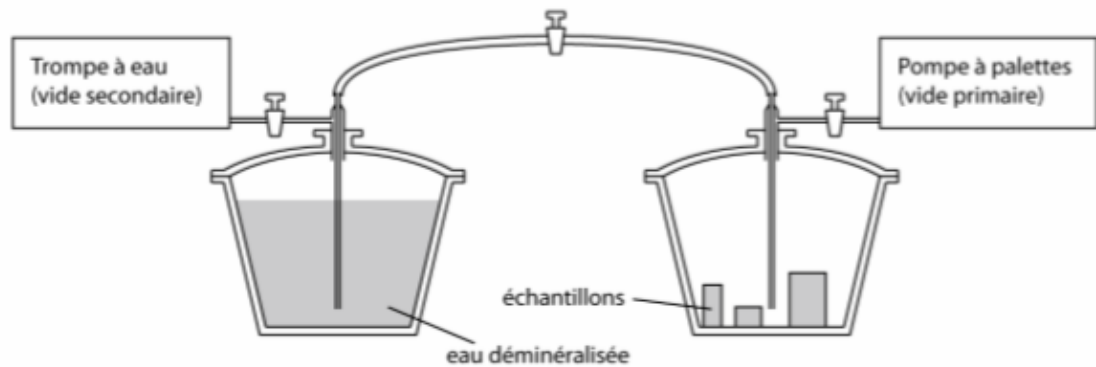


Figure 44 : Schéma du dispositif expérimental de mesure de porosité totale par saturation à l'eau. [19]

Après 24 heures de dégazage, les échantillons sont imbibés sous vide par capillarité : le niveau d'eau est régulièrement réajusté au fur et à mesure de la progression de la frange capillaire dans le matériau. Lorsque les échantillons sont totalement immergés, le vide est cassé, et ils sont maintenus ainsi pendant 24 heures. Enfin, une pesée des échantillons saturés (M_2) ainsi qu'une pesée hydrostatique (M_3 = masse des échantillons saturés soumis à la poussée d'Archimède) viennent compléter les mesures ; la valeur de porosité est donnée par :

$$N_t = \frac{M_2 - M_1}{M_2 - M_3} \times 100 \quad (5)$$

Avec N_t la porosité totale connectée, M_1 la masse de l'échantillon sec, M_2 la masse de l'échantillon saturé, et M_3 la masse de l'échantillon saturé soumis à la poussée d'Archimède (pesée hydrostatique) [18]

- **Porosimétrie par injection de mercure**

La porosité à l'eau ne donne accès qu'à la valeur de porosité totale, sans information complémentaire concernant les différentes classes de pores ou de seuils d'accès.

L'utilisation d'un liquide non mouillant nécessitant des conditions physiques particulières, liées à la géométrie des vides, est une source d'information bien plus complète en ce qui concerne l'architecture du réseau poreux. C'est pourquoi des mesures de porosimétrie par injection de mercure ont été pratiquées sur les différents types de granite étudiés au cours de ce travail. [18]

Le mercure est un liquide non mouillant (l'angle de contact entre le mercure et la roche est supérieur à 90°). Il faut donc appliquer une pression sur celui-ci pour le faire pénétrer à l'intérieur du réseau poreux.

On peut relier la pression appliquée au rayon du capillaire envahi par le mercure d'après la loi de Laplace et Young :

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{R_c} \quad (6)$$

Avec :

P_c la pression capillaire,

θ l'angle entre le mercure liquide et la vapeur ($= 130^\circ$),

σ la tension superficielle du mercure (485 dynes/cm),

R_c le rayon du capillaire.

La pression capillaire est définie comme la différence de pression entre le fluide mouillant et le fluide non mouillant. Dans le cas de la porosimétrie au mercure, le fluide non mouillant est la vapeur de mercure, et sa pression ne peut pas dépasser la pression de vapeur saturante du mercure à 25 °C, c'est à dire environ 2,6 Pa. La pression capillaire est assimilée à la pression de mercure injecté.

L'invasion d'un pore, même de grande taille, est donc contrôlée par la pression nécessaire pour franchir le rétrécissement qui y donne accès.

La saturation en mercure liquide du milieu poreux est d'autant plus grande que la pression est forte. Cette méthode permet d'estimer la porosité connectée et la répartition des volumes en fonction des différents seuils d'accès.

Les mesures sont réalisées sur un porosimètre micromeritics Pore Sizer 9320 pouvant couvrir approximativement des accès aux pores compris entre 400 et 0,0042 μm soit des pressions allant de 0,001 à 300 MPa. [20]

Dans la pratique, La mesure s'opère sur des échantillons de 18 mm de diamètre et 15 mm de long, en deux temps : la mesure basse pression (0,001-0,150 MPa) puis la mesure haute pression (0,150-207 MPa) ; elles sont réalisées automatiquement.

Le protocole de mesure est le suivant :

L'échantillon est séché dans un cristallisateur contenant du "silicagel" jusqu'à ce que sa masse soit stable (1). Ensuite il est pesé (2) et mis dans la cellule du pénétromètre (3) (fig 45). L'ensemble est également pesé et placé dans la partie basse pression de l'appareil (4). Le vide est fait dans tout le système afin de dégazer complètement l'échantillon avant de faire pénétrer le mercure, de façon à remplir complètement le pénétromètre (5). Le volume de mercure remplissant la cellule est alors fixé et ne variera plus au cours de la mesure.

Au fur et à mesure de la remontée en pression, le mercure pénètre dans l'échantillon, faisant varier d'autant le volume restant dans la canule.

Comme cette dernière est recouverte d'un film métallique, la mesure de la capacité électrique entre ce film et le mercure permet d'estimer le volume injecté dans l'échantillon, les caractéristiques géométriques de la canule étant parfaitement connues.

