

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de L'enseignement Supérieur
Université Kasdi Merbah Ouargla
Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables, et
Sciences de la Terre et de la vie
Département des Sciences de la Terre et de l'Univers



Mémoires fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme de master en géologie
Option : Géologie Pétrolière
Présenté par :
BENSEDDIK Mohammed Aimen
BOULIFA Mohammed Lakhdar
BOUNEGAB Aicha

Thème

**Rôle de la surveillance géologique dans la production
des hydrocarbures : cas du champs pétroliers
HBNEP-6 (de Berkine en Hassi Massaud)**

Soutenu ledevant le Jury composé
de :

MADJANI Fethi		Président
HACINI Messaoud	Professeur	Encadreur
LAMINI Abdellah		Examineur

Professeur Encadreur : HACINI Messaoud

2023-2024

Remerciement

Au terme de ce modeste travail, je tiens avant tout à remercier ALLAH qui nous aide

Et nous donne la patience et le courage durant ces longues années d'étude

Mes vifs remerciements à Monsieur HACINI Messaoud pour l'orientation, la confiance, la patience qui a constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être menée au bon port.

Je tiens à remercier les membres de jury pour avoir accepté dévaluer mon travail.

Un grande merci avec toute ma gratitude à tous les enseignants du Département de géologie qui ont contribué à ma formation tout le long de mon cursus.

Je tiens à remercier vivement tous ceux qui, de près ou loin, ont contribué à l'élaboration de ce modeste mémoire de fin d'étude.

ABSTRACT

The studied region is located in the South-East of Algeria, it presents a Paleozoic and Mesozoic cover, with a thickness exceeding 5000 m and resting unconformably on the magmatic basement.

The Berkine Bassin is the objective of this course, it is characterized by variations in petro physical parameters and lithological changes, which influence drilling results and thus productivity.

Based on regional and local geological studies, sedimentological analyzes and petrophysical interpretation with the combination of subsurface maps, this brings us to the right choice of locations for the installation of new wells, either for production or for its improvement.

Keywords: Berkine Basin, Geology, Petrophysics, Sedimentology, Production.

Résumé

La région d'étude se trouve dans le Sud-Est d'Algérien, elle présente une couverture paléozoïque et mésozoïque, avec une épaisseur qui dépasse 5000 m et reposant en discordance sur le socle magmatique.

Le bassin de Berkine qui est l'objectif de ce mémoire, est caractérisé par des variations de paramètres pétro physiques et de changements lithologiques, qui influents les résultats du forage et ainsi sur la productivité.

En se basant sur les études géologiques régionales et locales, l'analyses sédimentologique et l'interprétation pétrophysique avec la combinaison des cartes de subsurface, on arrive à mieux comprendre notre réservoir d'un point de vue géologique et pétrophysique et cela nous amène au bon choix des endroits de l'implantation de nouveaux puits, soit pour la production ou pour son amélioration.

Mots clés : Bassin de Berkine, Géologie, Pétrophysique, Sédimentologie, Production.

ملخص

تقع منطقة الدراسة في الجنوب الشرقي في الجزائر، وتتميز بغطاء من حقبة الحياة القديمة والدهر الوسيط، بسماكة تزيد عن 5000 متر، وترتكز بشكل غير متجانس على القاعدة المنصهرة

حوض بركين هو هدف هذه الدراسة، فهو يتميز بالتغيرات في المعلمات البتروفيزيائية والتغيرات الصخرية، التي تؤثر على نتائج الحفر وبالتالي الإنتاجية

استنادا الى الدراسات الجيولوجية الإقليمية والمحلية، والتحليلات الرسوبية والتفسيرات البتروفيزيائية مع مجموعة من الخرائط تحت السطح، هذا يقودنا الى الاختيار الصحيح للمواقع لتركيبة ابار جديدة سواء للإنتاج او لتحسينه

الكلمات المفتاحية:

حوض بركين، جيولوجيا، بتروفيزياء، علم الرسوبيات، الإنتاج

ABBREVIATIONS

PCG	Connection Gas
CSG	Casing SHoe
DC	Depth Correction
DS	Directional Survey
DST	Drill Steam Test
LCM	Lost Circulation Material
NB	New Bit
PV	Plastic Viscosity
YP	Yield Point
SPP	Stand Pipe Pressure
RR	Re Run Bit
WOB	Weight On Bit
CB	Core Bit
LC	Lost Circulation
TG	Total Gas
RPM	Rotary Speed
PP	Pump Pressure
TRQ	Torque
MW	Mud Weight
O/W	Oil/Water Ratio
FV	Funnel Viscosity
BGG	Background Gas
DG	Drilling Gas
WLL	Wireline Loggin Total Gas
STG	Short Trip Ga s
Wh	Wetness Ratio
Bh	Balance Ratio
Ch	Character Ratio

SOMMAIRE

Remerciement	1
ABSTRACT	3
Résumé	4
ملخص	5
ABREVIATIONS	6
INTRODUCTION	10

Chapitre I Contexte générale de la zone d'étude :

1.1 Cadre géologique régional du champ de Berkine	13
1.2 Situation géographique de la zone d'étude	13
1.3 Géologie du champ de Berkine	14
1.4 Stratigraphique	15
1.4.1 paléozoïques	15
1.4.2 Mésozoïque	16
1.4.3 Cénozoïque	17
1.5 Tectoniques :	18
Les domaines tectoniques	20
1.6 Système pétrolier	21
1.6.1 Les roches mères	21
1.7 Les directions tectoniques	22
1.7.1 Direction subméridienne	22
1.7.2 Direction Nord Est - Sud-Ouest	22
1.7.3 Direction Nord 70	22
1.7.4 Direction subéquatoriale	22
1.8 Les dépressions tectoniques	22

Chapitre Généralité sur la cabine géologique et Mudlogging I I:

2.1 Notions sur le forage	25
2.2 Description d'un appareil de forage	25
2.2.1. Système de Puissance (Power system)	25
2.2.2 Le système de levage	26
2.2.3 Le système de circulation	27
2.2.4 Le système de rotation	27
2.2.5 Les systèmes d'obturation (Blow out Prévention (B.O.P) System)	28
2.3 PROGRAMME DE DIAGRAPHIES	29
2.3.1 PHASE 28"	29

2.3.2 PHASE 23"	29
2.3.3 PHASE 16"	29
2.3.4 PHASE 12"1/4	29
2.3.5 PHASE 8"1/2	30
2.3.6 PHASE 6"	30
2.4 Les paramètres de forage.....	33
2.5 Généralité sur les cabines et Mudlogging.....	33
2.5.1 Description de la cabine géologique	34
2.5.2 Différents types de la cabine géologiques.....	35
2.5.3 Les divers types de cabines.....	35
2.5.4 Cabine manuelle dite "standard "	35
2.6 Cabine équipée d'un ordinateur Système "Off Line" – type TDC.....	35
2.7 Répartition des tâches des opérateurs dans la cabine.....	36
2.7.1 Chef de la cabine (unit manager)	36
2.7.2 Ingénieur DATA.....	36
2.7.3 Mudlogger.....	37
2.8 Cabine géologique et préservation de l'environnement.....	37
2.9 Objectifs du Mudlogging.....	37
2.10 Paramètres mesurés ou calculés au cours de forage	37
2.10.1. Les paramètres mesurés	38
2.11 Les capteurs.....	39
2.11.1. Les paramètres de forage	39
2.12 Définition de Mud logging	49
2.13 Rôle Mud logging.....	49
2.14 Principaux objectifs d'un service Mud Logging.....	50
2.14.1 Evaluation géologique.....	50
2.14.2 Ingénierie du forage.....	50
2.14.3 Taches du personnel de l'unité Mud logging.....	50
2.15 Le rôle des capteurs de la cabine Mud logging.....	50
2.16 Position sur le Rig.....	51
2.16.1 Surveillance Géologique	51
2.17 ANALYSE DU GAZ.....	56
2.17.1 Circuit de gaz.....	56
2.17.2 Les fractions utilisées	56
2.18 Echantillonnage	57

2.18.1 Collecte et Préparation de L'échantillon	58
2.18.2 Traitement et description des cutting :	58
2.18.3 Lavage et tamisage :	59
2.19 L'analyse des échantillons :	60
2.20 Etablissement d'un Masterlog	63
2.21 Conclusion	65
Chapitre Résultats et discussions III :	
3.1 Géologie du champ.....	67
3.1.1 Le mésozoïque	67
3.1.2 LE JURASSIQUE	69
3.1.3 LE TRIAS :	71
3.1.4 Devonien.....	72
3.1.5 Ordovicien	74
3.2 Relation de la géologie de puits avec la vitesse de rotation.....	79
3.3 Étude et interprétation de données de gaz	79
3.4 les différents types du gaz ratio	79
3.4.1. Whetness Ratio (Wh)	80
3.4.2. Balance Ratio (Bh)	80
3.4.3. Character Ratio (Ch)	80
3.5 Cas de puits HBNEP-6	82
3.6 Evolution des paramètres physique au cours de forage.....	85
3.6.1. Densité de la Boue	85
3.6.2. Température :	86
3.6.3. Viscosities :	86
3.6.4. La pression :	86
Conclusion générale:.....	87
Liste des figures	88
Liste des tableaux.....	90
BIBLIOGRAPHIE	91

INTRODUCTION

Le rôle du géologue dans la surveillance géologique de la production des hydrocarbures est crucial pour garantir une exploitation efficace et durable des réserves d'hydrocarbures. Voici quelques-unes des principales fonctions et responsabilités d'un géologue dans ce contexte :

1. **Interprétation des données géologiques**

Les géologues analysent les données géologiques recueillies lors de l'exploration et de l'évaluation des réserves d'hydrocarbures. Cela comprend l'interprétation des données sismiques, des logs de puits, des données de carottes de forage et d'autres informations géologiques pour comprendre la structure et la composition du gisement.

2. **Modélisation de réservoir**

Les géologues construisent des modèles de réservoir pour estimer les caractéristiques du réservoir, telles que la taille, la forme, la porosité, la perméabilité, etc. Ces modèles aident à prédire le comportement du réservoir et à optimiser les opérations de production.

3. **Surveillance de la production**

Les géologues surveillent la production d'hydrocarbures pour évaluer les performances du réservoir et identifier les tendances de production. Ils utilisent des outils de surveillance tels que les données de pression, de débit, de composition des fluides et d'autres paramètres pour surveiller la performance du réservoir au fil du temps.

4. **Optimisation de la récupération**

Les géologues collaborent avec les ingénieurs de réservoir pour optimiser les schémas de production et développer des stratégies de récupération avancées. Cela peut inclure l'utilisation de techniques de récupération assistée par injection d'eau, de gaz ou de produits chimiques pour maximiser le taux de récupération des hydrocarbures.

5. **Gestion des risques géologiques**

Les géologues évaluent les risques géologiques associés à l'exploitation des hydrocarbures, tels que la migration des fluides, la subsidence du sol, les risques sismiques, etc. Ils contribuent

à élaborer des plans de gestion des risques pour assurer la sécurité des opérations et de l'environnement.

6. Surveillance de l'environnement

Les géologues surveillent également les impacts environnementaux de l'exploitation des hydrocarbures, tels que la contamination des eaux souterraines, les émissions de gaz à effet de serre, etc. Ils contribuent à la mise en œuvre de mesures d'atténuation pour minimiser ces impacts.

En résumé, le géologue joue un rôle essentiel dans la surveillance géologique de la production des hydrocarbures en fournissant une expertise géologique pour optimiser la récupération des ressources tout en minimisant les risques environnementaux et opérationnels.

L'objectif du travail est de suivre les paramètres géologiques au cours de la production d'hydrocarbures dans le champ de Barkine pour répondre à cette préoccupation on divsé le travail en trois chapitres

- CHAPITRE I : Présentation du champ de Berkine.
- Chapitre II : Généralité sur la cabine géologique et Mudlogging.
- Chapitre III : Résultats et discussionsHBNEP-6.

Chapitre I :

Contexte générale de la

zone d'étude

1.1 Cadre géologique régional du champ de Berkine

1.2 Situation géographique de la zone d'étude

Le bassin de bassin de Berkine est situé dans l'erg oriental, du sahara algérien entre

Les parallèles : 29° et 34° N

Les méridiens : 5° et 10° E , (Fig.1).

Il est limité : à l'est par, la frontière avec la Tunisie et la Libye, au sud par le bassin d'Illizi. À l'ouest par la mole d'amguid el biod hassi messaoud, au nord par le bourrelet d'ain-roumana et la voûte de dahar.

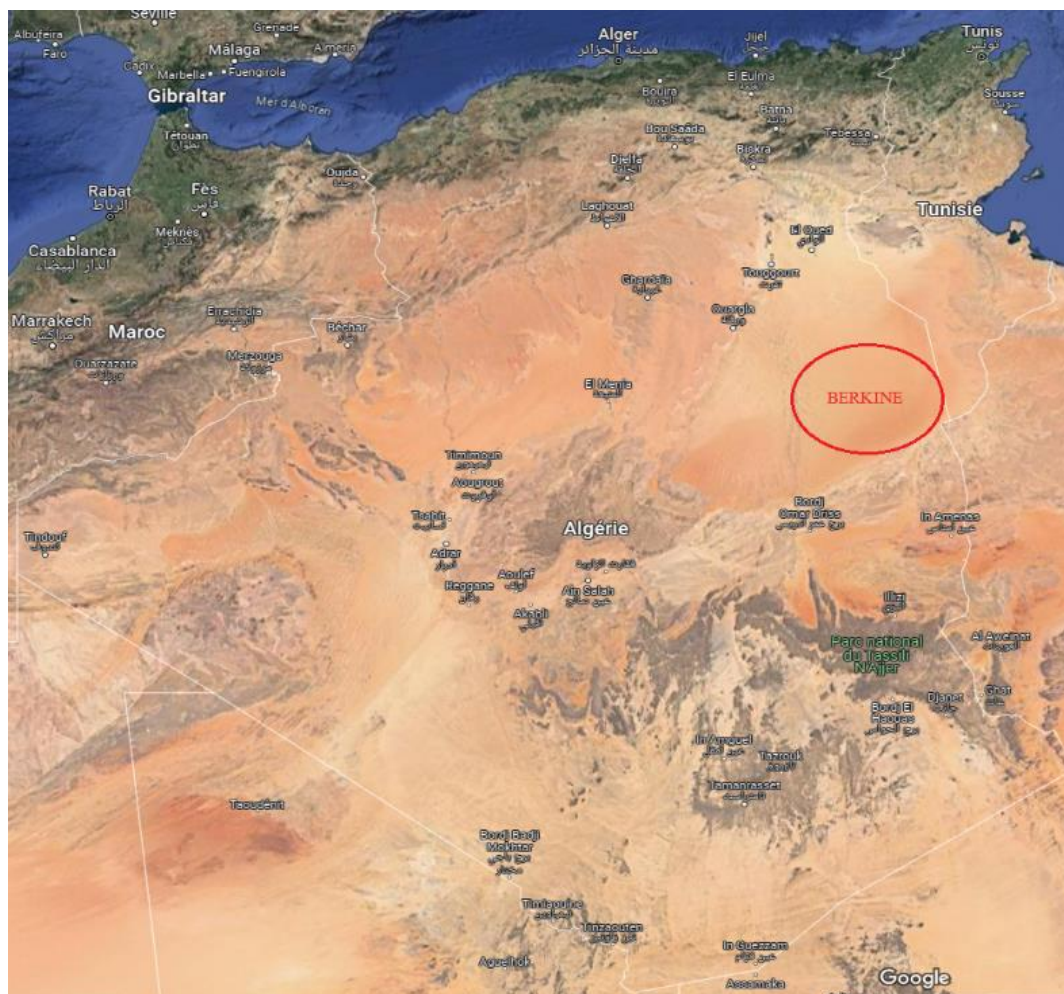


Figure 1.1: Situation géographique (Google Maps)

1.3 Géologie du champ de Berkine

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type intra-cratonique, il se situe dans la partie Nord est de la plateforme saharienne. Sa superficie globale est de 102 395 km². Les limites du bassin sont : au nord par la bordure sud de la voûte de Dahar. à l'est, il se prolonge dans le bassin de Ghadamès au sud de la Tunisie et l'ouest de la Libye, au Sud, le môle de d'adhara qui le sépare du bassin d'Illizi, et à l'Ouest, le môle d'Amguid el Biod-Hassi Messaoud.

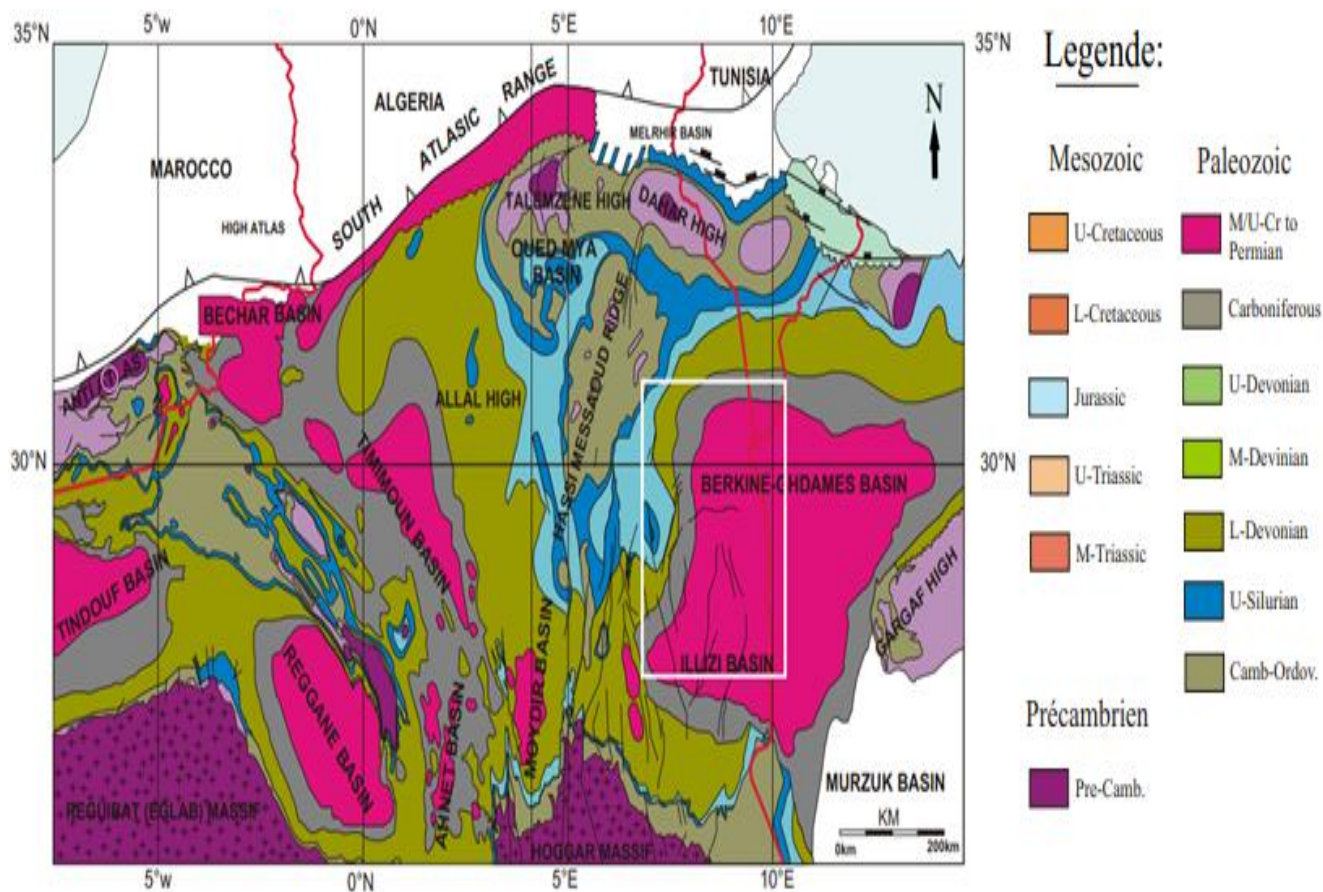


Figure 1.2: Situation géologique du bassin de Berkine et principaux domaines tectoniques régionaux et stratigraphiques de la région du Maghreb. S. Galeazzi and al (2010), modifiée

1.4 Stratigraphique

La série stratigraphique est composée de dépôts mésozoïques reposant en discordance majeure sur des formations du Paléozoïque reconnu partiellement. En fin, un pendage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le mésozoïque (Fig1.3). la série litho stratigraphique du bassin est constituée des formations suivantes (Fig1.3).