A chaque montée en pression la variation de capacité est mesurée, et le volume de mercure injecté dans l'échantillon, calculé. De cette manière, il est possible de représenter le volume de mercure injecté dans le réseau poreux en fonction de la pression, qui peut être convertie en diamètre d'accès grâce à l'équation de Young-Laplace. [18]

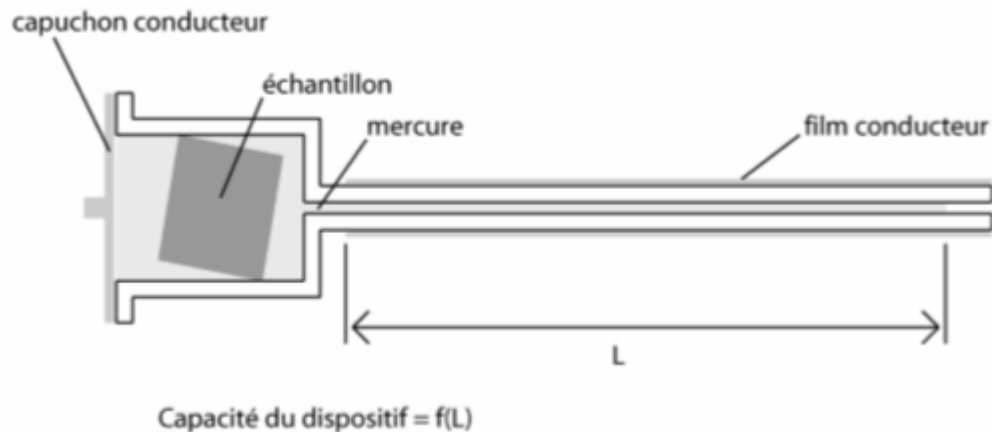


Figure 45 : Schéma de la cellule utilisée pour la porosimétrie par injection de mercure

La première partie de la mesure, réalisée en basse pression, jusqu'à 0,15 MPa, vise les pores dont les seuils d'accès sont compris entre 400 et 10 μm . Une fois cette pression atteinte, l'ensemble pénétromètre-échantillon-mercure est pesé, et positionné dans la partie haute pression, dans un bain d'huile qui permet d'appliquer la pression de manière isotrope. Ainsi, elle sera transmise au mercure qui pourra pénétrer dans l'échantillon. Le principe de la mesure par capacité est le même qu'en basse pression, la mesure est effectuée après chaque incrément de pression, une fois l'équilibre atteint. Ce temps d'équilibre est défini par l'opérateur et représente le temps minimum pendant lequel la pression doit rester stable avant de passer à l'incrément suivant. Dans la seconde partie de la mesure, la pression est générée mécaniquement, via un système de vérin hydraulique. Il est donc également possible de réduire cette pression en cours de mesure (min. 0,1 MPa) pour observer le retrait du mercure. [18]

3. Les paramètres de forage

Le suivi des paramètres de forage en temps réel est assuré par l'équipe du Mud logging ; à l'aide des capteurs installés dans les différents endroits ;

Les principaux paramètres sont :

- ✓ ROP: (rate of penetration), vitesse d'avancement.
- ✓ WOB: (weight on bit), poids sur l'outil.
- ✓ RPM : (rotation par minute), vitesse de rotation.
- ✓ FLOW in : Débit entrée
- ✓ SPP : stand pipe pression, pression à l'intérieur du tubage.
- ✓ TORQUE. (Le travail de coupelle).
- ✓ SPM : (Strocks par minute)

3.1. Capteur de poids (WOH)/(WOB)

Le poids sur l'outil est l'un des principaux paramètres à mesurer pendant le forage

Le capteur de poids installé sur le Réa est utilisé pour contrôler ce paramètre

3.1.1. Principe de fonctionnement

On assimile la différence de poids mesuré au crochet à la différence entre le poids de la garniture suspendue dans la boue et le poids avec l'outil posé (Hook Load = String Weight – Weight On Bit).

Ceci est approximativement exact dans les puits verticaux, mais certainement faux dans les puits très déviés.

La mesure du poids au crochet est effectuée à partir des mesures de tension du brin mort par une cellule à pression hydraulique. En général, le capteur utilisé (50 bars) est directement branché sur le circuit de mesure du foreur. La traction exercée sur le câble est transformée en une pression dans un circuit hydraulique. Le capteur constitué par une jauge hydraulique de contrainte installée sur ce circuit, donne un signal électrique que l'on peut calibrer.

3.1.2. Emplacement dans le rig

Ce capteur est installé sur le sensor du Réa

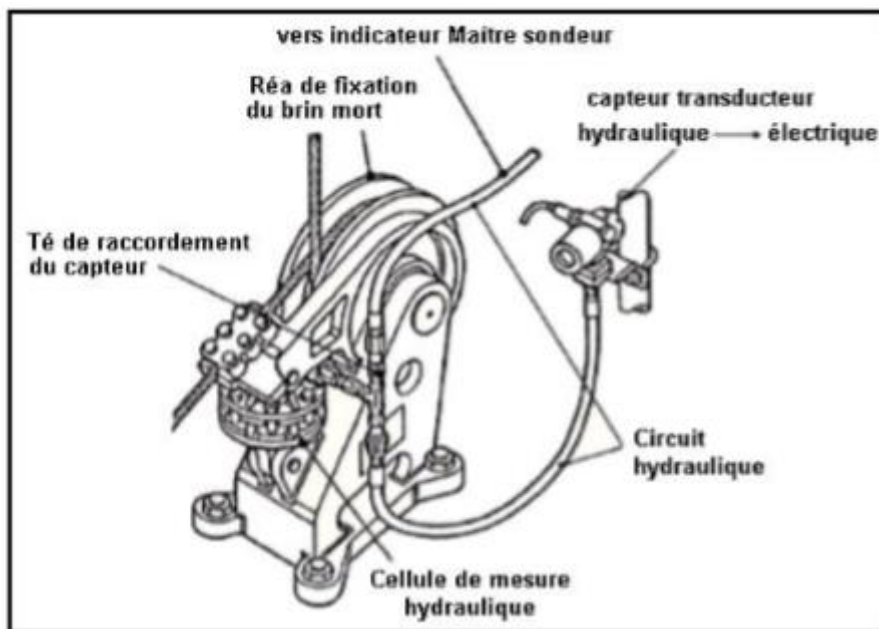


Figure 46 : Capteur de poids sur le circuit hydraulique du brin mort "WOH"