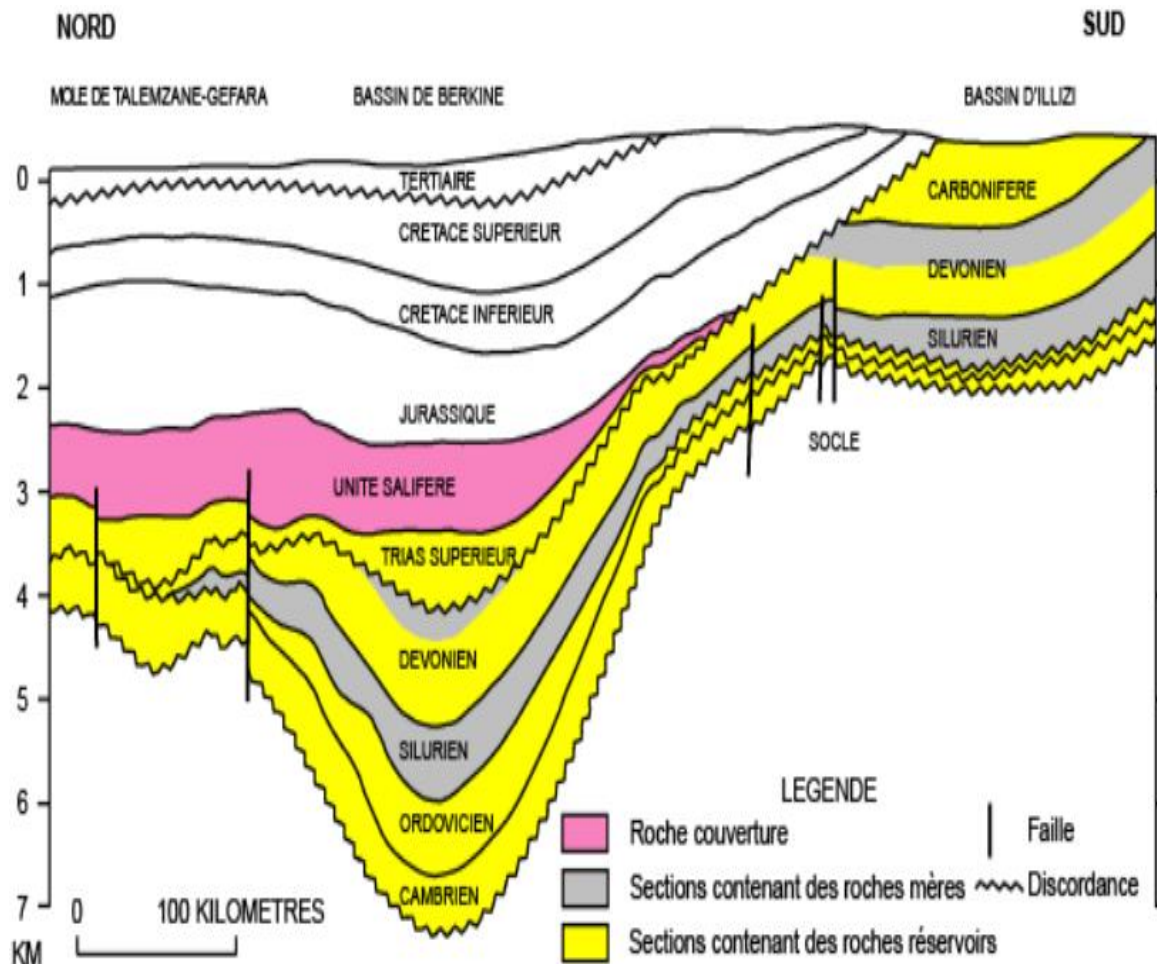


Figure 1.3: Colonne stratigraphique du bassin de Berkine(Sonatrach2003)

- **SoCle :** Composé de roches précambriennes succédées en discordance par des roches paléozoïques.

1.4.1 paléozoïques.

A. Cambrien

Ces dépôts reposent sur un socle Précambrien, il est représenté par des grés et des quartzites à passées conglomératique. l'épaisseur moyenne de cette formation 300 m.

- **OrdoVICIEN**

Ces dépôts sont représentés par un ensemble de sédiments détritiques, et caractérisé par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin, épaisse d'environ de 600 m. essentiellement des argiles noires fossilifères « un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne » sur les quelles, reposent des grès argileux.

- **Dévonien**

Formé par en trois époques à savoir :

Le dévonien inférieur, composé d'une alternance argilo-gréseux. Suivi par le dévonien moyen caractérisé par un dépôt argileux avec intercalations de niveaux carbonatés, suivi par le dévonien supérieur représenté par des argiles à passages marneux, calcaire et dolomie, au sommet y a des grès et des silts.

- **Carbonifère**

Formé du bas en haut par le carbonifère inférieur représenté par une alternance d'argiles, de silts et de grès avec des passées des roches carbonatées. Suivi par le Carbonifère supérieur : représenté par une alternance des grès et d'argiles à la base, avec des carbonates dans la partie centrale.

1.4.2 Mésozoïque

A. Trias

Subdivisé en trias argilo carbonaté (TAC) constitué d'argile brun rouge, rarement grise verte à éléments fins à moyen devenant grossier vers la base, avec d'intercalation d'argile gris vert et brunâtre indurée, siliceuse et feuilletée.

Suivi par *trias argilo- gréseux inférieur (TAGI)* constitué de grès gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier subarrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux, localement pyriteux, friables à moyennement consolidé avec intercalations d'argile brun rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse. *trias argilo- gréseux supérieur (TAGS)* : Il est constitué de grès gris blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée, silteuse.

B. Jurassique

D'une épaisseur de 770 m, et composés de sédiments marins lagunaires, à sa base, il se trouve un niveau dolomitique caractéristique.

C. Crétacé

D'une épaisseur de 1250 m, par des alternances de grès, d'argiles, dolomies et calcaires avec des passées d'anhydrites, gypses et sels. Il devient essentiellement carbonaté vers le sommet.

1.4.3 Cénozoïque

A Mio-Pliocène

constitué de sable blanc à translucide, jaunâtre localement rougeâtre, rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier avec des intercalations d'argile brun rouge sableuse avec la présence parfois, de banc de calcaire argileux.

B Quaternaire

Représenté par des sables dunaires.

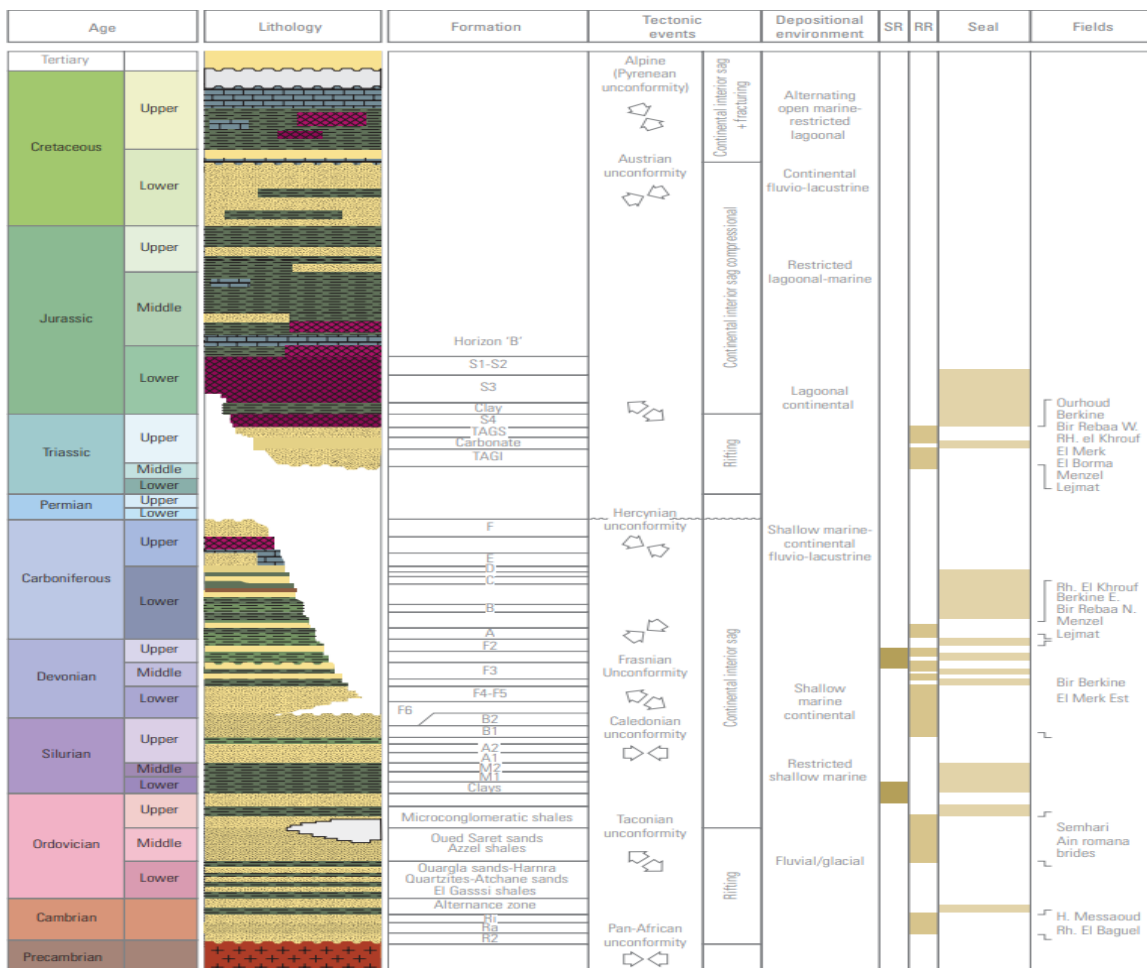


Figure 1.4 : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine (Sonatrach GSE 2005)

1.5 Tectoniques :

Les évènements tectoniques

- **La phase panafricaine**

C'est suite à la collision entre le craton ouest africain rigide et le craton est africain plus plastique, qu'apparaissent de grands accidents subméridiens verticaux observables sur tout le substratum précambrien (**Fig 1.5**). Ils peuvent être interprétés comme décrochements dont le déplacement horizontal peut atteindre la centaine de kilomètres. A ces failles majeures, se conjugue un réseau de failles NE-SW et NWSE, la contrainte maximale est orientée E-W.

- **La distension cambro-ordovicienne**

Après le nivellement des structures et reliefs antérieurs au cambrien il se forme la pédiplaine infra-Tass ilienne, légèrement inclinée vers le nord.

- **La Compression laconique**

C'est une phase, de mouvements compressifs le long des accidents subméridiens, qui provoquent des soulèvements régionaux et ensuite leur érosion.

- **La Distension silurien**

C'est une phase de distension qui a suivi la fonte la calotte glaciaire et a engendré des dépôts d'argile noire.

- **La phase de compression calédonienne**

phase de soulèvement général suivie d'une érosion, de nivellement des structures, de dépôts détritiques, et a eu lieu entre fin silurien et le début dévonien.

- La phase dévonienne : caractérisée au dévonien inférieur par une phase distensive qui débute au gédinnien et se termine par la transgression généralisée au début de l'emsien. suivie au dévonien moyen et supérieur : par la discordance frasnienne.

- **Les mouvements post-framenniens**

une discordance à la base du carbonifère a été établie par le fait que les formations du tournaisien sup reposent en discordance sur les formations dévoniennes.

- **La phase hercynienne**

Elle montre l'érosion des formations carbonifères en direction de la bordure W et SW du bloc 403d, ce qui illustre le basculement du bassin vers l'Est et le NE et l'exposition par conséquent

des parties W et SW à l'érosion. les mouvements hercyniens majeurs sont situés après le namurien et avant Permien, (A. Boudjemaa, 1987).

- **La phase de rifting continental**

Correspond aux coulées volcaniques liées à failles majeures NE-SW et à l'épaisse série salifère qui peut atteindre plus de 1400m dans le sillon de durban qui borde au sud-ouest le bassin de Berkine.

- **La phase autrichienne**

Phase de compression est-ouest qui a causé une inversion structurale. Les failles normales synsédimentaires créées pendant le trias-Lias se sont inversées durant cette phase.

- **La phase pyrénéenne (Eocène sup)**

Affecte les accidents NE-SW donne nombreux anticlinaux

AGE		DEFORMATION	PHASES OROGENIQUES	
			La phase post-Villa Franchienne compressive, sub-méridien de direction NNE-SSW	
PLIOCENE			La phase MIOCENE compressive orientée NNW-SSE	
MIOCENE			La phase OLIGO-MIOCENE distensive de direction NW-SE	
OLIGOCENE			La phase ATLASIQUE compressive de direction NW-SE	
EOCENE				
PALEOCENE			La phase EMSHIERIENNE	
C R E T A C E	S U P E R I E U R		MAASTRICHIEN	D'age fini TURONIEN-SENOMANIEN distensive de direction NW-SE
			CAMPANIEN	
			SANTONIEN	
			CONIACIEN	
			TURONIEN	
			CENOMANIEN	
	I N F E R I E U R	ALBIEN	La phase AUTRICHIENNE	
APTIEN		D'age APTIEN-ALBIEN MOYEN compressive de direction E-W		
BARREMIEN		La phase NEO-CIMERIENNE (anté-néocomienne)		
NEOCOMIEN		Compressive de direction N110 E		
J U R A S S I Q U E	MALM		LA DISTENSION TRIASIQUE du TRIAS jusqu' au JURASSIQUE distensive de direction NE-SW	
	DOGGAR			
	LIAS			
TRIAS				

Figure 1.5: Les principales phases tectoniques sur la plateforme saharienne, D'après Boudjema (1987) (Sonatrach).

Les domaines tectoniques

Le Bassin de berkine est caractérisé par deux domaines principaux :

- Domaine ouest : très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude.
- Domaine centre : formé par des structures moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le nord au niveau de la voûte de dahar, pour les formations paléozoïques.

Les failles résultantes de la tectonique cassante, ayant affectée les 2 domaines, sont multidirectionnels.

Les accidents NE-SW sont dus principalement aux mouvements distensifs à la fin Trias /début Jurassique. ainsi que les failles régionales ont défini des trends structuraux majeurs sur lesquels viennent se greffer les pièges et gisements d'huile et de gaz dans le bassin. Les principales orientations observées sont :

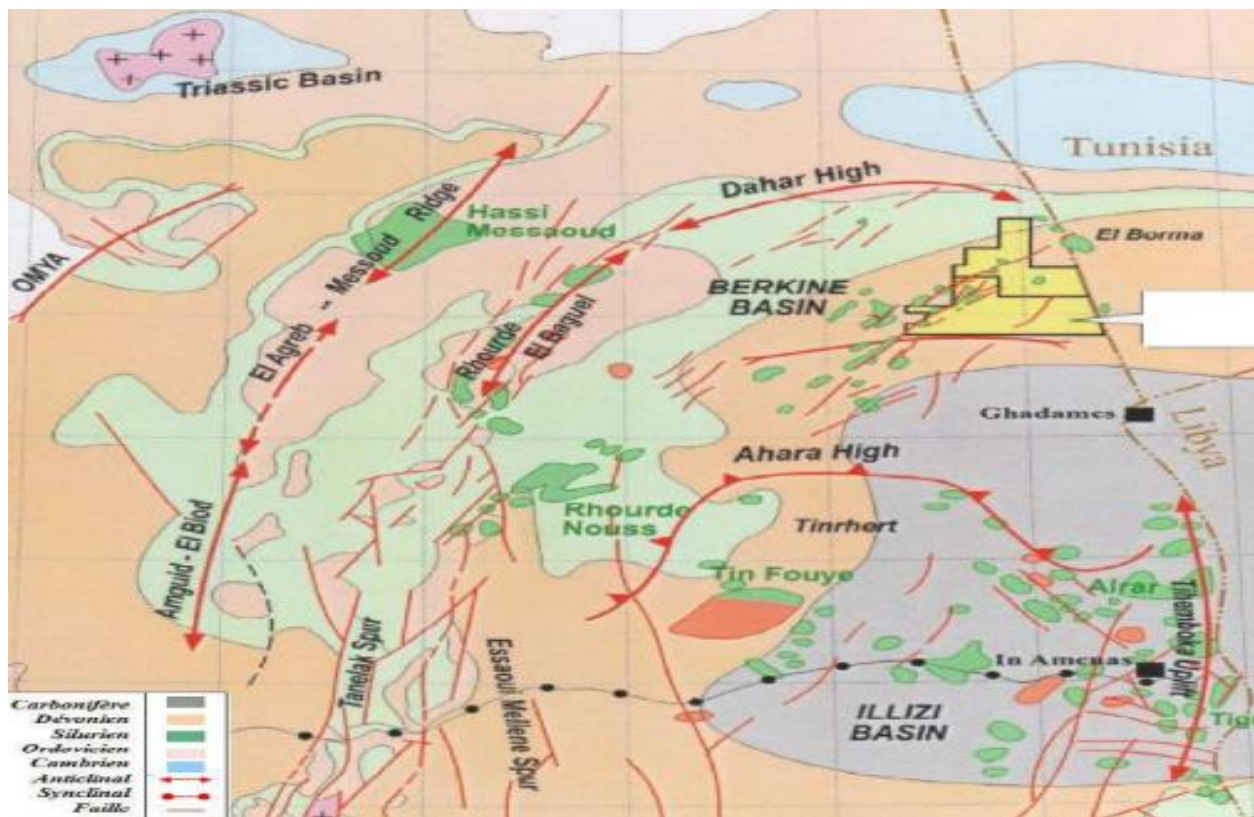


Figure 1.6 : Eléments tectoniques du bassin de Berkine (Sonatrach)

1.6 Système pétrolier

Le système pétrolier est un système géologique qui englobe les roches mères et tout ce qui peut être en relation avec les hydrocarbures, comme les structures et processus géologiques essentiels à une éventuelle accumulation d'hydrocarbures

1.6.1 Les roches mères

C'est une roche sédimentaire argileuse contenant de la matière organique, à un aspect feuilleté, susceptible de générer des hydrocarbures.

Les roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de séries argileuses noires marine, marquant le début de la période de transgression lors du Silurien et du Frasnien (**Fig1.6**) :

- **La roche silurienne**

D'extension régionale, est le principal générateur d'hydrocarbures dans la région, et constituée d'une partie basale d'argiles noires à Graptolites, riches en matières organiques et marquée par un pic radioactif.

- **La roche frasnienne**

a une extension plus limitée, localisée dans la partie centrale du bassin.

Il existe d'autres roches mères dans le bassin de Berkine, d'âge Dévonien, Ordovicien et Carbonifère.

1.7 Les directions tectoniques

1.7.1 Direction subméridienne

Les failles subméridiennes à forts rejets, pouvant atteindre 2000m comme dans le cas de la faille de ramade et 500m dans la région de rhourde El nouss, avec des structures de grandes amplitudes (la structure de rhourde el nouss atteint 900m de fermeture structurale).

1.7.2 Direction Nord Est - Sud-Ouest

Les failles NE-SW sont caractérisées par une composante de décrochement importante avec ramification dans la partie supérieure, les structures associées sont des blocs basculés ou des structures 'en fleur', cette direction interfère avec la direction subméridienne. sur la majorité des rejeux tectoniques à caractère inverse (faille inverse) s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le tAGI et le tAGS. En plus il y'a d'autres orientations secondaires de failles qui existent localement :

1.7.3 Direction Nord 70

Elle se ressent dans la région de rhourde nouss, au niveau de la structure de taouil et dans la région de menzel lejmet.

1.7.4 Direction subéquatoriale

Au sud Est d'ahara et à l'ouest sur le trend tartrat.

Direction Nord 150 : au Nord Est du bassin au niveau des trends de keskassa, bir rebâa, zemlet el-arbi et bir berkine nord-rhourde en naga

1.8 Les dépressions tectoniques

Le bassin de berkine, intracratonique, est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures, et essentiellement subdivisé en trois zones pétrolières (Fig.7).

- **Dépression sud-est-triasique**

Se superpose à l'actuel sillon salifère de dorbane et ses extensions vers le sud-ouest, et constitue la zone tampon entre le môle d'amguid-hassi messaoud et le bassin de berkine.

- **Dépression de Dahar**

Un vaste monoclinal mésozoïque à pendage NE se superposant au haut structural de dahar, limité au nord par le sillon de melrhir et constitue les bordures nord du bassin de berkine.

- **Dépression de Berkine**

caractérisée par une épaisse couverture dunaire de l'Erg oriental.

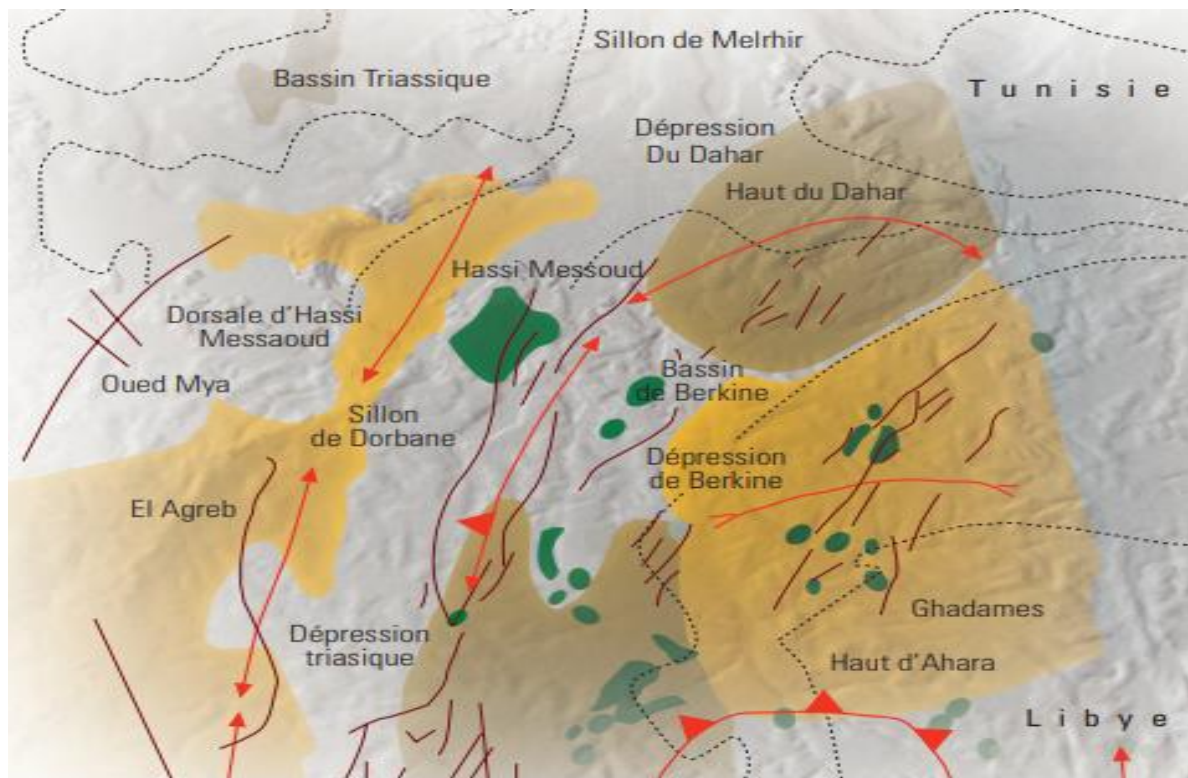


Figure 1.7 : Éléments structuraux du bassin de Berkin(Sonatrach)

Chapitre I I: Généralité sur la cabine géologique et Mudlogging

2.1 Notions sur le forage

Des techniques ont été mises au point pour détecter la présence d'hydrocarbures dans le sous-sol, mais le forage reste la seule technique permettant de confirmer la présence d'hydrocarbures avec une certitude absolue, ainsi que les hypothèses géologiques et géophysiques. Le forage est réalisé à des fins d'exploration et d'exploitation : des puits d'exploration sont forés pour évaluer la taille du réservoir et des puits de production sont forés pour extraire les hydrocarbures. Le forage est réalisé à l'aide d'un appareil de forage qui utilise des trépan dentés, tels que des trépan triples ou des trépan monoblocs, auxquels un poids applique une force en les faisant tourner. Il existe deux types d'opérations de forage : Le forage à percussion et le forage rotatif.

2.2 Description d'un appareil de forage

On peut regrouper les équipements de forage en 5 fonctions suivantes :

- 1) Système de Puissance (Power system)
- 2) Système de Levage (Hoisting System)
- 3) Système de Circulation (Circulating System)
- 4) Système de Rotation (Rotating System)
- 5) Système des obturateurs (BOP system)

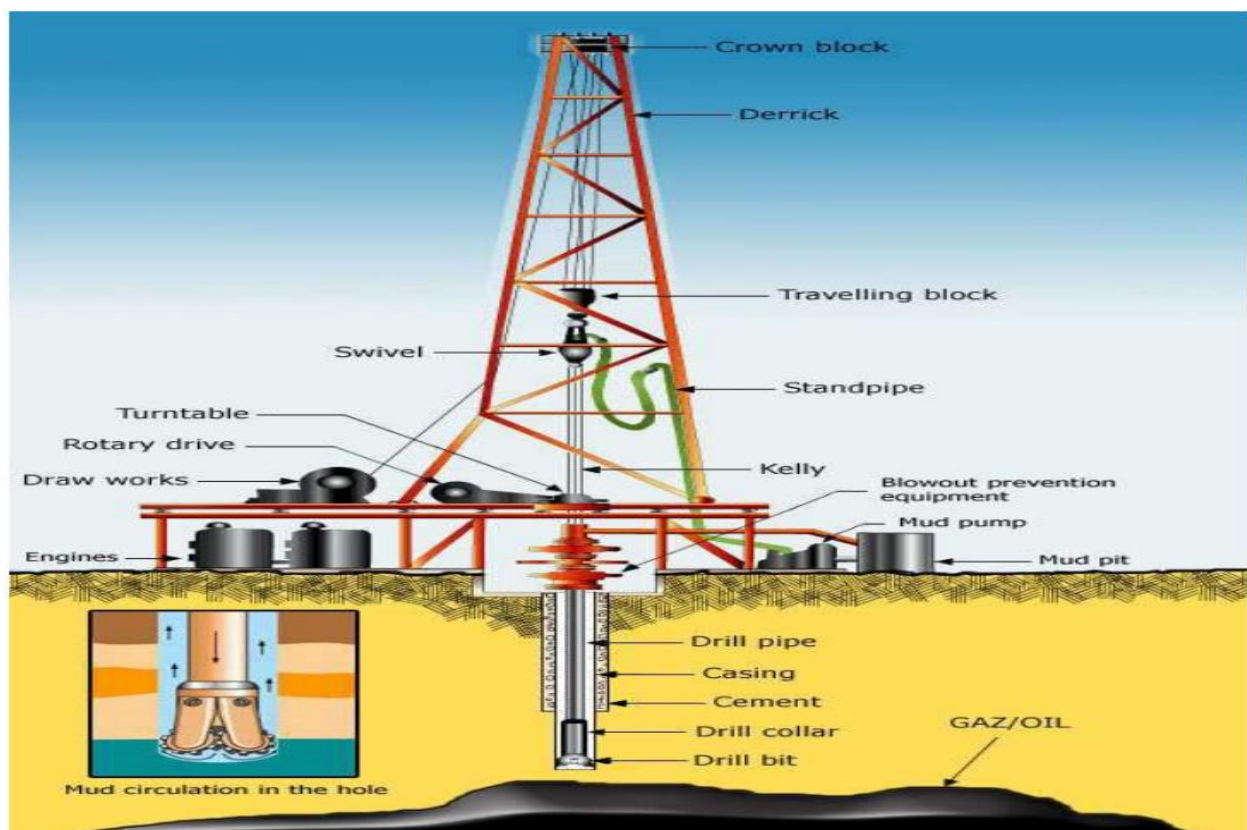


Figure 2.1: L'appareil de forage (édité a la DML 2012)

2.2.1. Système de Puissance (Power system)

Pour le fonctionnement de différents composants, une source d'énergie est indispensable. Elle est produite par le système de puissance.

- La puissance électrique est générée par des moteurs
- Cette puissance est transformée en courant électrique par des générateurs de courant.
- Le courant généré est distribué sur les différentes parties de la sonde par des centres appelés SCR.



Figure 2.2: Le système de puissance (édité a la DML 2012)

2.2.2 Le système de levage

Le système de levage est essentiel dans divers secteurs industriels. Il permet de déplacer efficacement des charges lourdes, améliore la sécurité au travail, augmente l'efficacité des opérations, s'adapte aux besoins spécifiques de chaque industrie et optimise l'utilisation de l'espace. En résumé, il facilite la manipulation des charges, garantissant ainsi des processus plus sûrs et plus efficaces.

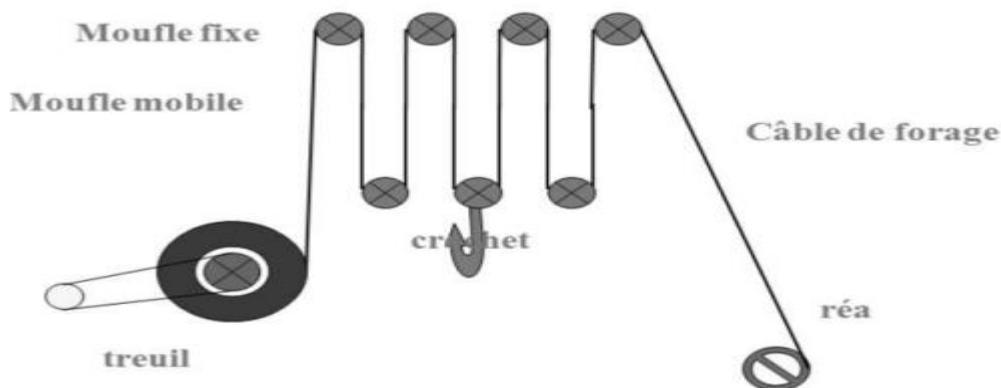


Figure 2.3 : Le système de levage (édité a DML)

2.2.3 Le système de circulation

Est essentiel dans divers domaines tels que les réseaux de transport, la distribution d'eau, et la circulation sanguine. Il facilite le mouvement des personnes, des biens et des fluides, distribue équitablement les ressources, régule la température corporelle, élimine les déchets, transporte les nutriments et assure la communication cellulaire. En somme, il est crucial pour le bon fonctionnement des réseaux de transport, des systèmes hydrauliques et du corps humain.

2.2.4 Le système de rotation

Est crucial dans divers domaines tels que la mécanique, la biologie et l'astrophysique. Il transforme le mouvement linéaire en mouvement circulaire et vice versa, jouant un rôle essentiel dans les machines, les processus biologiques comme la locomotion des micro-organismes, et la formation des planètes et des galaxies. Il est également utilisé en navigation pour déterminer la position et l'orientation. En résumé, la rotation est omniprésente et joue un rôle fondamental dans de nombreux aspects de notre univers et de notre vie quotidienne.

La fonction rotation est assurée par la table de rotation (ou le système top drive) qui fait tourner la tige d'entraînement et le train de sonde par l'intermédiaire de fourrures et du carré d'entraînement. Elle comprend les équipements suivant

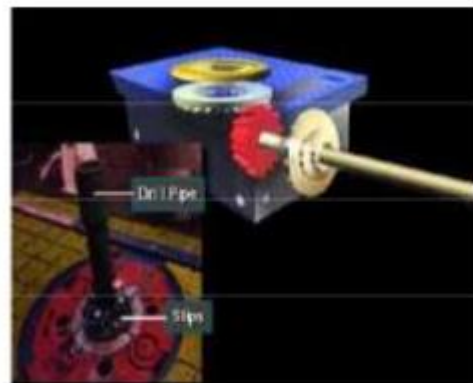


Figure 2.4 : la table de rotation



Figure 2.5: Le top drive (édité a DML)

2.2.5 Les systèmes d'obturation (Blow out Prévention (B.O.P) System)

Sont essentiels dans de nombreux domaines, de l'ingénierie à la médecine, en passant par l'industrie. Leur rôle principal est de contrôler le flux de liquides, de gaz ou de particules, garantissant ainsi l'isolation, l'étanchéité et la sécurité des processus et des équipements. Ils permettent également d'automatiser et de réguler précisément les opérations, contribuant ainsi à l'efficacité et à la fiabilité des systèmes. En médecine, ils sont utilisés pour assurer la sécurité des patients lors d'interventions chirurgicales. En résumé, les systèmes d'obturation sont indispensables pour le contrôle et la sécurité des processus dans divers secteurs d'activité

C'est une large valve à la partie supérieure du puits qui peut fermer les annulaires et les tubulaires quand le contrôle des fluides de forage est perdu. Cette valve est actionnée à distance par les vannes.

- **Obturateur annulaire (annulaire, préventeur)** Il comporte une membrane en caoutchouc qui ferme sur n'importe quelle section. Cette membrane se ferme même complètement si le puits est vide.
- **Obturateurs à mâchoires (ram-type BOP)** Ces équipements comportent des mâchoires en acier [rams] équipées des garnitures qui assurent l'étanchéité entre l'intérieur du puits et les tiges qui en sortent.

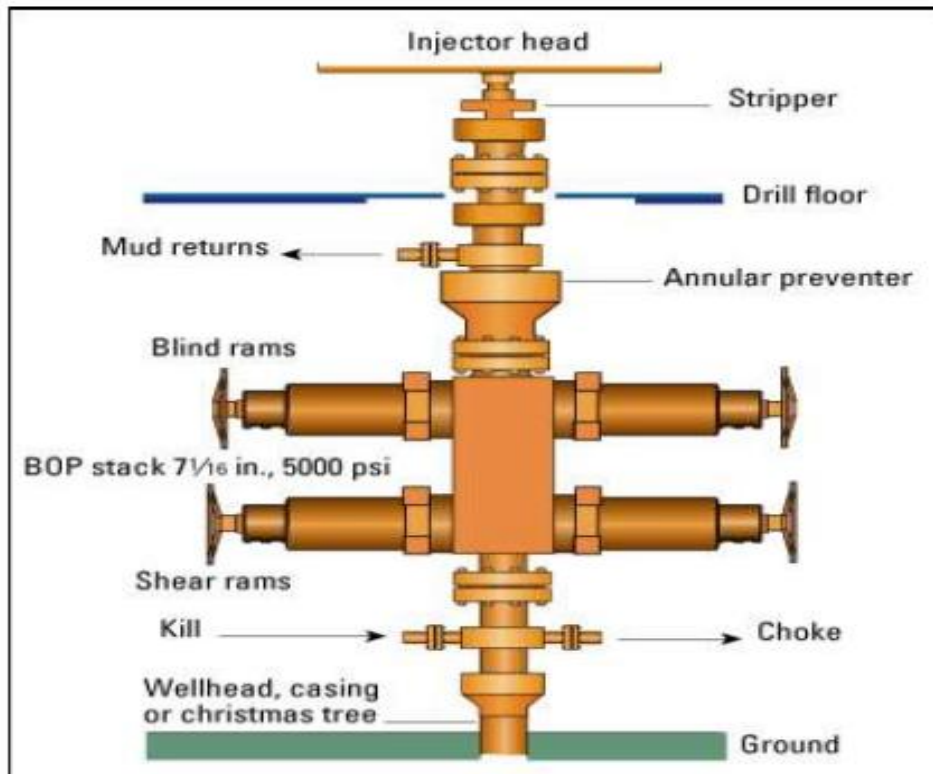


Figure 2. 6: Le BOP (édité a la DML)

2.3 PROGRAMME DE DIAGRAPHIES

2.3.1 PHASE 28"

Pas d'échantillonnage

* Néant.

2.3.2 PHASE 23"

CP 24" 1/2 (133 lbs/ft - J55 BTC) à 58 m.

Néant.

2.3.3 PHASE 16"

Avant la pose du Csg 18" 5/8

* GR – DENSITE – SONIC (P&S) – CALIPER (GR jusqu'en surface)

Après la pose du Csg 18" 5/8

* Un log de cimentation approprié du 18" 5/8.

2.3.4 PHASE 12" 1/4

Avant la pose du Csg 13 3/8"

(* GR – DENSITE – SONIC (P&S) – CALIPER (GR – 30 m au-dessus du 13"3/8)

Après la pose du Csg 13 3/8"

Un log de cimentation approprié du 13 3/8" .

1er RUN (phase 12 1/4") : de 15 à 2355 m prendre un pas de *10m De 2355m à la surface prendre un pas de 80m.

2.3.5 PHASE 8"1/2

Avant la pose du Csg 9 5/8"

*GR – DENSITE – SONIC (P & S) - CALIPER- (GR – 30 m au-dessus du 9 5/8")

Après la pose du Csg 9 5/8"

*Un log de cimentation approprié du 9 5/8"

A- PROGRAMME DU VSP

*Pour l'acquisition de ce VSP à zéro offset prendre :

*Une fourchette de fréquence de : 08-80 Hz,

*Une longueur de sweep qui peut aller jusqu'à 12s,

*L'acquisition se fera en 02 RUN

2.3.6 PHASE 6"

Avant la pose du Liner 4"1/2

*SONIC (P&S) – GR – CAL (GR – 50 m au-dessus de recouplement avec le 7").

*DENSITE – NEUTRON – GR – NGT.

*Résistivité – GR.

*Mesure de Pression de Fond (échantillonnage si c'est nécessaire).

Après la pose de Liner 4"1/2.

*Un log de cimentation approprié du 4" 1/2.

2ème RUN (phase 6") Du TD de 5223 m jusqu'à la côte 4862 m, prendre un pas de 10m.

*L'acquisition doit se faire par rapport à un DP=130m et une vitesse de comblement de 90m/s.

B. PROGRAMME DE TESTS

- Mesure de pression de fond pour l'objectif principal Série Inferieure
- Prendre le maximum de points au niveau de chaque réservoir en fonction des caractéristiques pétro physiques.
- Effectuer un échantillonnage de fond si c'est nécessaire.

C. SURVEILLANCE GEOLOGIQUE

- PROGRAMME D'ECHANTILLONNAGE

1. Un échantillon doit être effectué tous les 10m à partir de la surface au Lias Salifère S3
2. A partir du Lias Argileux, l'échantillonnage devra être resserré et fait tous les 2 à 3m
3. Du top Trias T1 jusqu'au top de La D.H, il est impératif de procéder à un échantillonnage avec un pas de 1m (si la vitesse d'avancement le permet).

Un échantillon non débourbé sera également prélevé tous les 10m pour les analyses palynologiques.

Un master log sera établi sur le chantier jusqu'à la côte finale.

D. PROGRAMME DE CAROTTAGE

Carottage de la série sédimentaire du Trias (T1 + SI) pour les futures études géologiques régionales.

E. TRANSMISSIONS DE DATA

La situation quotidienne et la transmission des données du puits devront se faire dans les délais :

- Rapport journalier de forage par courrier électronique.
- Rapport journalier de géologie par courrier électronique.
- Master log journalier format PDF et courbe de gaz (échelle 1/500) par courrier électronique.
- Les jeux de logs seront adressés au fur et à mesure de leurs enregistrements par courrier

électronique.

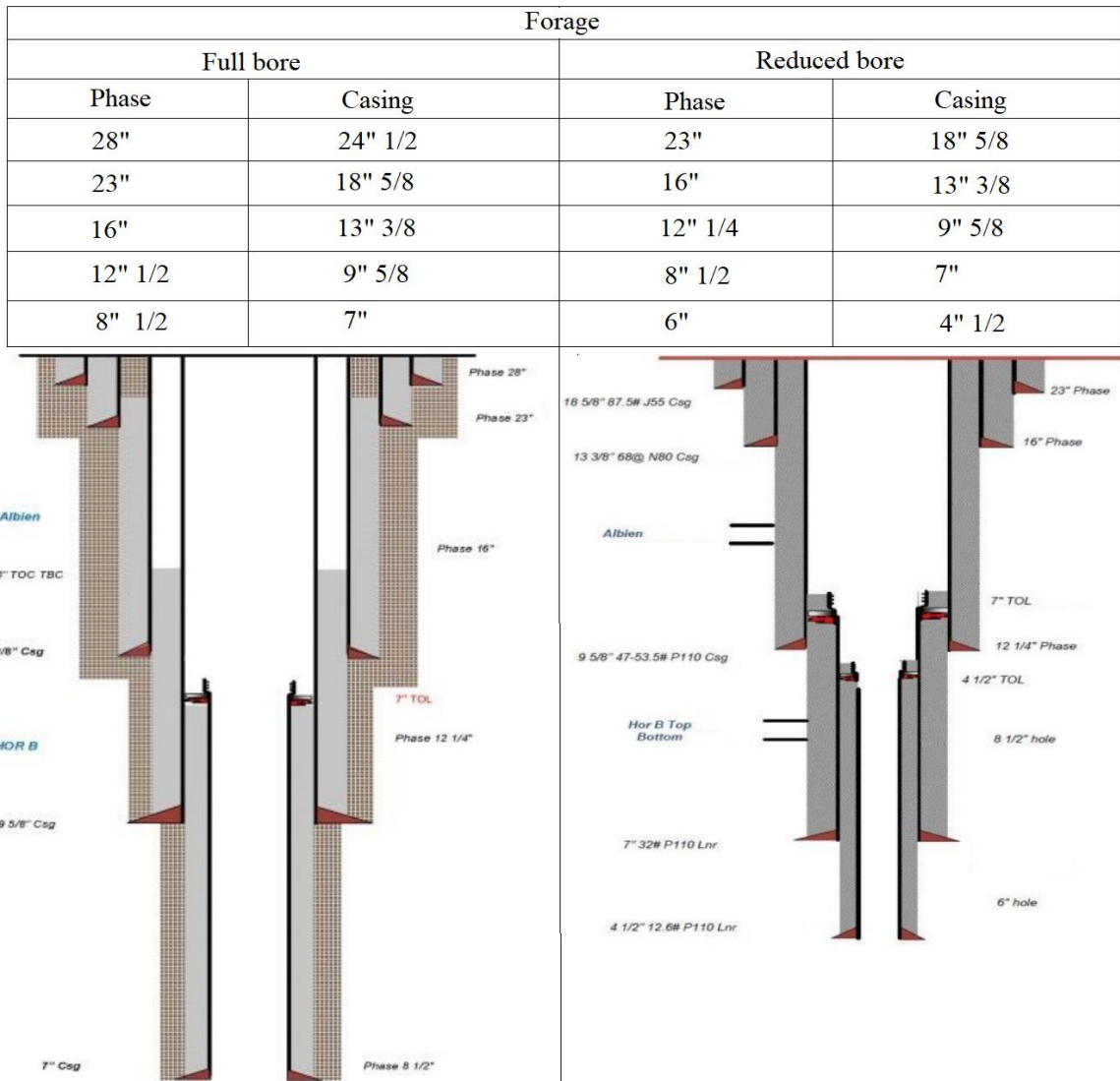


Figure 2.7 : Type de forage, full bore ou reduced bore

2.4 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 : (strokes par minute).