3.1.3. Intérêt de mesure

- Détecter les frottements de la garniture
- Les coincements
- Suivre les consignes
- Rechercher les paramètres d'avancement optimal (par exemple drill-off test)

Au cours des tractions exercées pour dégager la garniture, le poids sera surveillé pour respecter la limite de traction des tiges

- en cas de rupture de la garniture, la variation de poids au crochet donne une indication sur la longueur de garniture perdue
- En manœuvre des outils de fond

Il existe un grand nombre d'outils de fond dont le fonctionnement est assuré en partie par une modification du poids appliqué sur l'outil, donc par une variation du poids au crochet (par exemple : pose de packer, de hanger, d'outils de tests, de repêchage, etc.).

La mesure du poids au crochet au moment de la pose sur les coins de la tête de tubage permet la mise en tension du tubage en fonction de la hauteur non cimentée. [3]

3.2. Capteur de Torque

Le torque représente la résistance de la formation à l'arrachement ajouté à cela les frictions garniture/ parois du puits.

Comme le poids, le couple en surface n'est pas transmis intégralement pour l'outil de forage, mais la mesure de surface est le seul possible actuellement. Un capteur à effet Hall est installé autour du conducteur d'amenée du courant (mesure de la consommation de courant électrique par le moteur de la table de rotation). [3]

3.2.1. Principe de fonctionnement

Si un matériau conducteur est placé dans un champ magnétique perpendiculaire à un champ électrique (courant d'excitation), alors un voltage perpendiculaire au courant et au champ magnétique se produira. Ce voltage est appelé Voltage Hall. Il résulte de la déflexion des charges mobiles constituant le courant. [3]

3.2.2. Les types des capteurs

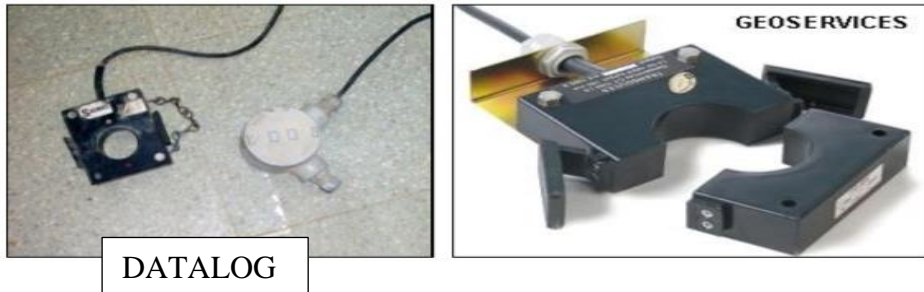


Figure 47 : Capteurs de Torque à effet Hall

3.2.3. Emplacement dans le rig

Placé sur le câble d'alimentation du moteur d'entraînement de la table de rotation.

3.2.4. Intérêt de mesure

- ✓ Changements de lithologie
- ✓ Transmission du couple lors d'un back-off
- ✓ Molette coincée
- ✓ L'état de l'outil et surtout de ses roulements
- ✓ Tentative de décoincement
- ✓ Eboulement sur l'outil

3.3. Capteur de rotation RPM

Une pulsation électrique est générée à chaque rotation de la table par un leurre solidaire de celle-ci ou de l'arbre d'attaque : c'est un détecteur de proximité.

L'intégration du nombre de pulses électriques en un temps donner indique la vitesse de rotation.

Bien entendu dans le cas d'un moteur de fond, la vitesse de rotation peut être déduite des mesures de débit pour les moteurs volumétriques. [3]

3.3.1. Principe de fonctionnement

Même principe que les capteurs de pulse

3.3.2. Les types des capteurs

Deux types de capteurs : Datalog et Geoservice

3.3.3. Emplacement dans le rig

Le capteur est installé sur un leurre de l'arbre de la table de rotation

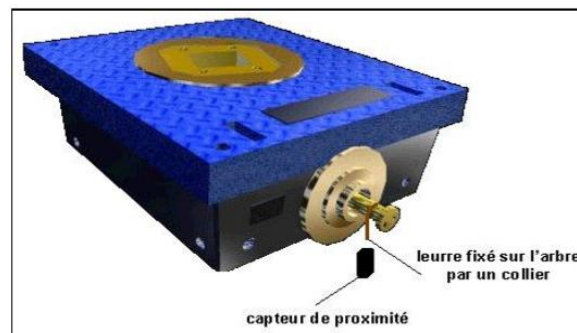


Figure 48 : Position du capteur RPM

3.3.4. Intérêt de mesure

- ✓ Recherche des paramètres d'avancement optimum
- ✓ Corrélation de vitesse d'avancement entre différents puits
- ✓ Interprétation de lithologie

3.4. Capteur de pression stand pipe et dans l'annulaire

La pression SPP est mesurée à l'aide d'un capteur sur le manifold de plancher (Stand Pipe Pressure) qui est la pression de refoulement et sur choke manifold pour la pression en tête d'annulaire utilisée surtout lors des contrôles de venues et des éruptions.