2.5 Généralité sur les cabines et Mudlogging

L'évolution technologique, notamment dans des domaines comme le forage pétrolier, repose sur une approche méthodique adoptée par les scientifiques pour traiter les défis. Cette approche, inspirée, implique de poser une thèse, d'observer et de noter les résultats (antithèse), d'analyser et de tirer des conclusions (synthèse), puis de réitérer le processus pour améliorer continuellement les performances. Avec l'amélioration des moyens de forage et l'accroissement des défis, les questions de sécurité deviennent cruciales. Les cabines de mudlogging, en réponse à ces défis, combinent performance et sécurité en permettant aux opérateurs de mesurer et de transmettre en temps réel les paramètres de forage et de gaz pour observation, analyse et stockage. En somme, les cabines de mudlogging jouent un rôle clé dans la recherche d'une amélioration continue des opérations de forage.

- L'application des paramètres de consigne par le chef de poste.
- Des variables de surveillance, pour le contrôle des conditions de fonctionnement et de sécurité au cours des diverses opérations de forage : pompage, manœuvres, tubage, ...
- Des variables de contrôle géologique .

Au départ, la surveillance des paramètres de forage dans une "cabine géologique" se limitait à la vitesse d'avancement, ce qui permettait au géologue de corréler les données et de localiser les sommets des formations traversées. C'est ainsi que le terme de "surveillance géologique" ou "mudlogging" a été attribué à cette activité dans ces cabines. Le reste de cette activité est principalement d'ordre géologique et comprend :

- L'échantillonnage (prélèvement des échantillons tous les 5m en début de forage, 2 ou 3m dans les terrains inconnus et tous les mètres dans le réservoir).
- La description des cuttings (nature, constituants, couleur, forme, dureté, différenciation des retombées avec les réels) et des carottes (présence d'indices importants ou carottage stratigraphique pour datation).
- La calcimétrie et la fluorescence.
- La détection des gaz et la chromatographie.

2.5.1 Description de la cabine géologique

La cabine géologique est une structure de 7 mètres de long, 2,5 mètres de large et 2,8 mètres de haut, conçue avec un dispositif de protection pour assurer la sécurité de l'équipement et des outils, conforme aux normes de sécurité sans pré-sécurisation. À l'intérieur de l'unité de mudlogging, une attention particulière est portée aux détails, avec plusieurs dispositifs avancés garantissant un environnement de travail optimal. Malgré ses dimensions physiques, l'intérieur de l'unité donne l'impression d'être beaucoup plus spacieux. Il dispose d'un espace de stockage suffisant et d'un accès facile aux fournitures. Une zone de préparation des échantillons est équipée pour exécuter toutes les procédures liées aux échantillons, du lavage à l'analyse auto-calcimétrique, avec des produits chimiques et des équipements stockés à proximité. La zone de travail du géologue est située à gauche de la zone de préparation, avec une station d'ordinateur pour mettre à jour les programmes d'enregistrement et de fonctionnement. Cette cabine intègre les dispositifs suivants Elle incorpore les dispositifs suivants :

- 02 climatiseurs.
- 02 réchauffeurs.
- 01 réfrigérateur.
- 01geyser.



Figure 2.8 : La cabine géologique

2.5.2 Différents types de la cabine géologiques

En détectant précocement les pertes de boue de forage, que ce soit en surface ou dans les profondeurs, la cabine contribue à minimiser la contamination des eaux souterraines et des zones environnantes, préservant ainsi la biodiversité et les écosystèmes locaux.

2.5.3 Les divers types de cabines

2.5.4 Cabine manuelle dite "standard "

La cabine manuelle standard est la plus simple, se composant de deux parties principales :

A. Partie laboratoire

- Destinée à la préparation et à la description des échantillons, c'est le lieu de travail du géologue, incluant :
 - Détermination de la lithologie.
 - Détection de l'huile par fluorescence.
 - Utilisation de la calcimètre.
 - Analyse des carottes.
 - Stockage des produits chimiques nécessaires pour l'identification des roches.
- Espace réservé aux appareillages pour :
 - La détection et l'enregistrement du "total" gaz (type GD12).
 - L'analyse chromatographique (type GAL21).
 - L'enregistrement de la vitesse de pénétration.

B. Partie bureau

- Utilisée pour l'élaboration des différents documents tels que les logs et les rapports. Dans la cabine manuelle standard, le seul paramètre de forage mesuré est la vitesse d'avancement. Cette mesure est effectuée en utilisant une réglette pour mesurer l'espace entre deux tirets sur une charte. Le moteur de déroulement de la charte est synchronisé à une vitesse de 8 cm/h. Chaque tiret sur la charte représente le passage d'un demi-mètre de forage. Le service de base est assuré par un opérateur se trouvant en permanence sur le chantier.

2.6 Cabine équipée d'un ordinateur Système "Off Line" – type TDC

Offre toutes les fonctionnalités de détermination des paramètres de forage, avec la saisie des données effectuée par l'opérateur sur l'ordinateur. L'ordinateur est équipé d'enregistreurs magnétiques tels que des disques durs, des bandes ou des disquettes, ainsi que de périphériques permettant la visualisation sur écran et l'impression sur papier des données enregistrées via une imprimante et une table traçante.

Certains paramètres, comme ceux concernant la boue et l'avancement, peuvent être entrés directement dans l'ordinateur. Deux opérateurs sont généralement nécessaires en permanence pendant le forage. Les équipements disponibles comprennent :

- Détection de gaz (type GD12).
- Chromatographe (type GAL21).
- Speed graphe (mesure de la vitesse d'avancement).
- Mesure de la densité de boue à l'entrée et à la sortie.
- Restor (niveau des bacs).

- Calorimud (mesure de la température).
- Parafor RV et CP (rotation, volume - couple, pression).
- Rotomatic - Weightmatic (mesure du poids au crochet).
- Mesure de la température de la boue à l'entrée et à la sortie.

2.7 Répartition des tâches des opérateurs dans la cabine

2.7.1 Chef de la cabine (unit manager)

Il semble que vous parliez des tâches et responsabilités associées à l'installation et à la gestion d'une cabine DATA LOG et GÉOSERVICES dans le contexte d'une opération de forage. Voici une traduction des points que vous avez fournis :

-Pendant l'installation :

- Planifier un programme après consultation du maître d'ouvrage pour atteindre les objectifs sans erreurs ni actions non souhaitées.
- Organiser l'équipe de travail et définir le rôle de chaque employé.
- Rédiger et transmettre aux responsables les rapports quotidiens de chantier (retours d'expérience).
- Noter les anomalies pour entreprendre des actions appropriées.
- Être le premier responsable de la cabine et des équipements mis à disposition de l'équipe.
- Passer commande et réceptionner les équipements.

Pendant le forage, la manipulation et autres opérations spéciales :

- Être responsable de la mission de surveillance pendant la journée, sauf circonstances spécifiques.
- Assurer le bon fonctionnement du système et des équipements.
- Établir les "tripsheets" pour surveiller les gains et pertes de boue et assurer des calculs fiables.
- Préparer les documents de travail : rapports de fin de sondage (FWR), rapports journaliers, annexes, inventaires...
- Assister aux briefings organisés sur la plateforme de forage.
- Rendre compte à sa hiérarchie.

Ces tâches semblent être celles d'un superviseur ou d'un responsable de cabine dans une opération de forage, impliquant la collecte de données géologiques et de services associés. Si vous avez besoin de plus d'informations ou d'éclaircissements sur un sujet spécifique, n'hésitez pas à demander !

2.7.2 Ingénieur DATA

- Responsable principal de la cabine et des équipements de surveillance.
- Installation de la cabine, y compris les capteurs et les équipements informatiques.
- Configuration et saisie des données dans les équipements informatiques.
- Calibrage des capteurs.
- Maintenance pour résoudre les dysfonctionnements.
- Surveillance des paramètres et signalement des anomalies.
- Gestion des commandes et réception des équipements.
- Établissement des logs et des documents de travail.
- Participation aux briefings sur la plateforme de forage.
- Rendre compte à la hiérarchie.

2.7.3 Mudlogger

- Participe à l'installation de la cabine.
- Collecte les déblais selon le pas d'échantillonnage recommandé par le géologue.
- Identifie la nature géologique des formations et détermine les Tops, effectue des mesures telles que la Calcimétrie et la Fluorescence.
- Saisit le Master Log.
- Contribue à la surveillance de certains paramètres de forage sur écrans et sur chartes (pression, niveau des bacs, gaz...).
- Effectue des contrôles visuels de l'état des capteurs, de la ligne de gaz et des filtres desséchants.

2.8 Cabine géologique et préservation de l'environnement

De l'environnement est primordial. Avant le début du forage, une étude environnementale est menée pour analyser la boue de forage et les déchets afin d'éviter tout impact sur la faune, la flore et les sites archéologiques et historiques de la région désignée. La cabine joue un rôle crucial dans la préservation des réserves naturelles, tant en surface que dans les nappes phréatiques.

- **Généralité sur le mudlogging**

Le mudlogging est une procédure essentielle dans le processus de forage d'un puits, impliquant la collecte, l'analyse et la représentation graphique des données issues du matériau de formation transporté dans le système de circulation. Cette tâche est généralement effectuée sur site par un ingénieur ou un géologue contractuel. Le "Mud log" enregistre les changements continus dans la teneur en hydrocarbures, la lithologie, la vitesse de forage et les propriétés de la boue en fonction des profondeurs de forage. Le mudlogging, s'il est réalisé correctement avec un équipement moderne, est considéré comme un ajout précieux à l'évaluation globale des puits. En général, cette pratique est effectuée sur la plupart des puits d'exploration et de production.

2.9 Objectifs du Mudlogging

1. Caractériser la géologie en identifiant les couches de roche et leur composition lithologique.
2. Détecter et quantifier les hydrocarbures pour évaluer le potentiel de production.
3. Optimiser le processus de forage en surveillant en temps réel les paramètres et en prévenant les incidents.
4. Évaluer la stabilité du puits en surveillant les propriétés de la boue et en détectant les changements.
5. Fournir des données cruciales pour les décisions opérationnelles concernant le forage, la production et la sécurité.

En somme, le mudlogging fournit des informations essentielles pour maximiser l'efficacité et la sécurité du forage, ainsi que pour évaluer le potentiel de production en hydrocarbures.

2.10 Paramètres mesurés ou calculés au cours de forage

Le système d'acquisition de données, relevant du domaine du génie des données, effectue des mesures directes de tous les paramètres de forage et calcule d'autres paramètres cruciaux dans l'ingénierie de forage.

2.10.1. Les paramètres mesurés

A. Profondeur du puits

- Paramètres et techniques de forage.
- Couple de torsion (torque).
- Vitesse de rotation (RPM) de la tige de forage (révolutions par minute).
- Poids suspendu au crochet (Hook Load - HKLD).
- Cadence de la pompe à boue (coups par minute de la pompe à boue - SPM).
- Débit de boue (entrée et sortie de boue).
- Position du treuil (Hook Position).
- Pression d'injection de la boue de forage (SPP - Stand Pipe Pressure).
- Pression dans l'espace annulaire (Casing Pressure - Csg).

B. Paramètres de Fluide de forage

- Densité de la boue à l'entrée et à la sortie (MWI, MWO).
- Conductivité de la boue à l'entrée et à la sortie (MCI, MCa « O).
- Température de la boue à l'entrée et à la sortie (MTI, MTO).
- Volumes dans les bacs.
- Total des gaz (analyse chromatographique) et concentration en H₂S.

C. Paramètres calculés

- Poids sur l'outil (WOB) calculé à partir du poids suspendu au crochet.
- Vitesse d'avancement (ROP) déterminée à partir de la position du treuil.
- Temps de forage (on Bottom time).
- Débit d'injection ou d'entrée (Flow in) calculé à partir du nombre de coups de pompes (SPM) (Flow in = Nombre de coups * Vitesse des coups).
- Volumes : intérieur des tiges (capacité), espace annulaire (volume annulaire), acier des tiges (volume en acier) et volume total du puits (Hole volume).
- Temps d'arrêt (Down time) : Temps nécessaire pour les opérations telles que la mesure de l'inclinaison ou le nettoyage du fond du puits.
- Temps de remontée (Lag time ou bottom up) calculé en fonction du débit et des volumes d'espace annulaire.

2.11 Les capteurs

Un capteur est un dispositif de mesure physique qui convertit une variation physique ou chimique du milieu dans lequel il est placé en une différence de potentiel ou de résistance électrique dans le circuit auquel il est connecté. Il nécessite une alimentation électrique pour fonctionner.

Le signal émis par le capteur peut être analogique (variation continue du signal) ou sous forme de pulses. Sur l'appareil de forage, différents types de capteurs sont installés pour détecter des signaux. Ces capteurs sont essentiels pour que le système informatique dans cabine puisse effectuer des calculs, ainsi que pour l'acquisition et le stockage des données de base. Les capteurs jouent un rôle crucial dans l'acquisition des paramètres nécessaires. Chaque paramètre capturé est indispensable pour obtenir une base de données complète et/ou pour effectuer des calculs lors d'une mission de suivi de forage.

2.11.1. Les paramètres de forage

A. 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.

- **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 ($\text{Hook Load} = \text{String Weight} - \text{Weight On Bit}$). 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.

- **Emplacement dans le Rig**

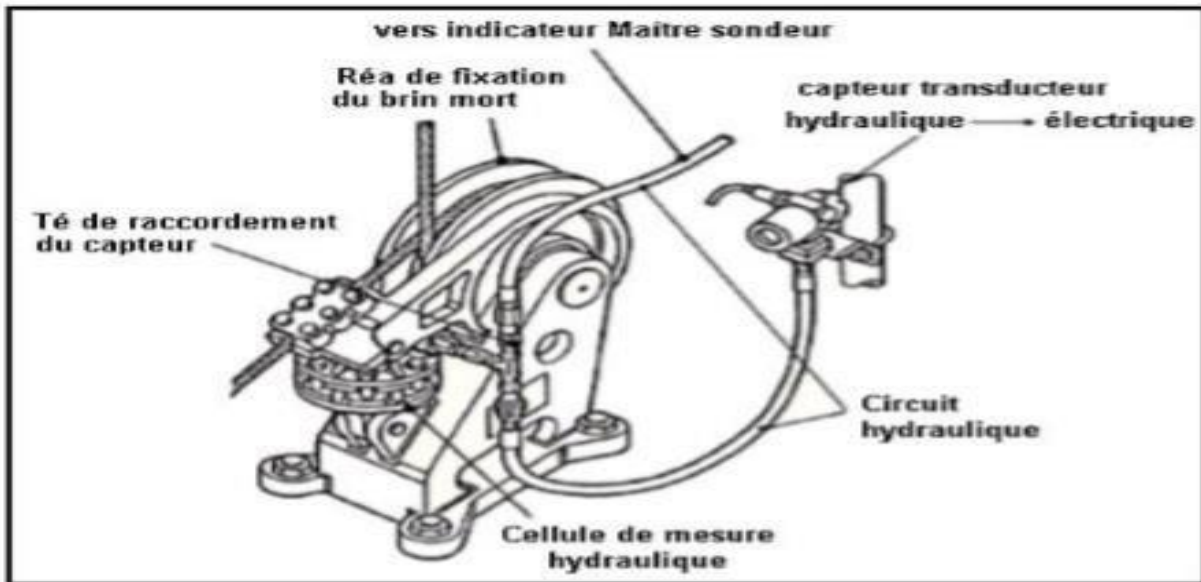


Figure 2.9 : Capteur de poids sur le circuit hydraulique du brin mort "WOH"

- **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.
- 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.

B. Capteur de Torque

- **Définition**

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 la seule 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).

- **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.

- **Les types des capteurs :**



Figure 2.10 : Capteurs de Torque à effet Hall

- **Emplacement dans le rig**

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

- **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 décroisement
- ✓ Eboulement sur l'outil

C. Capteur de rotation RPM

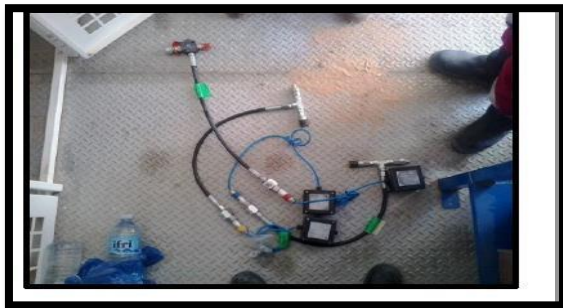
Une pulsation électrique est générée à chaque rotation de la table par un leurre solidaire de celle-ci ou de l'arbre d'attaque : c'est un détecteur de proximité.

L'intégration du nombre de pulses électriques en un temps donné 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.

- **Les types des capteurs**

Deux types de capteurs datalog et geoservice



De poids au crochet



De rotation

Figure 2.11 : Capteurs de rotation RPM

D. 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 donné indique la vitesse de rotation.

- **Principe de fonctionnement**

Même principe que les capteurs de pulse

- **Emplacement dans le rig**

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

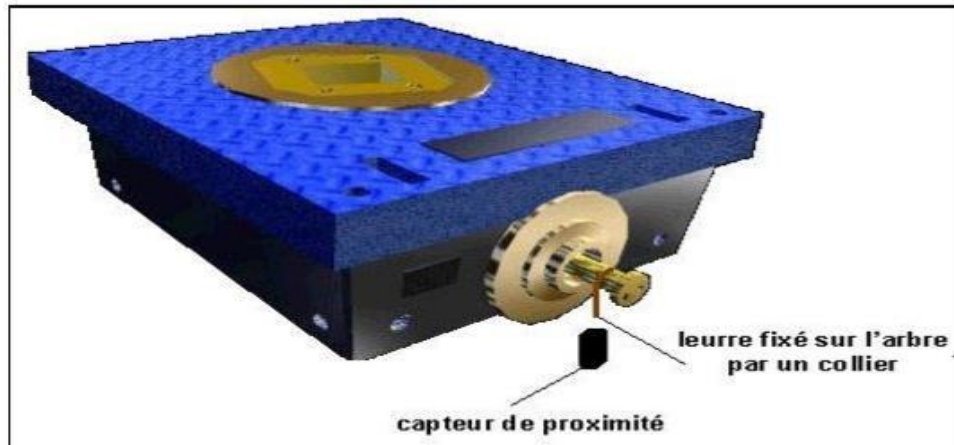


Figure 2.12 : Position du capteur RPM

- **Intérêt de mesure**

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

E. Capteur de profondeur (Depth) et principe de fonctionnement

- **Définition**

La vitesse d'avancement, dans le contexte du forage, se réfère à la rapidité avec laquelle l'outil de forage progresse dans le sol. Elle est mesurée en enregistrant le mouvement observé en surface, souvent en assimilant ce mouvement à la rotation d'un organe mécanique. Un capteur de proximité, tel qu'un capteur de profondeur, est utilisé pour mesurer cette vitesse. Il peut être placé sur le treuil ou en face de cibles fixées sur la poulie du crown block. Les données enregistrées incluent la profondeur, la vitesse d'avancement (ROP), la position du crochet, la position de l'outil, le sens et la vitesse de déplacement du moufle.

- **Emplacement dans le rig**

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



GEOSERVICES – HALLIBURT



DATAL

Figure 2.13 : Capteurs de profondeur

- **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.

F. Captures de densité MUD Weight IN and OUT

- **Définition**

Un capteur équipé de deux membranes pour mesurer les pressions hydrostatiques

- **Principe de fonctionnement**

Les appareils les plus courants utilisent la pression hydrostatique différentielle entre deux capteurs placés à des hauteurs différentes dans une colonne de boue.

Emplacement dans le rig :

On peut placer les capteurs dans:

- Le bac actif (aspiration) MWin
- Le Mud Box MW out

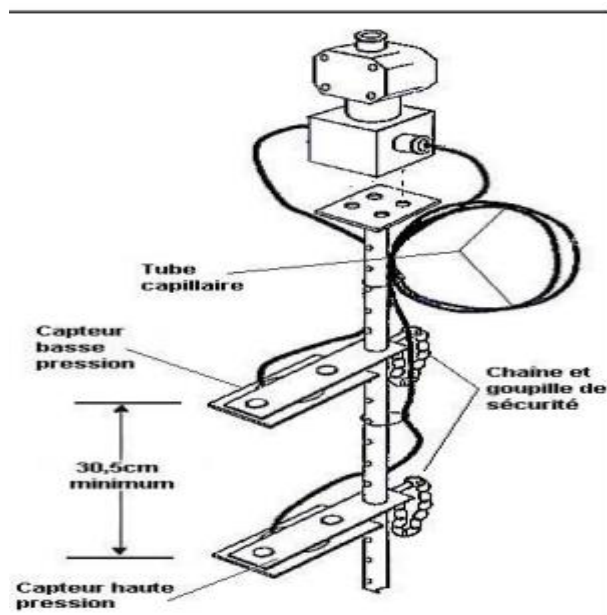


Figure 2.14: Capteur de densité (d in – d out)

- **Intérêt de la mesure**

- En cas de venue : chute de densité
- Le contrôle continu du traitement de la boue

I. Capteurs de Température in et out

- **Définition:**

La température de la boue à l'entrée et à la sortie est désormais enregistrée de manière systématique en utilisant des cannes thermométriques équipées de filaments de platine protégés par une gaine en acier inoxydable.