Le capteur à l'injection doit être compatible avec la pression maximum de fonctionnement du système de refoulement (400 bars).

Le capteur annulaire doit être aussi compatible avec la série de la tête de puits pour permettre des mesures correctes (750 bars). [3]

3.4.1 Principe de fonctionnement

Les jauges utilisées transforment la pression en signal électrique.

3.4.2. Les types des capteurs

Deux types de capteurs (Geoservice, datalog)

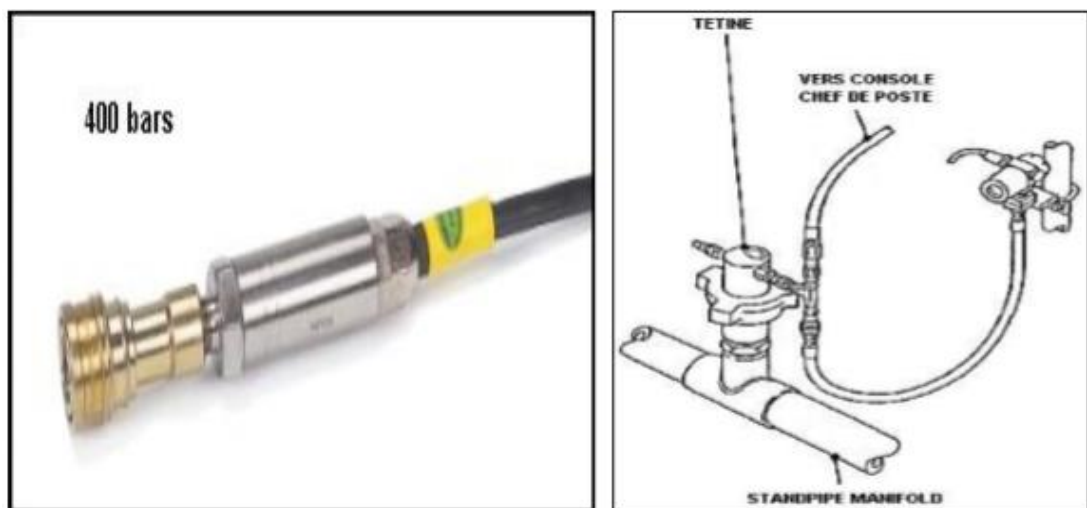


Figure 49 : Capteur pression d'injection sur stand pipe "SPP"

3.4.3. Emplacement dans le rig

WHP / Capteur de pression de tubage installée sur choke manifold (CASING PRESSURE).

SPP / Capteur installé sur le Manifold du plancher pour obtenir la pression de refoulement (Stand Pipe Pressure)

3.4.4. Intérêt de la mesure

- ✓ Déroulement des opérations lorsque le puits est mis sous pression (étanchéité d'un packer)
- ✓ Surveillance du déplacement des bouchons de densités différentes (ciment, boue lourde, venues, etc.)
- ✓ Manœuvre hydraulique d'équipements de fond (gonflement de packer, cisaillement de goupille)
- ✓ Perte ou bouchage d'une Duse - Siflure ou rupture de garniture - Contrôle de kick- Déplacement des bouchons de cimentation
- ✓ Détection de pertes importantes dans le découvert par surveillance de la chute de pression

3.5. Vitesse d'avancement(ROP) / profondeur (Depth)

La vitesse d'avancement est l'un des principaux paramètres enregistrés en cours de forage. Elle est assimilée à la rotation d'un organe mécanique en supposant un lien direct entre l'outil et le mouvement observé en surface. Le capteur de proximité (ou capteur de profondeur) est placé soit sur le treuil (draw works) (Geoservices - Halliburton), ou en face de targets (polyester enveloppé de papier aluminium) collés sur la poulie du crown block (Datalog), en indiquant la profondeur, le ROP, le Hook position, la position de l'outil, le sens et la vitesse de déplacement du moufle. [1]

3.5.1. Emplacement dans le rig

Le capteur de profondeur est placé sur le treuil (draw works)



GEOSERVICES – HALLIBURT



DATAL

Figure 50 : Capteurs de profondeur

3.5.2. Intérêt de mesure

- ✓ Le sens de déplacement du moufle
- ✓ La vitesse de déplacement du moufle HOOK SPEED
- ✓ Connaitre la profondeur Total depth
- ✓ Position du moufle (HOOK position)
- ✓ La vitesse d'avancement ROP
- ✓ La profondeur de l'outil Bit depth

3.6. Le "d" exposant

La méthode du "d" exposant a été introduite pour normaliser la vitesse d'avancement dans le but d'éliminer l'effet des variations des paramètres de forage pour aboutir à une mesure représentative de la forabilité des terrains. [21]

$$d = \frac{1.26 - \log (ROP/RPM)}{1.58 - \log (WOB/D)} \quad (7)$$

Où d : d-exposant

ROP : vitesse d'avancement (in/h)

RPM : vitesse de rotation de l'outil (trs/min)

WOB : poids sur l'outil (tonne)

D : diamètre de l'outil (pouce)

Le "d" exposant doit être corrigé en fonction de la densité de la boue.

$$d_c = d \frac{d_1}{d_2} \tag{8}$$

Où d_c : "d" exposant corrigé

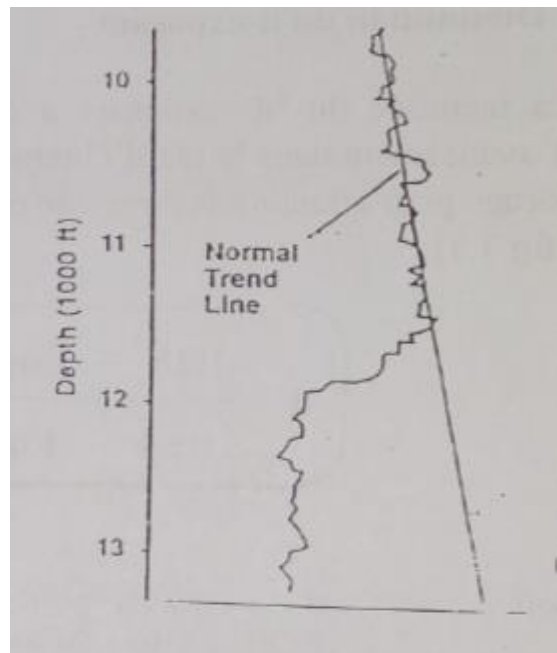
d d-exposant

d₁ : densité du fluide de formation correspondant au gradient de pression hydrostatique normal (1 00 à 1.07 kg/L)

d₂: densité de la boue équivalente

La représentation graphique du "d" exposant en fonction de la profondeur dans une zone d'argile permet de :

- définir une ligne de base " normal trend "
- suivre l'évolution de leur compaction
- détecter les zones à pressions anormalement élevées. [21]



CHAPITRE

III

Résultats et Discussions

1. Indice de gaz

L'utilisation du gaz ratio est une méthode très efficace au cours de forage des hydrocarbures, cette méthode permet de suivi l'évolution de sondage et les différentes formations réservoirs traversées. Pour tester et donner un exemple de cette méthode, nous avons utilisé quatre (4) puits situés dans le camp de Hassi Messaoud. Nous donnons un exemple d'un puits vertical MD 693 (Fig 51).

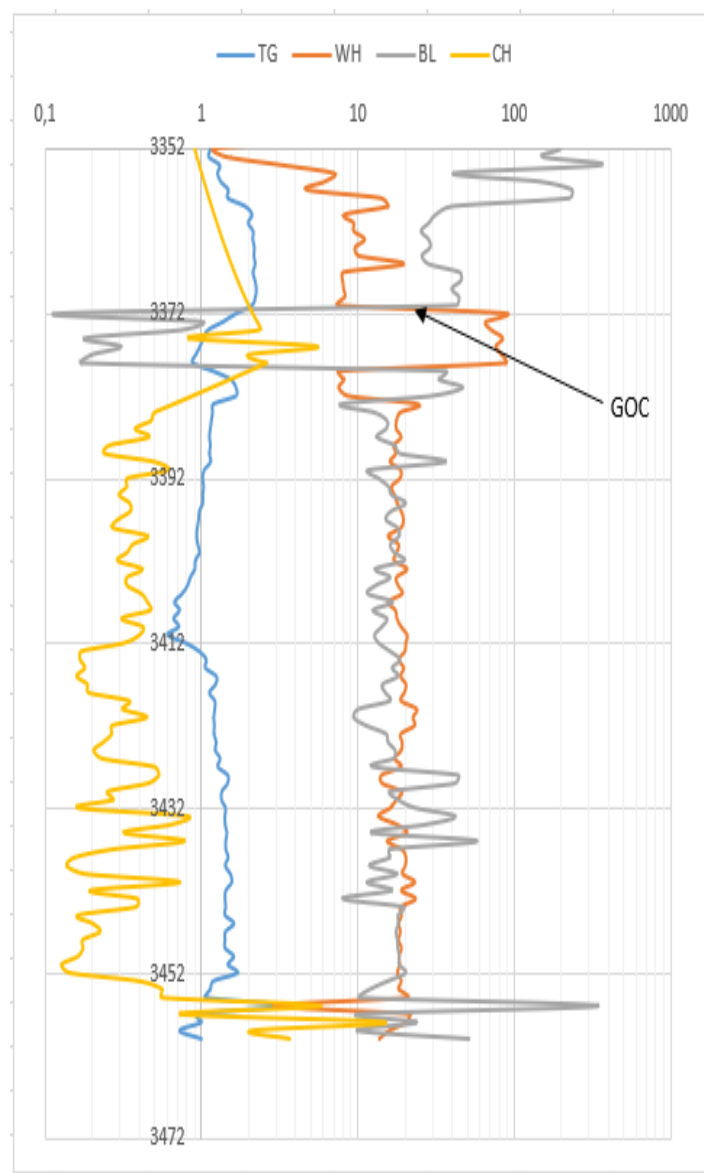


Figure 51 : exemple d'un réservoir d'huile puits MD 693

L'évolution verticale du gaz ratio (Fig.51) montre une distribution en quatre intervalles :

- 3352 à 3358 m ($B_h > 100$) : caractérise par des gaz secs ou légers (zone non productive comme les poches de gaz formées par les gaz biogéniques ou générés avant la fenêtre à huile).
- 3358 à 3371 m ($0.5 < W_h < 17.5$) et ($W_h < B_h < 100$) : c'est une zone productive de gaz, il y a une augmentation du Wetness jusqu'à la rencontre du Balance.
- 3371 à 3378 m ($W_h > 40$) : zone à Huile lourde ou huile résiduelle.
- 3378 à 3460 m ($17.5 < W_h < 40$) et ($W_h > B_h$) : cette intervalle marquée par une zone productive d'huile, la densité d'huile croît avec la séparation des courbes.

Le tableau 5 donne les résultats de la méthode de gaz ratio sur les quatre puits (MD 693, MD 679, MD 680, MD 681).

Tableau 5 : résultats de la méthode de gaz ratio.