- **Principe de fonctionnement**

Basée sur la variation d'une résistance :

Une augmentation de résistance implique une augmentation de température

- **Emplacement dans le rig**

Un capteur est placé dans le bac actif T° In

Un capteur placé dans le mud box T° Out



Figure 2.15 : Capteur Température

- **Intérêt de la mesure**

Le capteur renseigne également sur

. Les zones anormalement compactées Température élevée

Les venues de gaz qui se manifestent par une baisse de la température due à la détente du gaz.

J. Capteurs de Résistivité In, out

- **Définition**

L'évolution de cette mesure permet de détecter tous les phénomènes influant sur la teneur en ions dans la boue, notamment la présence de formations salifères et l'arrivée d'eau de formation ou de gaz acides.

- **Principe de fonctionnement**

La résistivité peut désormais être mesurée en continu de manière facile grâce aux boucles à induction. Ces boucles, fixées sur une tige et immergées dans la boue, mesurent en réalité la conductivité (de 0 à 300 millisiemens par centimètre), mais cette valeur peut être facilement convertie en résistivité, qui est plus couramment utilisée dans l'interprétation des données.

Il est à noter que ces dispositifs comprennent une compensation automatique qui ajuste les lectures à une température de 25 °C, assurant ainsi des mesures précises et cohérentes indépendamment des variations de température.

K. Capteur de débit sorti FLOW out

- **Définition**

C'est un paramètre difficile à mesurer de manière précise. Les débitmètres existants, mesurent le pourcentage de passage du fluide en fonction de la déflexion de la palette (0-100%). Si la section de passage au droit du débitmètre est partiellement obstruée par des dépôts de déblais, la mesure est erronée.

La mesure, combinée du débit d'entrée et du débit de sortie, permet d'obtenir une mesure de débit différentiel.

Une résistance variable d'un potentiomètre indique la valeur de débit de sortie de boue

- **Placé sur la goulotte**



Figure 2.16 : Capteur de Débit (Flow)

L. Capteur de pression stand pipe et dans l annulaire

(Stand pipe pressure & casing pressure)

- **Définition :**

La pression SPP (Stand Pipe Pressure) est mesurée à deux endroits clés dans le processus de forage. Tout d'abord, elle est mesurée à l'aide d'un capteur sur le manifold de plancher pour obtenir la pression de refoulement. Ensuite, elle est mesurée sur le choke manifold pour obtenir la pression en tête d'annulaire, également connue sous le nom de CASING PRESSURE ou WELL HEAD PRESSURE. Cette mesure est particulièrement importante lors des contrôles de venues et des éruptions. Il est crucial que le capteur utilisé pour mesurer la pression à l'injection soit compatible avec la pression maximale de fonctionnement du système de refoulement, qui est généralement de 400 bars, afin d'assurer un fonctionnement sûr et fiable du système.

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

- **Principe de fonctionnement**

Les jauges utilisées transforment la pression en signal électrique.

- **Les types des capteurs**

Deux types de capteurs (geoservice , datalog)

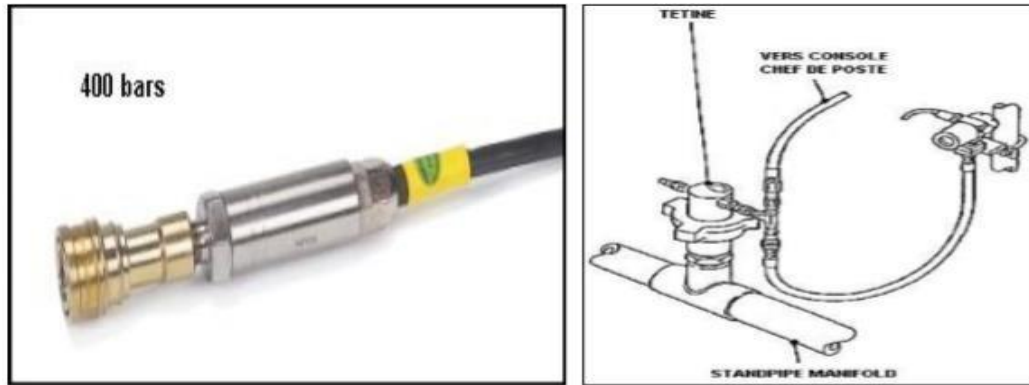


Figure 2.17: Capteur pression d'injection sur stand pipe "SPP"

- **Dans le cadre de l'installation sur le rig**

Voici les emplacements spécifiques des capteurs de pression

-WHP (Well Head Pressure) / Capteur de pression de tubage

Il est installé sur le choke manifold (collecteur d'étranglement) pour mesurer la pression en tête d'annulaire. Cette mesure est également appelée CASING PRESSURE.

- SPP (Stand Pipe Pressure) / Capteur de pression de refoulement

Ce capteur est installé sur le manifold du plancher pour obtenir la pression de refoulement.

- **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 - Sifflure ou rupture de garniture - Contrôle de kickDéplacement des bouchons de cimentation.

- Détection de pertes importantes dans le découvert par surveillance de la chute de Pression.

2.12 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.

La diagraphie de la boue est l'enregistrement des données transportées par la boue de forage et constitue un élément essentiel des opérations de forage. Elle est essentielle pour garantir la sécurité des opérations et recueillir les informations nécessaires. Il se compose de trois parties principales : Le contrôle géologique, le contrôle de la boue et le contrôle des paramètres de forage et des détecteurs de gaz.

La cabane forestière de Mud se compose de deux compartiments ou sections principaux.

- **Traitement des données**

Les divers types de programmes disponibles sont :

- Le calcul du LAG Time en fonction de la garniture et des paramètres des divers composants du circuit hydraulique (type de pompe, litre par coup, rendement ...) entrés manuellement à partir du clavier.
- Les calculs hydrauliques (pertes de charge, vitesse par section, vitesse aux duses, ...)
- Contrôle de Kick.
- Contrôle de l'effet de pistonage en cours de manœuvre.
- Contrôle de coût au mètre foré.
- Contrôle de la déviation.
- Suivi et enregistrement des opérations de descente tubage.
- Simulation et enregistrement des cimentations.
- Enregistrement des tests en pression (L.O.T).
- Calcul des gaz ratio.
- Suivi et enregistrement des pressions anormales

2.13 Rôle Mud logging

1. Fournir des informations de la géologie de subsurface pendant le Forage d'un puits (la lithologie).
2. Déterminer les indices d'hydrocarbures.
3. Mesurer le gaz combustible total dans la boue et les composés D'hydrocarbures individuels dans le gaz.
4. Suivre le taux de pénétration ROP, ainsi que de nombreux paramètres De forage.
5. Fournir une fonction de sécurité critique, telle que la détermination de La pression, le contrôle de venue et la surveillance du gaz ambiant

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...).

2.14 Principaux objectifs d'un service Mud Logging

2.14.1 Evaluation géologique

Déterminer les tops des couches traversées, leurs épaisseurs et Lithologie, et leur contenance en indices d'hydrocarbures.

2.14.2 Ingénierie du forage

Assurer un suivi de l'évolution des paramètres de forage et l'optimisation de ces derniers pour la bonne réalisation du puits, en un temps de réalisation minimale et conditions de sécurité optimale (0 accident de travail, temps non productif « NPT » et excellente architecture du puits).

2.14.3 Taches du personnel de l'unité Mud logging

a) Sample catcher

Généralement c'est un poste de début pour les nouveaux mud logger. Ça tâche consiste à collecter, préparer et stocker les échantillons de formation. Il assiste le mud logger et le Data Engainer.

b) Le mud logger

- Participe à l'installation de la cabine.
- Collecte les déblais remontés selon le pas d'échantillonnage.
- Identifie la nature géologique des formations traversées et en détermine les tops,
- Effectue certaines mesures sur les échantillons telles que la calcimétrie et la fluorescence.
- Etablie le master log.
- Participe à la surveillance géologique sur écrans des paramètres de forage.
- Contrôle de visu l'état des capteurs ainsi que la ligne gaz et les filtres desséchants. Mud Logging / Mai 2020 / projet de perfectionnement (compagnonnage) 14.

2.15 Le rôle des capteurs de la cabine Mud logging

Les capteurs jouent un rôle crucial dans la cabine de diaggraphie en enregistrant divers paramètres essentiels au suivi des opérations de forage. Ces paramètres comprennent le poids de l'outil, la vitesse d'avancement, la pression des fluides de forage, etc.

Les capteurs installés sur la sonde convertissent les valeurs physiques telles que la pression et le niveau du réservoir en signaux électriques. Ces signaux électriques sont ensuite transmis au serveur par l'intermédiaire de l'unité d'acquisition de données (DAU).

Lorsqu'ils atteignent le serveur, les signaux électriques sont transformés en valeurs numériques et affichés sous forme de graphiques. Cela permet d'interpréter et d'analyser facilement les données.

2.16 Position sur le Rig

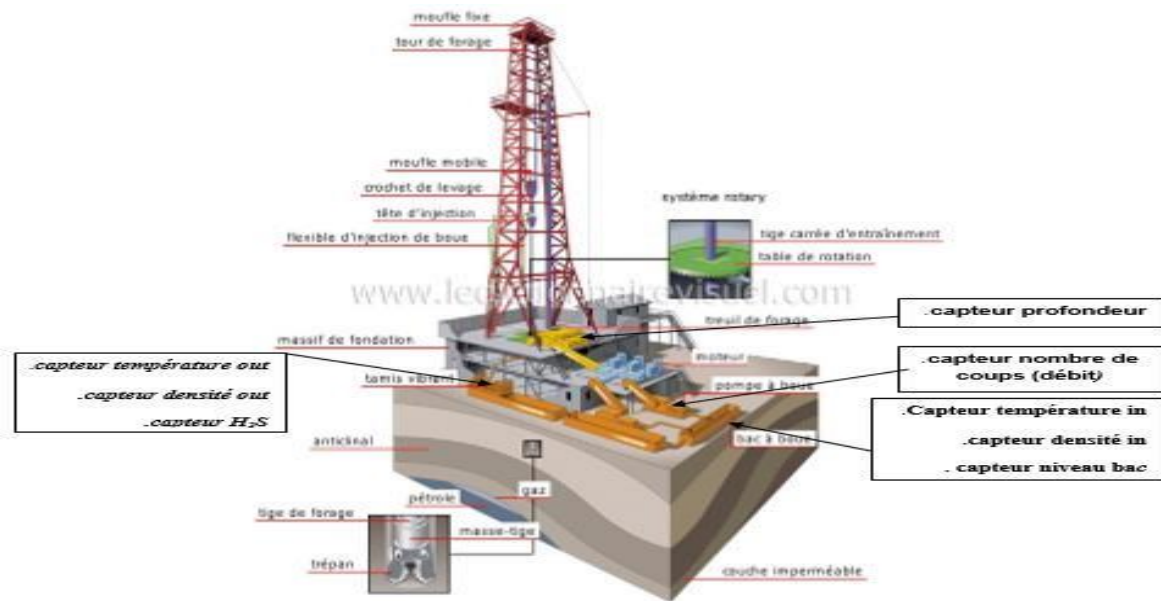


Figure 2.18 : Schéma d'emplacement des capteurs

La figure 11 présente un résumé des principaux paramètres de forage mesurés et calculés, ce qui permet de mieux comprendre le processus de forage et de prendre des décisions efficaces.

2.16.1 Surveillance Géologique

A. Équipements de surveillance géologique

Le matériel utilisé pour le traitement et la description des déblais.

- Demi-fûts
- Cribles ou tamis
- Coupelles métalliques (quarantaine)
- Alvéoles ou coupelles en porcelaine
- Brucelles grand modèle et petit modèles
- Aiguilles montées grand modèle et petit modèles
- Loupe binoculaire
- Etuve
- Plaque chauffante
- Calcimètre Bernard ou manocalcimètre
- Mortier et pilon
- Balance précise
- Spatule (petite pelle)
- Fluoroscope

B. Capteur de gaz Sulfure d'hydrogène (H₂S)

Capteur de détection de la concentration de gaz H₂S dans l'air ambiant autour du plancher

du rig et à la sortie du fluide de forage. Un capteur doit être installé à l'intérieur de la cabine pour détecter la concentration de H₂S dans l'échantillon de gaz. Ce dispositif doit répondre aux normes de sécurité dans les zones dangereuses.

-Capteurs avec système de mesure électrochimique.

-Unité de mesure : PPM.

-Gamme de mesure : 0 à 50ppm

-Précision : +/- 1ppm

-Temps de réponse : 50 microsecondes.

-Température de fonctionnement : -40 à 65°C.

-Alarmes sonores et visuelles avec possibilité d'ajuster le seuil.

-Stabilité de capteur a long terme

L'emplacement des principaux capteurs au sein de la cabine géologique est représenté par la (fig2.20)

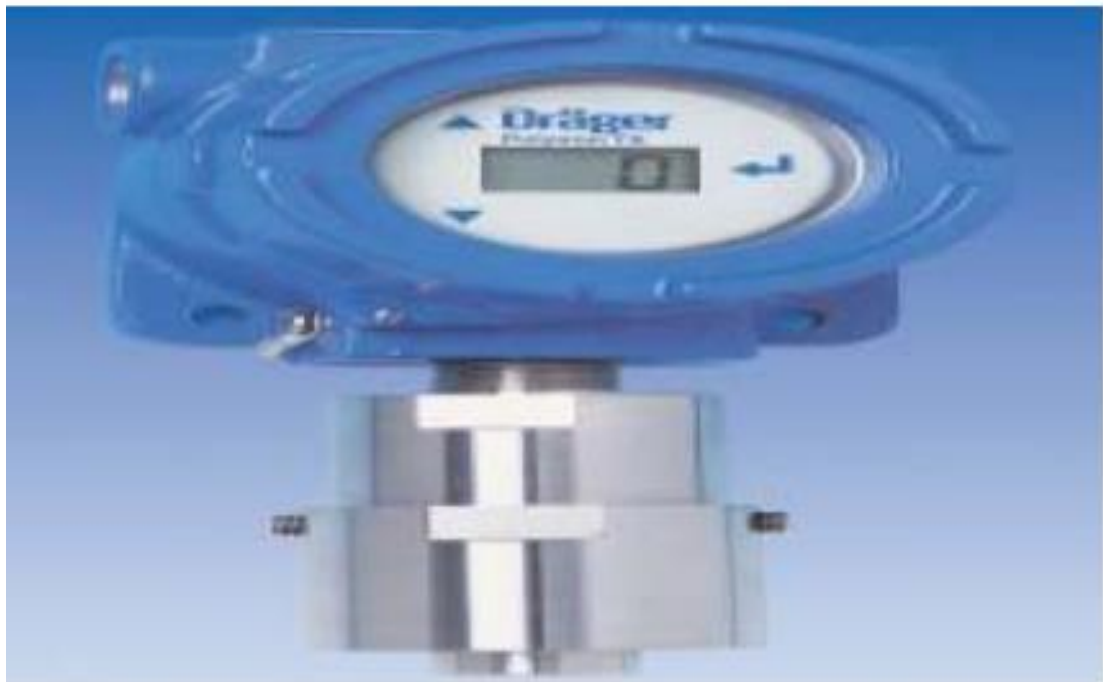


Figure 2.19: Capteur de gaz Sulfure d'hydrogène (H₂S) (ENSP MUDLOGGING)

C. Détection du gaz

• Définition

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.

• 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 % ($1\% = 10000 \text{ ppm}$)

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 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 se compose de :

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

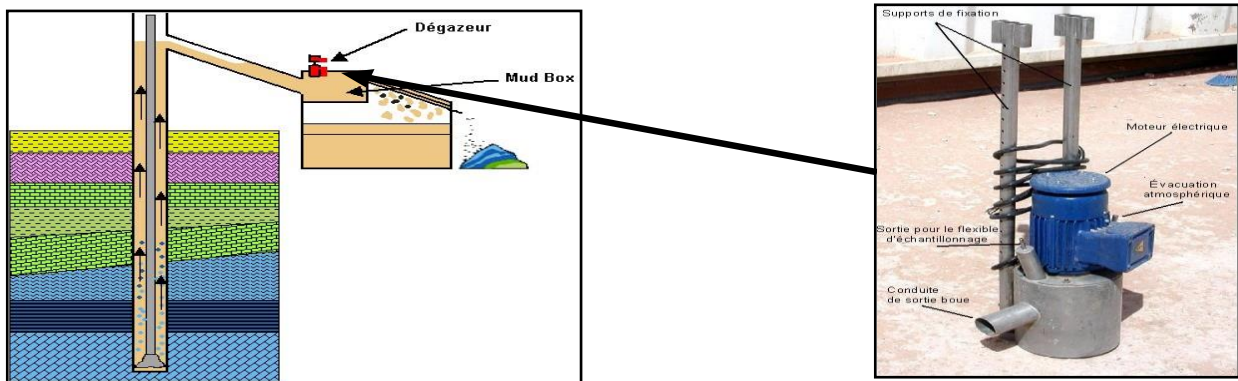


Figure 2.20: L'emplacement Dégazeur QGM

- **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.

- **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.



Figure2. 21 : CaCl₂



Figure2.22 : Bouteille hélium

D. DONNEES DE GAZ

EQUIPEMENTS DE DETECTION

Les indices de gaz furent détectés et analysés par un Equipement de type FID Gas Detector et Mono FID Gas Chromatographe (Type-B), basés sur une détection par ionisation de flamme et que l'on peut très rapidement définir ainsi

Détecteur de gaz

Le FID Gas Detector Mod.101

C'est un analyseur fabriqué et conçu spécialement pour la détection des hydrocarbures

légers et lourds au cours du forage. Les gaz à analyser sont aspirés par une pompe externe dans l'analyseur et dont le débit peut être contrôlé de manière continue tout au long du forage.

L'instrument est initialement calibré manuellement au début des opérations en utilisant le port frontal de l'instrument.

Le détecteur de gaz FID

Il utilise les dernières technologies disponibles sur le marché. Le traitement des données, le calibrage automatique, l'auto test, le changement automatique de la sensibilité et de la faute de diagnostic permettent à l'opérateur de se concentrer sur l'interprétation des données et le contrôle de la qualité. Un écran frontal permet un affichage en temps réel de la lecture et des courbes de gaz avec la possibilité de choisir différents écrans de présentation graphique. Les paramètres du gaz sont automatiquement envoyés sur le système en ligne et intégrés avec les autres paramètres mesurés.

Calibration du FID Gas Detector Mod.101

La Calibration Certifiée par mélange de CH₄/Nitrogène.

Point#1: 0.1% ► Equivalent 0.05% (501 ppm).

Point#2: 1% ► Equivalent 0.512% (5120 ppm).

Point#3: 10% ► Equivalent 2.25% (22500 ppm).

Point#3: 100% ► Equivalent 100% (1.000.000 ppm).

Le FID Chromatographe

L'analyse du chromatographe (TYPE B), représente une percée majeure dans la chromatographie pour l'industrie pétrolière. Il combine un cycle rapide d'analyse (45 secondes) avec la séparation complète de tous les composants de gaz allant du méthane à l'iso et normal pentane (de C1 à n-C5) dans les échantillons de gaz provenant du puits.

Ce résultat est obtenu à l'aide d'un circuit analytique avec un maximum de (04) boucles de l'échantillon. La mesure n'est pas affectée par l'azote, l'oxygène, le dioxyde de carbone et l'humidité. Le gaz à analyser est poussé par une pompe externe reliée à l'analyseur. Sur la partie antérieure de l'analyseur il y a une seconde entrée pour les calibrations et les tests. L'analyse est exécutée par la séparation de sept éléments : C1, C2, C3, n-C4, i-C4, n-C5 et i-C5. Le temps d'analyse se situe entre 0 et 45 secondes avec une parfaite séparation du méthane au normal pentane.

Cet objectif a été obtenu en utilisant une seule analyse.

- **Calibration du FID chromatographe (TYPE-B)**

Calibration Certifiée par un mélange d'hydrocarbures et d'azote à différentes concentrations.

2.17 ANALYSE DU GAZ

Le puits HBNEP-6 suivi par SONATRACH a utilisé le système de détection de gaz suivant :

2.17.1 Circuit de gaz

Un QGM installé sur le Mud box, raccordé à une ligne monoflèche qui conduit le gaz extrait de la boue vers la cabine de Mud logging. Dans la cabine, l'échantillon de gaz est séché par un cylindre de CaCl₂ et passe à travers deux autres filtres pour enlever toute trace d'humidité puis vers le système de distribution de gaz GDS (Gas Distribution System) qui va répartir les échantillons de gaz avec des débits choisis vers les appareils de mesures.

A. Distributeur de gaz

Le GDS distribue l'échantillon de gaz vers les deux détecteurs :

B. Le FID Gas Detector

Avec un temps d'échantillonnage de 7 secondes utilisant l'hydrogène comme véhicule du gaz vers une chambre à combustion à flamme.

C. Le FID Chromatographe Monofid

Il analyse les composants du gaz de C1 à nC5 avec un cycle de 45 secondes. L'hydrogène est généré par un générateur d'hydrogène et utilisé pour véhiculer les hydrocarbures vers la chambre de combustion.

2.17.2 Les fractions utilisées

A. Le contrôle de qualité du gaz (QC)

Pour contrôler la qualité des données du gaz enregistrées, on utilise différents ratios.

B. Le ratio contrôle de la qualité du gaz

Le gaz total mesuré par le Gas Detector est en fonction de la somme corrigée des hydrocarbures mesurés par le chromatographe. Nous avons conventionnellement considéré l'intervalle $0.8 < TG < 1.2$ comme étant une spécification requise pour la qualité des données de gaz.

$$\text{Gas QC} = T \text{ Gas} / [C1 + (2 \times C2) + (3 \times C3) + (4 \times C4) + (5 \times C5)].$$

C. La chromatographie

Elle nous renseigne sur les variations des différents alcanes enregistrés et leurs rapports mutuels.

Pour l'analyse des données de gaz, nous avons utilisé les fractions suivantes:

D. Cut off ou bien C1 fonction des HC

Pour la mise en évidence de la variation de la composition des fluides. Il sert pour enlever les valeurs du gaz qui ne sont pas utiles pour l'interprétation. Cut off à 300 ppm. Les courbes de la chromatographie montrent une bonne répartition des courbes pour les cinq alcanes (C1, C2, C3, C4 et C5) (fig. 49)

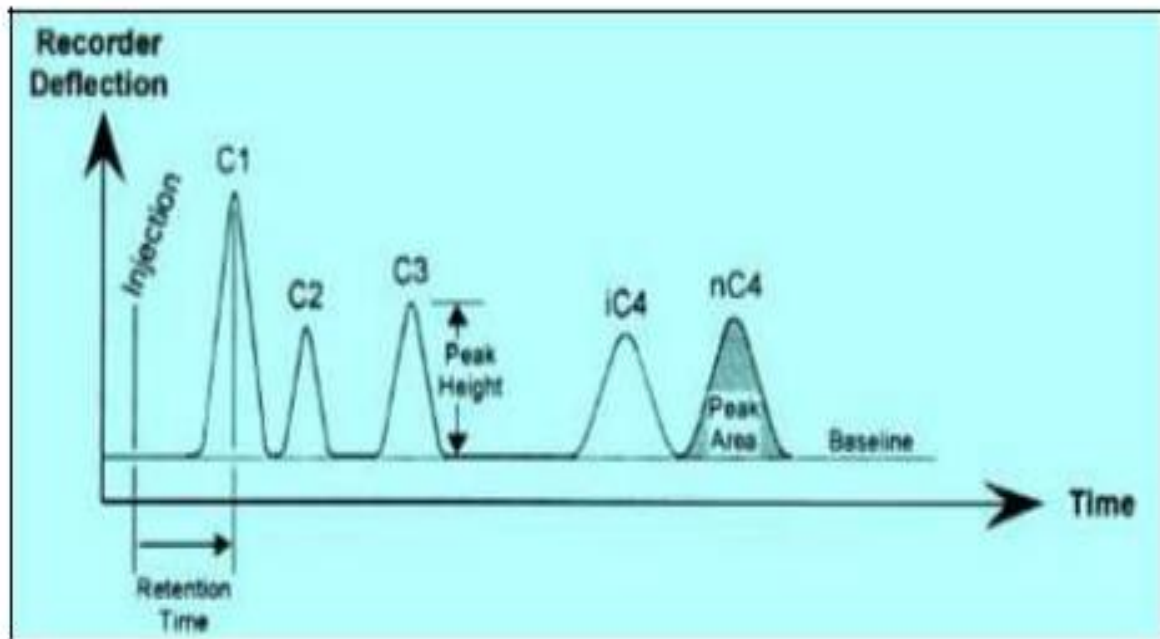


Figure 2.23: Principe de la chromatographie

2.18 Echantillonnage

Le programme d'échantillonnage est précisé dans le rapport d'implantation ou bien par le géologue, cet échantillonnage dépend de la région à forer (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).

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.

2.18.1 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.

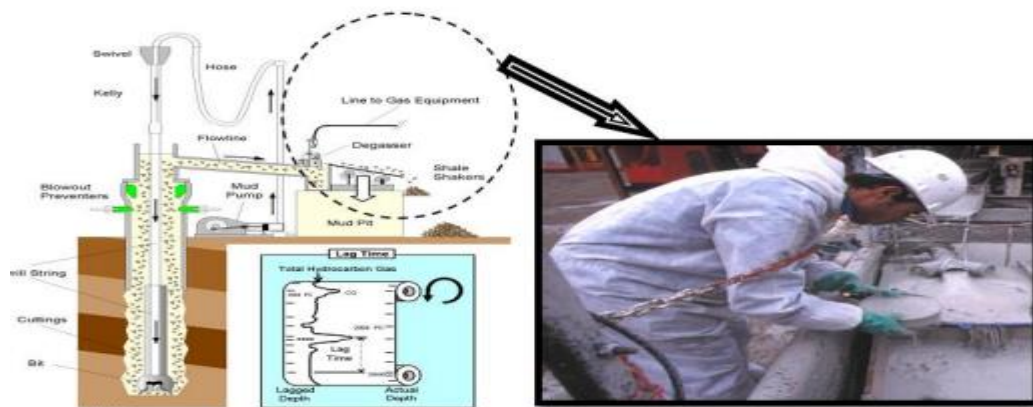


Figure 2.24 : Collection des cuttings au niveau du tamis vibreur

2.18.2 Traitement et description des cutting :

Les matériels et produits nécessaires pour les analyses géologiques sont présentés dans La(figure 15).

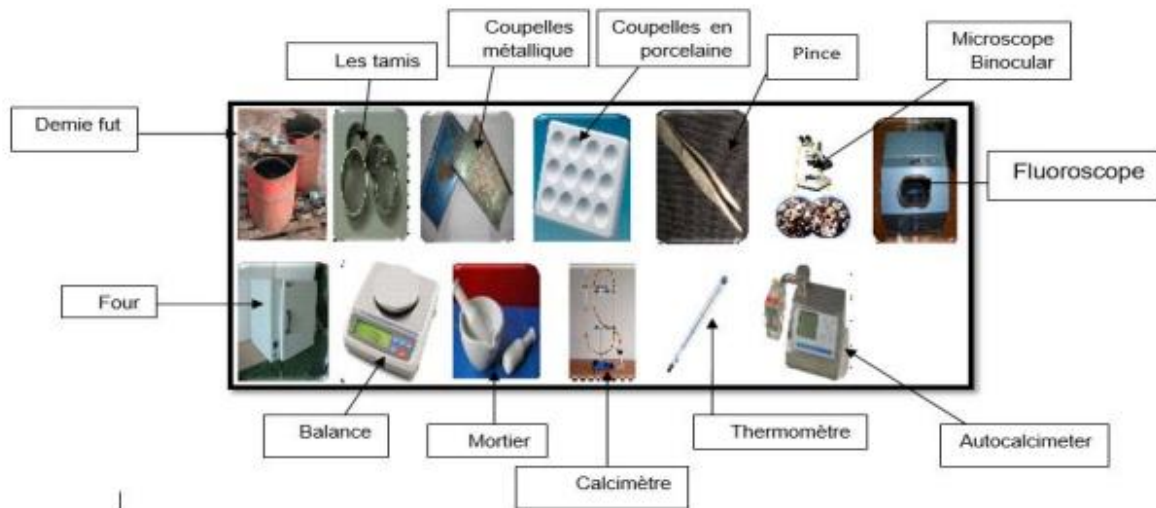


Figure 2.25 : Outillages utilisés pour le suivi géologique dans la cabine Mud logging

2.18.3 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.



Figure 2.26 : lavage et tamisage d'échantillon

A. Mise en sachet de l'échantillon frais

Guste 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.

B. 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 boîtes pour le dispatch



Figure 2.27 : Étiquetage et emballage des échantillons

2.19 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.



Figure 2.28 : L'analyse des échantillons sur le Microscope Binoculaire

- **La calcimétrie**



Figure 2.29 : Le calcimètre

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

Tableau 2.1: Les Calcimétries de quelques roches carbonatées pures.

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.

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 a essai confirme la présence d'hydrocarbure si non, la fluorescence est minérale.



Figure 2.30: 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% Grès : 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
La description géologique d'une roche .

2.20 Etablissement d'un Masterlog

L'interprétation informatique de la lithologie est assistée par les données géologiques et l'entrée de symboles des fossiles (fig 32). 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.

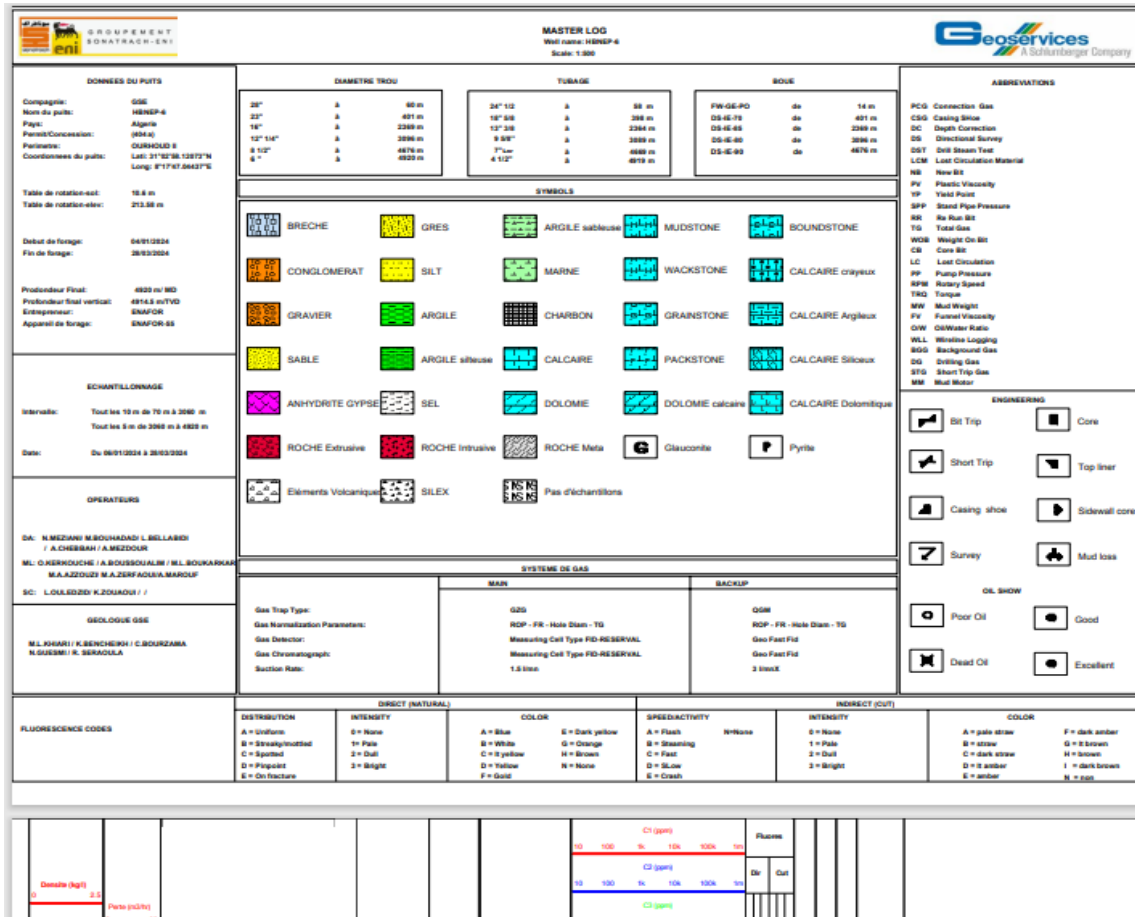


Figure 2.31: Modèle d'un Masterlog (SONATRACH)

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 évènements concernant le puits est systématiquement remis au client à la fin de chaque puits.

Les ingénieurs chargés de la diagraphie des boues utilisent une gamme de capteurs pour surveiller et mesurer divers paramètres en temps réel. Ces capteurs sont précisément conçus pour capturer les données relatives aux opérations de forage, fournissant ainsi des informations vitales pour une prise de décision efficace et une gestion efficiente des opérations. Dans cette section, les paramètres de forage sont continuellement contrôlés en temps réel par l'équipe de diagraphie de la boue. Des capteurs sont placés stratégiquement à différents endroits du site de forage pour faciliter ce processus de surveillance

2.21 Conclusion

Absolument, le mud logging est un maillon essentiel dans le processus d'exploration et de production pétrolière. Grâce à ses équipements sophistiqués et à l'expertise des géologues, il permet une surveillance continue des opérations de forage. Cette vigilance constante n'est pas seulement cruciale pour prévenir les incidents et protéger le personnel et les équipements de la plate-forme, mais aussi pour préserver l'environnement. En enregistrant minutieusement les paramètres de forage et en surveillant les indicateurs géologiques, le mud logging contribue à minimiser les risques d'accidents et à assurer une exploitation plus sûre et plus responsable des ressources pétrolières.

Chapitre III :

Résultats et discussions

3.1 Géologie du champ

Le forage du puits HBNPE-6 a partir de l'enregistrement principal, nous avons pu caractériser la géologie locale par

une série de dépôts, représentés par des reliefs cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques cénozoïque, mésozoïque et paléozoïque.

3.1.1 Le mésozoïque

➤ MIO-PLIOCENE

Durant le forage, on a rencontré le senonien carbonaté à la profondeur . De 60 à 196 m , avec une épaisseur de 136 m l'analyse de cutting récupéré a montré que le senonien carbonaté dans la région est formé

SABLE blanc, translucide, jaunâtre, parfois rosâtre fin à moyen, arrondi à subarrondi, mal classé avec fines passées de CALCAIRE blanc, cristallin, moyennement dur.

➤ SENONIEN CARBONATE

Durant le forage, on a rencontré le senonien carbonaté à la profondeur . De 196 à 362 m, avec une épaisseur de 166 m l'analyse de cutting récupéré a montré que le senonien carbonaté dans la région est formé de CALCAIRE dolomitique blanc, beige, gris crayeux, vacuolaire, microcristallin, dur. Présence de GYPSE incolore à blanchâtre, fibreux, tendre. Traces de Silex.

➤ SENONIEN ANHYDRITIQUE

Durant le forage, on a rencontré le senonien anhydritique à la profondeur De 362 à 631 m, avec une épaisseur de 269 m l'analyse de cutting récupéré a montré que le senonien anhydritique dans la région est formé de ANHYDRITE blanche, amorphe, massive, parfois pulvérulente, compacte avec intercalations de CALCAIRE dolomitique beige, gris-beige, microcristalline, dure avec passées d'ARGILE grise, gris-verdâtre, légèrement carbonatée, tendre

➤ SENONIEN SALIFERE

Durant le forage, on a rencontré le senonien salifère à la profondeur De 631 à 787 m, avec une épaisseur de 106 m l'analyse de cutting récupéré a montré que le senonien SALIFERE dans la région est formé de SEL blanc, translucide, rosâtre, massif avec minces passées d'ARGILE brun-rouge, gris-vert, tendre. Présence locale d'ANHYDRITE blanche, amorphe, massive, compacte.

➤ TURONIEN

Durant le forage, on a rencontré le turonien à la profondeur De 787 à 835 m, avec une épaisseur de 48 m l'analyse de cutting récupéré a montré que le turonien dans la région est formé de CALCAIRE blanc, beige, crayeux, microcristallin, dure avec rares passées d'ARGILE grise gris-vert, carbonatée, tendre.

➤ CENOMANIEN

Alternances d'ARGILE, verdâtre, gris-vert, brun-rouge, carbonatée, tendre et d'ANHYDRITE blanche, pulvérulente, massive, compacte avec intercalations de CALCAIRE dolomitique, gris, gris-beige, microcristalline, dure

Durent le forage ,on a rencontre le cenomanien à la profondeur De 930 à 950m, avec une épaisseur de 20 m l'analyse de cutting récupérer a montre que le cenomanien dans la région est former de banc de SEL blanc, translucide, massif

Alternances d'ARGILE, verdâtre, gris-vert, brun-rouge, carbonatée, tendre et d'ANHYDRITE blanche, pulvérulente, massive, compacte avec intercalations de CALCAIRE dolomitique, gris, gris-beige, microcristalline, dure

Durent le forage ,on a rencontre le cenomanien à la profondeur De 950 à 1062m, avec une épaisseur de 112 m l'analyse de cutting récupérer a montre que le cenomanien dans la région est former de ARGILE verdâtre, gris-vert, brun-rouge, carbonatée, tendre avec intercalations de

CALCAIRE dolomitique gris, gris-beige, microcristalline, dure avec locales passées d'ANHYDRITE blanchâtre à beige, amorphe, massive

➤ ALBIEN

Durent le forage ,on a rencontre le albien e à la profondeur De 1062 à 1184 m, avec une épaisseur de 122 m l'analyse de cutting récupérer a montre que le albien dans la région est former de GRES gris-vert, brunâtre, fin à très fin, sub arrondi à sub anguleux, à ciment argileux, friable avec passées d'ARGILE gris-verdâtre brun-rouge, silteuse, tendre. .

Durent le forage ,on a rencontre le albien à la profondeur De 1184 à 1226 ,5 m, avec une épaisseur de 42,5 m l'analyse de cutting récupérer a montre que le senonien albien dans la région est former deSABLE blanc, translucide, fin à grossier, arrondi à sub-arrondi, mal classé.

➤ APTIE

Durent le forage ,on a rencontre le aptie à la profondeur De 1226,5 à 1259 m, avec une épaisseur de 32,5 m l'analyse de cutting récupérer a montre que le aptie dans la région est former de DOLOMIE calcaire beige, gris-clair à blanchâtre, microcristalline, dure

➤ BARREMIEN

Durent le forage ,on a rencontre le barremien à la profondeur De 1259 à 1483 m, avec une épaisseur de 224 m l'analyse de cutting récupérer a montre que le barremien dans la région est former de GRES brunâtre, gris-vert, fin à moyen, sub arrondi, à ciment silico-argileux, friable avec passées d'ARGILE brun-rouge, gris-verdâtre, silteuse, tendre avec niveaux de SABLE blanc, translucide, fin à moyen, sub arrondi, mal classé . Durent le forage ,on a rencontre le barremien à la profondeur De 1483 à 1583 m, avec une épaisseur de 100 m l'analyse de cutting récupérer a montre que le barremien dans la région est former de SABLE blanc, translucide, fin à moyen, parfois grossier, sub arrondi, mal classé avec passées d'ARGILE brun-rouge, gris-

verdâtre, silteuse, tendre. Présences locales de CALCAIRE dolomitique beige, microcristallin, dur.

➤ **NEOCOMIEN**

Durent le forage ,on a rencontre le neocomien à la profondeur De 1583à 1660 m, avec une épaisseur de 77 m l'analyse de cutting recupérer a montre que le neocomien dans la région est former de Alternances d'ARGILE, gris-verdâtre, brun-rouge, silteuse, tendre et de GRES gris, beige, blanchâtre, fin à très fin, sub arrondi à arrondi, à ciment silico-argileux, friable. Présence de Lignite. Durent le forage ,on a rencontre le neocomien à la profondeur De 1660 à 1760 m, avec une épaisseur de 100m l'analyse de cutting recupérer a montre que le neocomien dans la région est former de GRES gris, gris-vert, fin à très fin, sub arrondi, à ciment silico-argileux, friable avec passées d'ARGILE gris-vert, verte, vert-foncé, silteuse tendre à indurée

Durent le forage ,on a rencontre le neocomien à la profondeur De 1760 à 1868,5 m, avec une épaisseur de 108 m l'analyse de cutting recupérer a montre que le M%neocomien dans la région est former de ARGILE gris-vert, verte, brun-rouge, silteuse, tendre à indurée avec fines passées de GRES gris-blanc, gris-vert, fin à très fin, à ciment silico-argileux, friable. Vers la base passées de CALCAIRE dolomitique beige-clair, gris-beige, microcristalline, dure et d'ANHYDRITE blanche, amorphe, massive.