Les puits	Zone productive de gaz	Le contacte gaz / huile	Zone productive d'huile
MD 693	3358 à 3371m	3371m	3378 à 3460m
MD 679	3328 à 3339m	3339m	3339 à 3385m
MD 680	3388 à 3397m	3397m	3397 à 3471m
MD 681	3322 à 3334m	3334m	3334 à 3477m

Nous observons que la zone productive de gaz est variée entre la cote 3322 et 3397 m d'une épaisseur moyenne de 75m. Le contacte gaz - huile est varié entre la côte 3334 à 3397m. La côte de contacte gaz - huile des puits MD 693 et MD 681 est plus profonde que puits MD 679 et MD 680. La zone productive d'huile est variée entre la cote 3334 à 3477m avec une moyenne de 86.4 m.

2. Propriétés pétrophysiques

L'étude de l'évolution verticale de la porosité et la perméabilité a été établie sur 4 puits verticaux. Dans le champ de Hassi Messoud, Les valeurs sont tirées des mesures effectuées sur les échantillons de carotte prélevés tous les 25 cm.

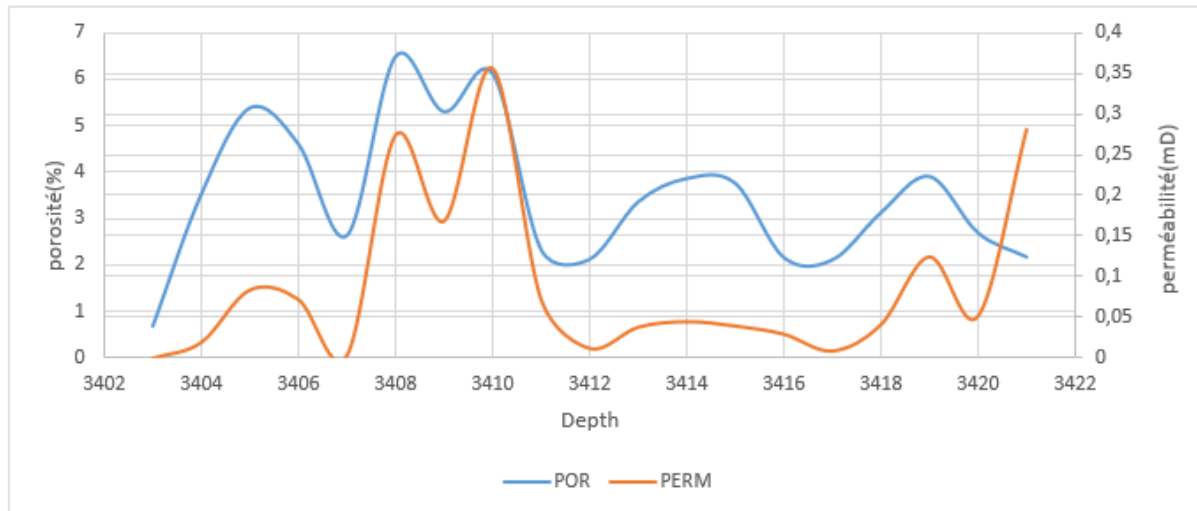


Figure 52 les résultats de porosité et perméabilité à partir l'analyse de carotte 1

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 5% avec une moyenne de 4,76%. La perméabilité dans cette carotte varie verticalement entre 0,01 et 0,35 md avec une moyenne de 0,14 md%. Entre 3407 à 3410 m nous observons des pics de porosité et de perméabilité.

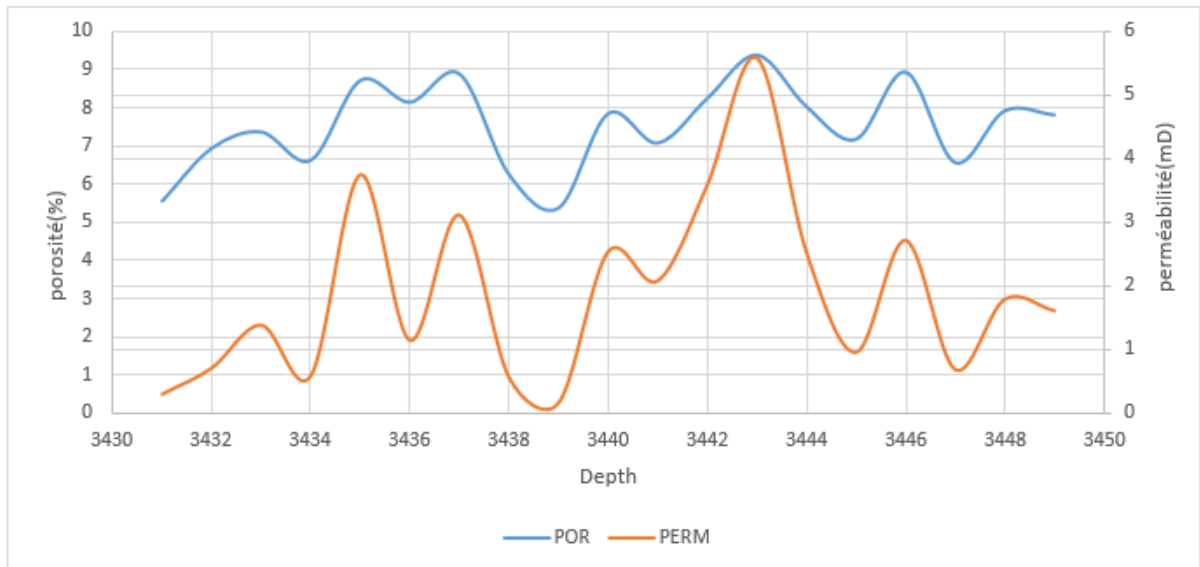


Figure 53 : les résultats de porosité et perméabilité à partir l’analyse de carotte 2

La porosité dans cette carotte variée verticalement entre 5,4 et 9,38% avec une moyenne de 7,51%. Les valeurs de perméabilité très faible varient autour de 6 mD. Les valeurs de la porosité et perméabilité restent très faibles.

Les résultats

Tableau 6 : les propriétés pétrophysiques de certains puits du réservoir à partir de l’analyse des carottes.

Le puits	La cote (m)	La porosité moyenne (%)	La perméabilité moyenne (mD)
MD 693	3403 à 3410	4.86	0.14
	3410 à 3421	2.85	0.046
	3431 à 3449	7.51	1.87
MD 679	3392 à 3408	4.15	0.11

	3445 à 3463	7.52	2.62
MD 680	3456 à 34720	3.5	0.18
MD 681	3422 à 3423	2.5	0.12
	3423 à 3426	22.64	38.31
	3426 à 3428	2.84	0.47
	3428 à 3432	20.92	28.30
	3432 à 3437	0.26	0.0002
	3440 à 3450	3.12	0.23
	3457 à 3467	6.38	0.61

A partir des résultats d'analyse des carottes des quatre (4) puits (MD 693, MD 679, MD 680, MD 681) (voir tableau 5), nous observons que les valeurs de porosité varient entre 0.25 et 22.64%, il y a deux pics dans le puits MD 681 de 2.5 à 22.64% et de 2.84 à 20.92% aux niveaux des cotes 3424 et 3430m respectivement.

Les valeurs de perméabilité varient entre 0.0002 et 38.31mD avec deux pics en parallèle avec les pics de porosité de 0.12 à 38.31mD et 0.47 à 28.30mD.

Il y a une relation physique entre la porosité et la perméabilité : les valeurs de perméabilité augmentent en parallèle avec l'augmentation de la porosité. Les valeurs de la porosité et perméabilité restent très faibles. Nécessite une fracturation de réservoir.

3. Le d-exposant

A partir le Drilling DATA de les quatre puits (MD679 MD680 MD681 MD693) nous avons réalisé des graphes représentant l'évolution de d-exposant en fonction de profondeur :