3.1.2 LE JURASSIQUE

➤ **MALM**

Durent le forage ,on a rencontre le malm à la profondeur De 1868.5 à 1910 m, avec une épaisseur de 41,5 m l'analyse de cutting recupérer a montre que le malm dans la région est former de ARGILE gris-verdâtre, gris-foncé, silteuse localement carbonatée avec intercalations de CALCAIRE dolomitique beige, microcristalline, dure et de GRES blanc, gris-blanc, fin à moyen, sub-arrondi à arrondi, silico-argileux, moyennement consolidé et passées d'ANHYDRITE blanche, amorphe, massive, compacte. Durent le forage ,on a rencontre le malm à la profondeur De 1910 à 2076 m, avec une épaisseur de 166m l'analyse de cutting recupérer a montre que le malm dans la région est former de ARGILE grise à gris-verdâtre, rarement brun-rouge, silteuse, légèrement carbonatée, tendre à indurée avec intercalations de GRES gris-blanc, gris-vert, rarement brunâtre, fin à très fin, silico-argileux, friable et CALCAIRE dolomitique gris-blanc, gris-clair, moyennement dur. Vers la base passée d'ANHYDRITE blanche, amorphe, massive

➤ **DOGGER ARGILEUX**

Durent le forage, on a rencontre le dogger argileux à la profondeur De 2076 à 2228 m, avec une épaisseur de 152m l'analyse de cutting recupérer a montre que le dogger argileux dans la région est former Prédominance d'ARGILE brun-rouge, gris-clair, gris-foncé, silteuse, indurée avec passées de CALCAIRE dolomitique blanchâtre, beige, microcristallin, moyennement dur. Présence locales de GRES gris-clair, brun, gris-vert, très fin à fin, sub arrondi à subarrondi, silico-argileux, friable et d'ANHYDRITE blanchâtre, massive, dure.

➤ **DOGGER LAGUNAIRE**

Durent le forage, on a rencontré le dogger lagunaire à la profondeur De 2228 à 2363 m, avec une épaisseur de 135m l'analyse de cutting récupérer a montré que le dogger lagunaire dans la région est formé ARGILE grise, gris-verdâtre, localement brun-rougeâtre, silteuse, tendre à indurée avec

intercalations d'ANHYDRITE blanche, pulvérulente, massive, dure et CALCAIRE dolomitique gris, gris-blanc, gris-beige, microcristallin, parfois argileux, moyennement dur.

➤ **LIAS ANHYDRITIQUE**

Durent le forage, on a rencontré le lias anhydritique à la profondeur De 2363 à 2416 m, avec une épaisseur de 53m l'analyse de cutting récupérer a montré que le lias anhydritique dans la région est formé ANHYDRITE blanche, microcristalline, amorphe, massive avec intercalation d'ARGILE grise, brun-rouge, tendre à indurée. Durent le forage, on a rencontré le lias anhydritique à la profondeur De 2416 m à 2450 m, avec une épaisseur de 34m l'analyse de cutting récupérer a montré que le lias anhydritique dans la région est formé SEL incolore,

translucide, rosâtre avec passées d'ANHYDRITE blanchâtre, microcristalline, amorphe, massive et d'ARGILE gris-vert, gris-sombre, silteuse, indurée. Traces de CALCAIRE dolomitique, grise, gris-clair, microcristalline, dure. Durent le forage, on a rencontré le lias anhydritique à la profondeur De 2450 à 2557 m, avec une épaisseur de 107m l'analyse de cutting récupérer a montré que le lias anhydritique dans la région est formé ANHYDRITE blanche, amorphe, compacte avec passées de SEL incolore, translucide et d'ARGILE gris-vert, gris-sombre, silteuse, indurée et de CALCAIRE dolomitique, grise, gris-clair, microcristalline, dure.

➤ **LIAS SALIFERE**

Durent le forage, on a rencontré le lias salifère à la profondeur De 2557 à 2619 m, avec une épaisseur de 62m l'analyse de cutting récupérer a montré que le lias salifère dans la région est formé SEL massif, blanc, translucide avec passées d'ARGILE brun rouge, silteuse, tendre.

➤ **HORIZON B**

Durent le forage, on a rencontré le horizon b à la profondeur De 2619 à 2645 m, avec une épaisseur de 26m l'analyse de cutting récupérer a montré que le horizon b dans la région est formé CALCAIRE dolomitique blanchâtre, gris-blanc, microcristallin, dur avec fines passées d'ARGILE grise, brun-rouge, indurée.

➤ **LIAS SALIFERE "S1+S2"**

Durent le forage, on a rencontré le lias salifère "S1+S2" à la profondeur De 2645 à 2710 m, avec une épaisseur de 65m l'analyse de cutting récupérer a montré que le lias salifère "S1+S2" dans la région est formé Alternances de SEL incolore, translucide, rosâtre, massif et d'ANHYDRITE blanche, amorphe, massive, dure avec passées d'ARGILE gris-verdâtre, grise, brune, silteuse, indurée. Durent le forage, on a rencontré le lias salifère "S1+S2" à la profondeur De 2710 à 2775 m, avec une épaisseur de 65m l'analyse de cutting récupérer a montré que le lias salifère "S1+S2" dans la région est formé SEL incolore, translucide, rosâtre, massif avec passées d'ANHYDRITE blanche, amorphe, massive, dure et d'ARGILE gris-verdâtre, grise, brune, silteuse, indurée. Durent le forage, on a rencontré le lias salifère "S1+S2" à la profondeur

De 2775 à 2862 m , avec une épaisseur de 87m l'analyse de cutting récupérer a montre que le lias salifere "S1+S2" dans la région est former ANHYDRITE blanche, amorphe, massive, dure avec passées SEL incolore, translucide, rosâtre, massif et d'ARGILE gris-verdâtre, grise, brune, silteuse, indurée.

➤ **LIAS SALIFERE "S3"**

Durent le forage ,on a rencontre le lias salifere "S3" à la profondeur De 2862 à 3024.5 m , avec une épaisseur de 162 ,5m l'analyse de cutting récupérer a montre que le lias salifere "S3" dans la région est former SEL transparent, rosâtre, massif, avec fines passées d'ARGILE grise, gris clair parfois gris-vert, légèrement silteuse, indurée.

➤ **LIAS ARGILO-SALIFERE**

Durent le forage ,on a rencontre le lias argilo-salifere à la profondeur De 3024.5 à 3056 m, avec une épaisseur de 31,5m l'analyse de cutting récupérer a montre que le lias argilo-salifere dans la région est former SEL translucide, blanc, rosâtre, massif, avec Intercalations à passées d'ARGILE rouge-brique, brun-rouge, légèrement salifère, localement anhydritique, silteuse, tendre à indurée.

3.1.3 LE TRIAS :

➤ **TRIAS SALIFERE "S4'**

Durent le forage ,on a rencontre le trias salifere "S4' à la profondeur De 3056 à 3094 m, avec une épaisseur de 38m l'analyse de cutting récupérer a montre que le trias salifere "S4' dans la région est former SEL translucide, blanc, rosâtre, massif avec passées d'ARGILE gris-vert, brun-rouge, silteuse, indurée.

➤ **TRIAS ARGILO-SALIFERE**

Durent le forage ,on a rencontre le trias argilo-salifere à la profondeur De 3094 à 3115 m, avec une épaisseur de 21m l'analyse de cutting récupérer a montre que le trias argilo-salifere dans la région est former ARGILE grise, brun rouge, tendre à indurée avec des passées d'ANHYDRITE blanche, amorphe, massive, dure.

➤ **TRIAS ARGILO-CARBONATE**

Durent le forage ,on a rencontre le trias argilo-carbonate à la profondeur De 3115 à 3135 m, avec une épaisseur de 20m l'analyse de cutting récupérer a montre que le trias argilo-carbonate dans la région est former ARGILE gris-foncé, gris-vert, grise, légèrement carbonatée, silteuse, indurée avec passées de CALCAIRE gris-clair, beige, microcristallin, dur.

➤ **T.A.G.I**

Durent le forage, on a rencontre le t.a.g.i à la profondeur De 3135 à 3165 m, avec une épaisseur de 30m l'analyse de cutting récupérer a montre que le t.a.g.i dans la région est former GRES blanc beige, beige, gris-clair, très fin à fin, arrondi à sub arrondi, bien classé, silico-argileux, friable à moyennement consolidé avec passées d'ARGILE gris-foncé, gris-vert, grise, silteuse, indurée.

3.1.4 Devonien

➤ STRUNIEN F2

Durent le forage ,on a rencontre le strunien f2 à la profondeur De 3165 à 3197 m, avec une épaisseur de 32m l'analyse de cutting récupérer a montre que le strunien f2 dans la région est former ARGILE gris-foncé, noire, feuilletée, silteuse, indurée avec fines passées de GRES gris-clair beige, fin à moyen, silico-argileux, moyennement consolidé, traces de CALCAIRE dolomitique gris-clair, beige, microcristallin, dur.

➤ FAMENIEN

Durent le forage ,on a rencontre le famenien à la profondeur De 3197 à 3464 m, avec une épaisseur de 267m l'analyse de cutting récupérer a montre que le famenien dans la région est former ARGILE gris-foncé, noire, feuilletée, silteuse, indurée, avec passées de GRES gris-clair beige, fin à moyen, silico-argileux, moyennement consolidé et fines passées de CALCAIRE dolomitique gris-clair, beige, microcristallin, dur.

➤ FRASNIEN

Durent le forage ,on a rencontre le frasnien à la profondeur De 3464 à 3710m, avec une épaisseur de 246m l'analyse de cutting récupérer a montre que le frasnien dans la région est former ARGILE gris-foncé, noire, feuilletée, silteuse, indurée avec passées de CALCAIRE gris-clair, beige, microcristallin, dur.

➤ GIVETIEN/ EIFELIEN

Durent le forage ,on a rencontre le givetien/eifelien à la profondeur De 3710 à 3834 m, avec une épaisseur de 124m l'analyse de cutting récupérer a montre que le givetien/eifelien dans la région est former ARGILE grise, gris-vert, feuilletée, silteuse, légèrement carbonatée, tendre à indurée avec passées de CALCAIRE blanc, gris-clair, beige,microcristallin, moyennement dur. Traces de Pyrite.

➤ EMSIEN

Durent le forage ,on a rencontre le emsien à la profondeur De 3834 à 3867 m, avec une épaisseur de 33m l'analyse de cutting récupérer a montre que le emsien dans la région est former ARGILE grise, gris-vert, silteuse, indurée avec passées de GRES gris-clair, beige, fin à moyen, sub arrondi à sub anguleux, mal classée, silico-argileux, moyennement consolidé.

➤ SIEGENIEN

Durent le forage ,on a rencontre le siegenien à la profondeur De 3867 à 3907 m, avec une épaisseur de 40m l'analyse de cutting récupérer a montre que le siegenien dans la région est former GRES gris-clair, beige, fin à moyen, sub arrondi à sub anguleux, mal classée, silico-argileux, moyennement consolidé avec passées d'ARGILE grise, gris-vert, silteuse, indurée.

➤ **SIEGENIEN-C**

Durent le forage ,on a rencontre le siegenien-c à la profondeur De 3907 à 3961 m, avec une épaisseur de 54m l'analyse de cutting récupérer a montre que le siegenien-c dans la région est

former GRES gris-clair, beige, fin à moyen, sub arrondi à sub anguleux, mal classée, silico-argileux, moyennement consolidé avec passées d'ARGILE grise, gris-vert, silteuse, indurée.

➤ **SIEGENIEN-D**

Durent le forage ,on a rencontre le siegenien-d à la profondeur De 3961 à 3992.5 m, avec une épaisseur de 31,5m l'analyse de cutting récupérer a montre que le siegenien-d dans la région est former GRES gris-clair, beige, très fin à fin, parfois moyen, sub arrondi, mal classée, silico-argileux, à siliceux, parfois silico-quartzitique, moyennement consolide avec passées d'ARGILE grise, gris-foncé, silteuse, tendre à induré

➤ **SIEGENIEN-E**

Durent le forage ,on a rencontre le siegenien-e à la profondeur De 3992.5 à 4030 m, avec une épaisseur de 37,5m l'analyse de cutting récupérer a montre que le siegenien-e dans la région est former GRES gris-clair, beige, très fin à fin, parfois moyen, sub arrondi, mal classée, silico-argileux, à siliceux, moyennement consolide avec passant à ARGILE grise, gris-foncé, silteuse, tendre à indurée.

➤ **SIEGENIEN-F**

Durent le forage ,on a rencontre le siegenien-f à la profondeur De 4030 à 4085.5 m, avec une épaisseur de 55,5m l'analyse de cutting récupérer a montre que le siegenien-f dans la région est former ARGILE grise, gris-foncé, rarement brun rouge, silteuse, tendre à indurée avec passées de GRES gris-clair, beige, gris vert, très fin à fin, parfois moyen, sub arrondi, mal classée, à ciment silico-argileux, moyennement consolidé .

➤ **SIEGENIEN-G**

Durent le forage ,on a rencontre le siegenien-g à la profondeur De 4085.5 à 4123 m, avec une épaisseur de 37,5m l'analyse de cutting récupérer a montre que le siegenien-g dans la région est former ARGILE brun-rouge, verte, rarement grise, silteuse, tendre à indurée avec passées de GRES gris-vert, brun-rouge, gris-clair, beige, très fin à fin parfois moyen, sub arrondi, mal classée, à ciment silico-argileux, moyennement consolidé.

➤ **GEDINNIEN/TADRART**

Durent le forage ,on a rencontre le gedinnien/tadrart à la profondeur De 4123 à 4200 m, avec une épaisseur de 77m l'analyse de cutting récupérer a montre que le gedinnien/tadrart dans la région est former GRES gris-clair, beige, blanc, fin à moyen, sub arrondi, mal classée, à ciment siliceux, localement silico-argileux à silico-quartzitique, moyennement consolidé à consolidé, avec passées d'ARGILE grise, gris-foncé, silteuse, tendre à indurée. Durent le forage ,on a rencontre le gedinnien/tadrart à la profondeur De 4200 à 4280 m, avec une épaisseur de 80m l'analyse de cutting récupérer a montre que le gedinnien/tadrart dans la région est former GRES gris-clair, beige, blanc, fin à moyen, sub arrondi, mal classée, à ciment siliceux, localement silico-argileux

à silico-quartzitique, moyennement consolidé à consolidé, avec passées d'ARGILE grise, gris-foncé, silteuse, tendre à indurée.

Durent le forage ,on a rencontre le gedinnien/tadrart à la profondeur De 4280 à 4392 m, avec une épaisseur de 112m l'analyse de cutting récupérer a montre que le gedinnien/tadrart dans la région est former GRES gris-clair, beige, blanc, fin à moyen, sub arrondi, mal classée, à ciment

siliceux, localement silico-argileux à silico-quartzitique moyennement consolidé à consolidé, avec passées d'ARGILE grise, gris-foncé, silteuse, tendre à indurée.

3.1.5 Ordovicien

➤ SILURIEN UNITE B2

Durent le forage ,on a rencontre le silurien unite b2 à la profondeur De 4392 à 4545 m, avec une épaisseur de 153m l'analyse de cutting récupérer a montre que le silurien unite b2 dans la région est former ARGILE grise, gris-vert, rarement brunrouge, silteuse à fortement silteuse, localement feuilletée, tendre à indurée avec passées de GRES gris-beige, grisvert, fin à moyen, subarrondi à sub-anguleux, argileux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé.

➤ SILURIEN UNITE B1

Durent le forage ,on a rencontre le silurien unite b1 à la profondeur De 4545 à 4680 m, avec une épaisseur de 135m l'analyse de cutting récupérer a montre que le silurien unite b1 dans la région est former ARGILE grise a gris-sombre, silteuse, tendre à indurée avec passées de GRES blanc, beige, gris-blanc, fin à moyen, silico-argileux, moyennement consolidé, localement translucide, silico-quartzitique, consolidé.

➤ SILURIEN L3

Durent le forage ,on a rencontre le silurien l3 à la profondeur De 4680 à 4706 m, avec une épaisseur de 26m l'analyse de cutting récupérer a montre que le silurien l3 dans la région est former GRES blanc, fin à moyen, quartzitique, compact et dur, localement gris blanc, fin à très fin, argileux à silico-argileux, friable avec fines passées d'Argile gris sombre, tendre a indurée, silteuse.

➤ SILURIEN UNITE A2 (SAG L2)

Durent le forage ,on a rencontre le silurien unite a2 (sag l2) à la profondeur De 4706 à 4815m, avec une épaisseur de 109m l'analyse de cutting récupérer a montre que le silurien unite a2 (sag l2) dans la région est former ARGILE grise à gris noire, tendre a indurée, silteuse avec passées de GRES blanc translucide, fin à moyen, silico-quartzitique, compact et dur, parfois blanc à gris blanc, fin silico-argileux, friable.

➤ Silurien unité L1

Durent le forage ,on a rencontre le silurien unite l1 à la profondeur De 4815 à 4847m, avec une épaisseur de 32m l'analyse de cutting récupérer a montre que le silurien unite l1 dans la région est former GRES blanc, gris beige à beige, très fin à fin, localement moyen, argileux à silico-argileux, moyennement consolidé, et GRES blanc translucide, quartzitique, compact avec fines passées d'ARGILE grise à gris noire, indurée, silteuse légèrement, feuilletée.

➤ SILURIEN UNITE A1

Durant le forage ,on a rencontré le silurien unite a1 à la profondeur De 4847à 4920m, avec une épaisseur de 73m l'analyse de cutting récupérer a montre que le silurien unite a1 dans la région est former ARGILE grise à gris foncé, indurée, silteuse, finement micacée,localement feuilletée avec fine passées de GRES blanc à gris blanc, très fin à fin, parfois moyen ,siliceux, bien consolidé, dur.

Tableau 3.1 : les TOPS des formations de puitHBNPEP-6

	Age	Formation/Horizon Name	TOP Géologique		
			TOP	BOTTOM	THICKNESS
Cén	Néo-gène	Mio-Pliocène	60	196	136
Mésozoïque	Crétacé	Sénonien carbonaté	196	362	166
		Sénonien Anhydritique	362	631	269
		Sénonien Salifère	631	787	106
		Turonien	787	835	48
		Cénomanién	835	1062	227
		Albien	1062	1226,5	164,5
		Aptien	1226,5	1259	32,5
		Barrémien	1259	1583	324
		Néocomien	1583	1868,5	285,5
	Jurassique	Malm	1868,5	2076	207,5
		Dogger Argileux	2076	2228	152
		Dogger lagunaire	2228	2363	135
		Lias Anhydritique	2363	2557	194
		Lias Salifère	2557	2619	62
		Lias Salifère (H.B)	2619	2645	26
		Lias S1+ S2	2645	2862	217
		Lias salifère S3	2862	3024,5	162,5
Lias argileux Supérieur					
	Trias	TRIAS SALIFERE "S4'	3056	3094	38

		TRIAS ARGILO-SALIFERE	3094	3115	21
		TRIAS ARGILO-CARBONATE	3115	3135	20
		T.A.G.I	3135	3165	30
Paléo	Ordovicien	SILURIEN UNITE B2	4392	4545	153
		SILURIEN UNITE B1	4545	4680	135
		SILURIEN L3	4680	4706	26
		SILURIEN UNITE A2 (SAG L2)	4706	4815	109
		Silurien unité L1	4815	4847	32
		SILURIEN UNITE A	4847	4920	73
		TOTAL DEPTH	3551,5 m		

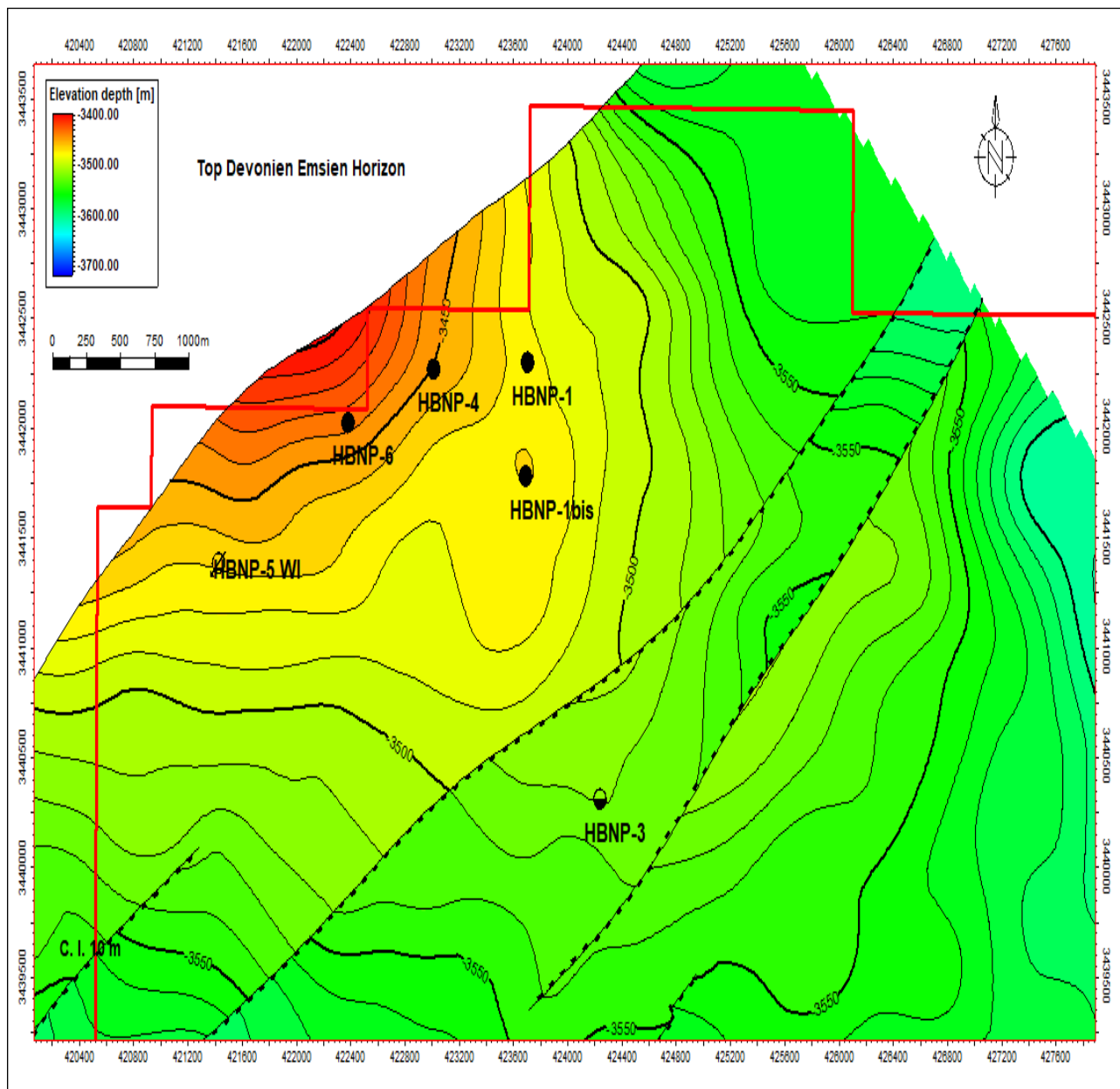


Figure 3.1 : Carte structurale en profondeur du toit du réservoir : HBNEP-6 (SONATRACH)

Intervalle(m)	Type de roche	La description géologique
4835 à 4844	ARGILE	Argile beige-gris, silice, cohésive, molle, argile compacte avec argile grise à gris-noir, quartzite.
4823 à 4829	GRES	Grés blanc, translucide, localement gris clair, très fin à moyen, par endroits grossier, sub-anguleux à subarrondis, siliceux, dur
4816.5 à 4821	ARGILE	pâteus Argile gris sombre, micacée, tendre, légèrement pâteus
4777 à 4781	ARGILE	ARGILE grise à gris noire, de GRES blanc translucide, fin à moyen, silico-quartzitique, co
de 4558 à 4762	alternance enter les argile et les grés	ARGILE grise à gris noire, tendre à indurée, silteuse avec passées de GRES blanc translucide, fin à et dur, parfois blanc à gris blanc, fin silico-argileux, friable. moyen, silico-quartzitique, compac

Tableau 3.2 : Géologie de réservoir d'une roche

3.2 Relation de la géologie de puits avec la vitesse de rotation

Avant la profondeur de 4835 mètres, la vitesse est relativement faible, en raison de la présence d'argile, qui ralentit la progression de l'outil.