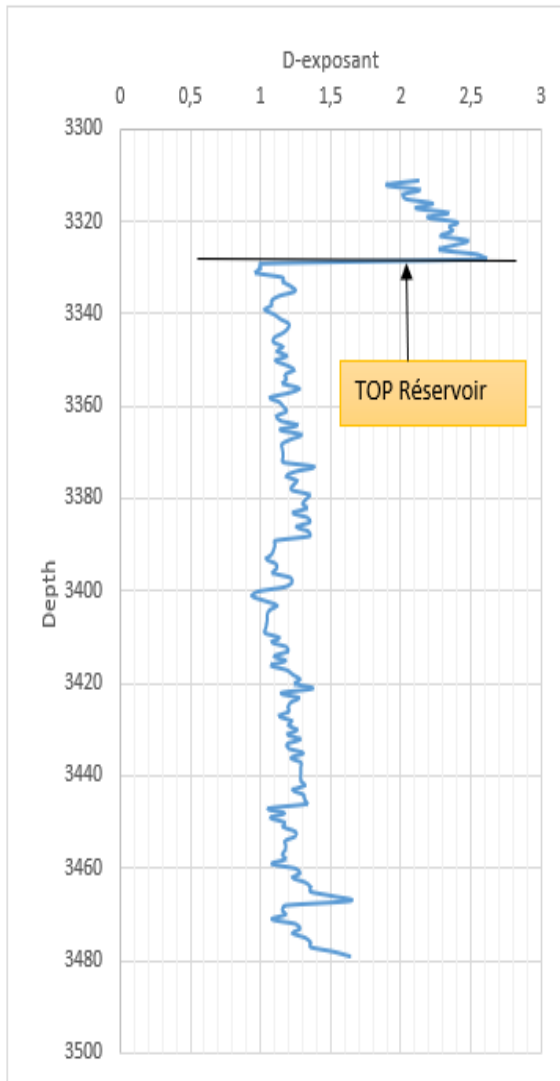


Figure 54 : puits MD 679

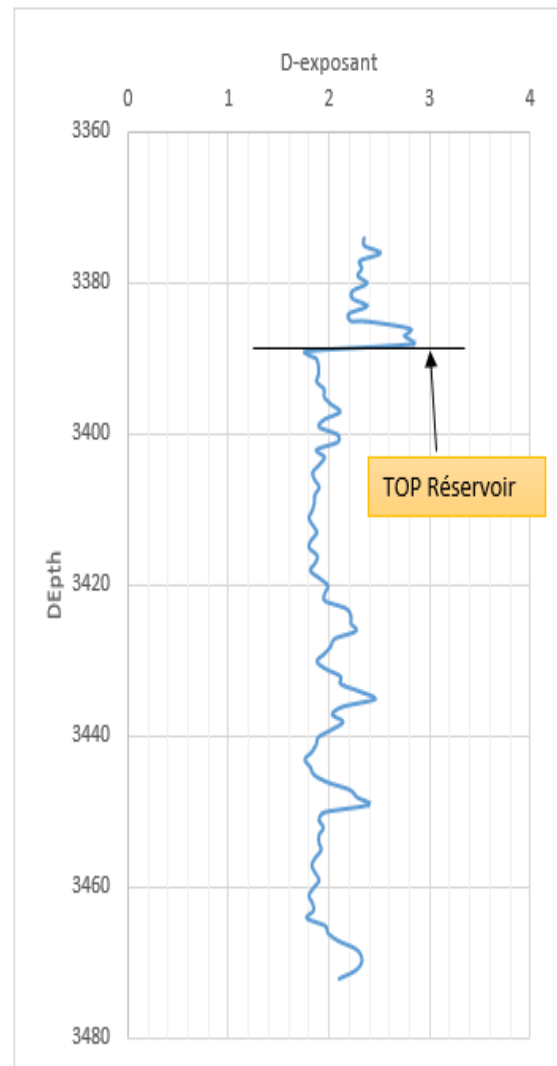


Figure 55 : puits MD 680

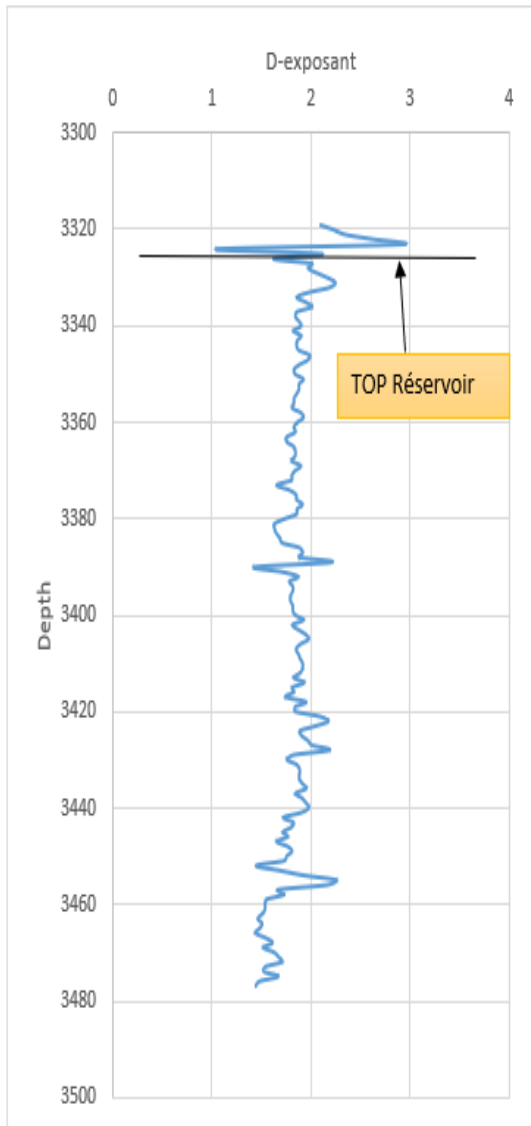


Figure 56 : puits MD 681

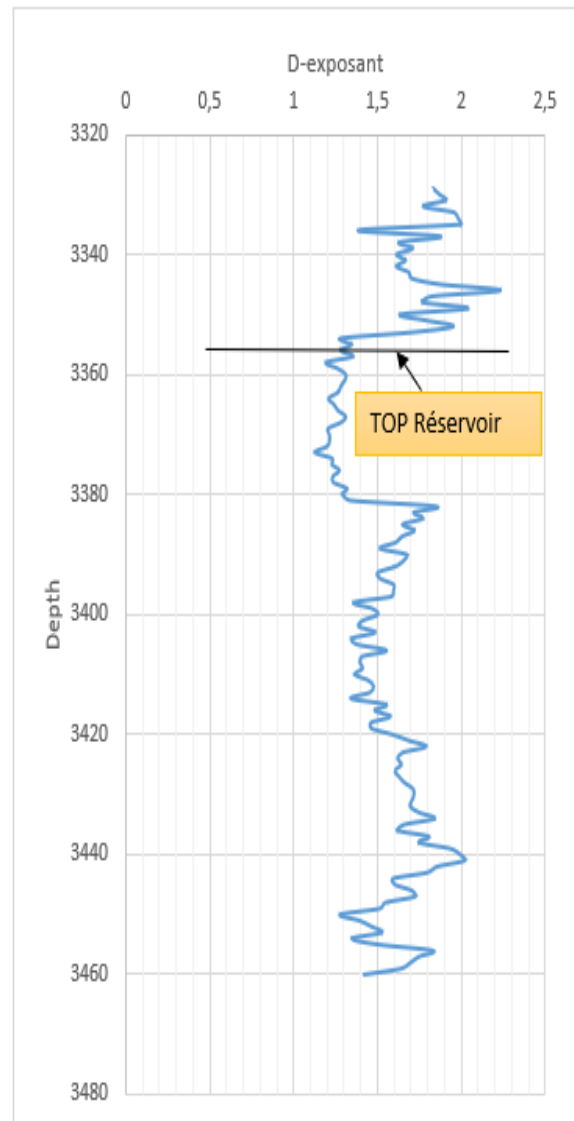


Figure 57 : puits MD 693

A partir les graphes (Fig 54 – 55 – 56 – 57) Nous observons qu’il y a une diminution apparente des valeurs de d-exposant de Top réservoir jusqu’à la fin de forage.

D’après les graphes (Fig 54 – 55 – 56 – 57) et les résultats de (Tableau 4) nous observons qu’il y a une chute au niveau des valeurs de d-exposant comme le forage atteindre le Top de réservoir à cause de l’augmentation de la pression de fluide de formation (les hydrocarbures).

CONCLUSION

La détection continue des gaz est faite afin de déterminer le pourcentage des différents gaz libérés de la formation traversée nous permettent de déterminer les zones productrices, d'isoler les zones non productrices et de préciser les limites du réservoir existé (Top & Bottom).

L'étude de l'évolution verticale de la porosité et la perméabilité a été établie sur 4 puits verticaux. Les valeurs de la porosité et perméabilité restent très faibles. Nécessite une fracturation de réservoir.

La méthode "d" exposant a été introduite pour normaliser la vitesse d'avancement dans le but d'éliminer l'effet des variations des paramètres de forage pour aboutir à une mesure représentative de la forabilité des terrains.

La surveillance géologique (Mud logging) c'est une source très importante d'obtention de données pour les géologues, les ingénieurs de forage, les pétrophysiciens et les ingénieurs de réservoir. Pour atteindre les objectifs principaux et secondaires des puits assurant la bonne sécurité personnelle et de matériel avec les couts économiques les plus bas possible.