Entre 4835 et 4847 mètres, la vitesse est élevée en raison de la présence d'argile molle et de greywacke, une roche résistante qui augmente la progression de l'outil.

Exemple 01 :

LA RELATION ENTRE LA LITHOLOGIE ET LA VITESSE D'AVANCEMENT (ROP)

La vitesse d'avancement de l'outil(ROP) varie selon la lithologie de formation

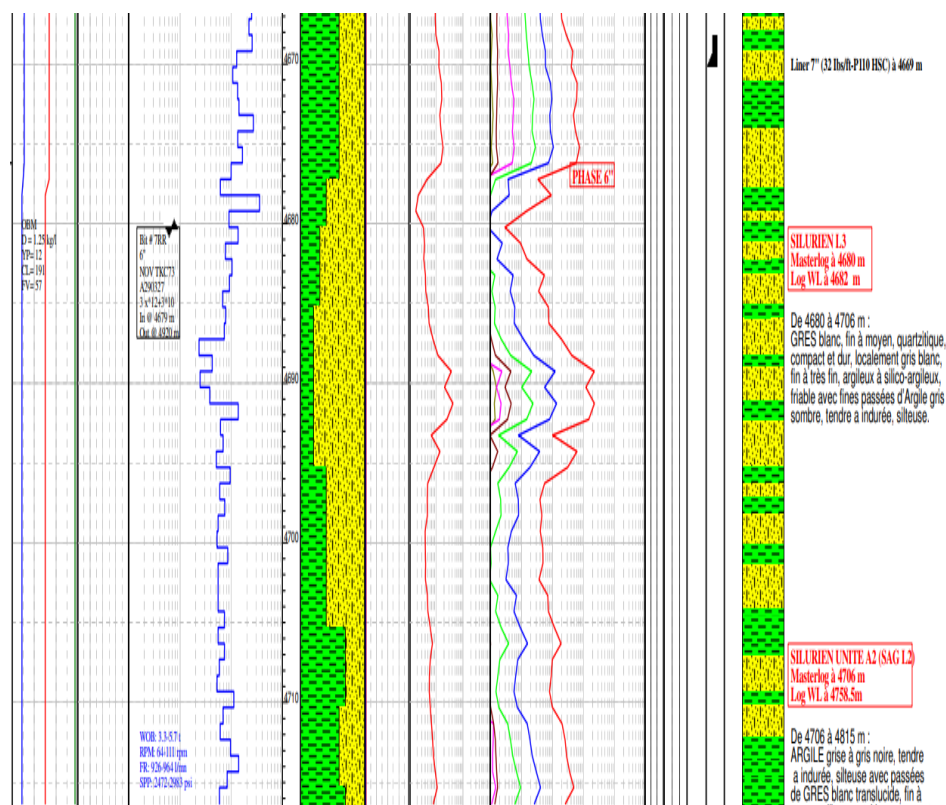


Figure 3.2 : Master log de puits HBNEP-6 (Master log HBNP-) SONATRACH)

Augmentation du taux d'avancement dans le grès, puis augmentation dans l'argile.

3.3 Étude et interprétation de données de gaz

Le suivi de l'évolution des gaz détecté au cours de forage joue un rôle important dans l'exploration des réservoirs pétrolier durant le forage des détecteurs de gaz sont installer au niveau du forage et interpréter par la chromatographie ionique installer au niveau de la cabine géologique, au cours de forage on détecte 5 types de gaz de C1, C2, C3, C4 et C5. Le rapport entre les différents gaz va donner les gaz ratio. Ces ratio vont déterminer les types des hydrocarbures, huiles, gaz ou condensat

3.4 les différents types du gaz ratio

- Déterminer le type d'hydrocarbures : huiles, Gaz, Condensât :

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

- Whetness Ratio (Wh).
- Balance Ratio (Bh).
- Character Ratio (Ch).

Ces rapports :Calculer en temps réel l'évaluation immédiate et la reconnaissance des changements et des contacts des réservoirs.

3.4.1. Whetness Ratio (Wh)

Ce rapport est proportionnel à la densité du fluide analysé.

$$Wh = ((C2 + C3 + C4 + C5) / (C1 + C2 + C3 + C4 + C5)) \times 100$$

Wh < 0.5 : gaz sec, zone non productive ou faible potentiel de production.

0.5 < Wh < 17.5: gaz, zone productive.

17.5 < Wh < 40 : huile, zone productive

Wh > 40 : huile lourds ou résiduel, zone non productive.

3.4.2. Balance Ratio (Bh)

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

$$Bh = ((C3+C4+C5) / (C1+C2))$$

3.4.3. Character Ratio (Ch)

$$Ch = ((C3) / (C4+C5))$$

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.

Ch < 0.5 : le majeur composent est C3, donc la zone est productive à gaz, gaz condensat et gaz humide.

Ch > 0.5 : il confirme la présence des hydrocarbures liquides Selon les résultats des rapports, les zones du réservoir peuvent être évaluées en termes de nature Gaz, huile ou eau

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)

Tableau 3.3 : Tableau montrant les intervalles de gaz ratio

À partir des data gas détectés et enregistrés par le système de gaz, on a établi un graphe

représentatif pour faire une analyse précise et entière de plusieurs intervalles, parmi eux l'objectif principal du sondage en déterminant les couches à gaz, à l'huile et/ou à condensat.

Exemple 2:

Interprétation des résultats des gaz ratios

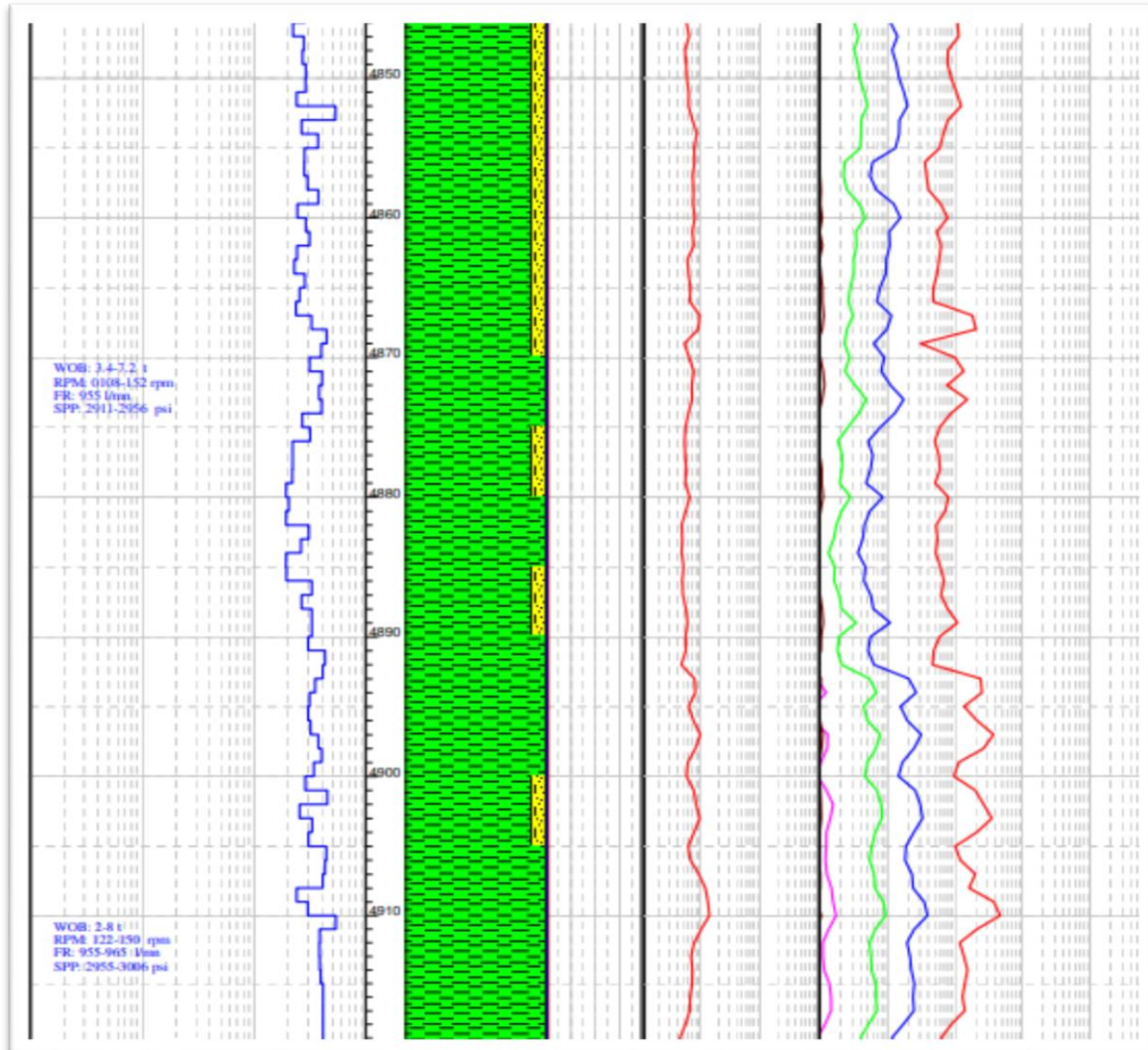


Figure 3.4: Graphe représentatif des gaz ratios en échelle logarithmique de puit : HBNEP-6 (du 4835 à 4762)

3.5 Cas de puits HBNEP-6

Le système qui est utilisé est le système ANAX de la cabine mudlogging

Les données de gaz analysées et interprétées sont de la profondeur forée de 3020 m. Le tableau cidessous illustre les quantités de diff

Profondeur (m)	C1 %	C2 %	C3 %	C4 %	C5 %
4835 à 4844	40	28	18	0,001	0,001
4823 à 4829	53	48	37	0,001	0,001
4816.5 à 4821	53	47	30	0,001	0,001

4777 à 4781	49	40	29	0,001	0,001
4558 à 4762	47	38	25	0,001	0,001

Tableau 3.4 : les quantités de différents gaz analysées HBNEP-6

Profondeur (m)	Wh	Bh	Ch
4558 à 4762	53,489453	3,777358	0,000111111
4777 à 4781	61,594759	2,729582	5,40541E-05
4816.5 à 4821	59,231396	3,333111	6,66667E-05
4823 à 4829	58,475280	3,068753	6,89655E-05
4835 à 4844	56,763490	2,674589	6,06786E-05

Tableau 3.5 : les rapports de gaz ratio calculé

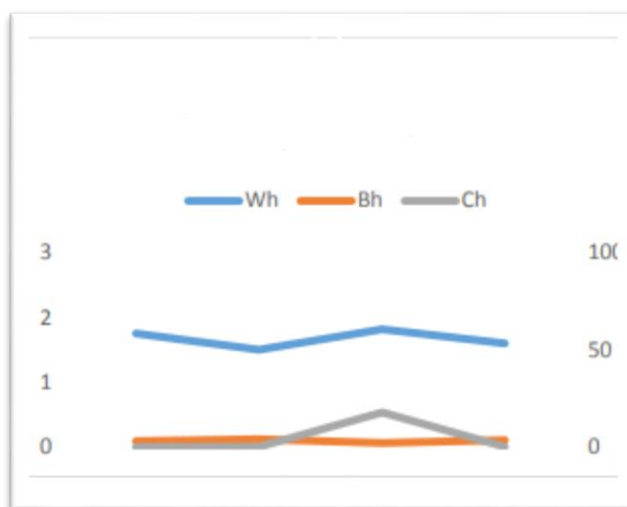


Figure 3.5: 2 graphe représentatif de formation (4558 à 4844)

Analyse des graphes :

L'analyse de ces graphes nous permettait de subdiviser notre objectif en plusieurs strates différentes selon le contenu de chaque couche traversée

Afin de caractériser notre zone intervalle choisie de « 4558 m -4844 m » on a calculé les rapports de gaz figurés dans le tableau suivant

-Rapport de Whetness (Wh)

A partir de la donnée de formation « 4558 m -4844 m »

On observe une croissance progressive de Wh en fonction de la profondeur, ou elle a commencé de 53 à la profondeur 4781 m, jusqu'à 61 à la cote entre les profondeurs 4558 m et 4768m puis, une décroissance jusqu'à la valeur 56 près de la cote 4762m.

A partir de données de l'intervalle « 4558 m -4844 m »

On observe une décroissance progressive de Wh en fonction de la profondeur, ou elle a commencé de 58 à la profondeur 4558 m, jusqu'à 50 à la cote entre les profondeurs 4762 m et 4829 m puis, une croissance jusqu'à la valeur 56 près de la cote 4844.

-Rapport de balance (Bh)

Donnée de formation « 4835 m -4762 m »

On observe une décroissance plus lente de Bh en fonction de profondeur, elle a une valeur presque nulle.

A partir de données de l'intervalle « 4558 m -4844 m » :

On observe une décroissance plus lente de Bh en fonction de profondeur, elle a des valeurs entre de 2 et 3

-Rapport de charcter (Ch)

Il est négligeable ou ces valeurs sont presque nulles dans les deux intervalles étudiés.

Interprétation du graphe

Donnée de formation « 4558 m -4762 m »

Dans cet intervalle il est indiqué que la valeur du Whetness varie entre 53 et 61, tandis que la valeur de balance < 3 , et que le rapport de whetness est supérieur à balance et cela veut dire que cette zone peut être une zone productive de condensats productifs potentiels avec de l'huile à haute densité, et que la valeur du charcter confirme ce résultat $Ch < 0.5$.

Donnée de l'intervalle (4558 m - 4762 m)

Dans cet intervalle il est indiqué que la valeur du Whetness varie entre 50 et 60.5, tandis que la valeur de balance < 3 , et que le rapport de whetness est supérieur à balance et cela veut dire que cette zone est à l'huile lourde / résiduelle avec un potentiel de production nul ou très faible, et que. La valeur du charcter confirme ce résultat $Ch > 0,5$: la phase liquide est confirmée, de sorte que legaz indiqué par Whetness est associé à l'huile.

Absolument, le mud logging est un maillon essentiel dans le processus d'exploration et de production pétrolière. Grâce à ses équipements sophistiqués et à l'expertise des géologues, il permet une surveillance continue des opérations de forage. Cette vigilance constante n'est pas

seulement cruciale pour prévenir les incidents et protéger le personnel et les équipements de la plate-forme, mais aussi pour préserver l'environnement. En enregistrant minutieusement les paramètres de forage et en surveillant les indicateurs géologiques, le mud logging contribue à minimiser les risques d'accidents et à assurer une exploitation plus sûre et plus responsable des ressources pétrolières.

Selon les valeur représentées sur le graphe, on peut déterminer plusieurs intervalles :

De 4835 à 4844 m :

La valeur WH est supérieure à 40 et la valeur BH est supérieure à 10, tandis que la valeur CH est inférieure à 10. D'après ces données, cette zone a une faible production de pétrole.

De 4823 à 4829 m :

La valeur WH est supérieure à 17,5 et supérieure à 40, la valeur BH est inférieure à WH et la valeur CH est inférieure à 10.

Sur la base de ces données, on peut dire que cette zone contient du gaz humide et des condensats.

Note : $BH < WH$ indique la phase liquide, mais WH indique toujours la phase gazeuse.

De 4816,5 à 4821 m :

Cette région se situe entre deux contacts

La valeur de WH est supérieure à 0,5 et supérieure à 17,5 ($0,5 < WH > 17,5$) et $WH < BH < 100$, donc selon ces données, nous pouvons dire que cette région est en phase liquide. On peut donc dire que cette région a une faible production de gaz,

De 4777 à 4781 m :

La valeur WH est supérieure à 40 et BH est inférieure à WH ($BH \ll WH \ll WH$), cette zone n'est donc pas productive.

De 4558 à 4762 m :

La valeur du WH est supérieure à 40 et la valeur du WH est supérieure à celle du BH ($BH < WH < WH < 40$) et parfois $17,5 < WH > 40$.

Par conséquent, sur la base de ces données, il est possible qu'il y ait une zone pétrolière avec des poches de gaz.

3.6 Evolution des paramètres physique au cours de forage

3.6.1. Densité de la Boue

La densité de la boue de forage fait référence au poids relatif de la boue utilisée comme fluide dans le processus de forage. La densité de la boue est généralement mesurée en unités de poids par volume, comme les grammes par centimètre cube ou les livres par gallon.

La viscosité et la densité de la boue ont un impact direct sur l'efficacité et la sécurité du processus de forage. Par exemple, la boue est utilisée à une certaine densité pour éviter l'effondrement des parois du

puits, et sa densité peut être ajustée pour une performance optimale dans le déplacement des débris et le refroidissement des outils de forage.

3.6.2. Température :

La seule possibilité de mesurer la température des formations forées est de surveiller l'évolution de la température de la boue à la sortie.

Foreur et géologue sont principalement intéressés par cette mesure pour :

- Détecter des zones à pression anormale
- Détecter la proximité d'une série évaporation
- aider éventuellement à choisir le type de fluide le mieux adapté aux conditions de température.

3.6.3. Viscosities :

La viscosité dans le processus de forage fait référence à la résistance à l'écoulement des matériaux utilisés dans le forage. Les fluides tels que la boue sont utilisés pour refroidir les outils et réduire les frottements pendant le forage. Ces fluides doivent être suffisamment visqueux pour résister à la fracture et assurer la stabilité des parois calcaires. La viscosité doit être soigneusement contrôlée et ajustée pour garantir un fonctionnement efficace et sûr, car une viscosité excessive ou insuffisante peut entraîner des problèmes de forage.

3.6.4. La pression :

La pression dans le processus de forage fait référence à la force avec laquelle le fluide ou la boue est appliqué au puits, et affecte la stabilité du puits et les processus de forage, de levage et d'abandon. Les pressions doivent être surveillées et contrôlées avec précision pour éviter les problèmes et garantir la sécurité de l'opération.

Conclusion générale

Le champ de Berkine est un important champ d'hydrocarbures situé dans le sud de l'Algérie, qui fait partie de Hassi Messaoud.

Pour développer le champ, un puits (HBNEP-6) a été installé afin d'augmenter la production d'hydrocarbures.

Les hydrocarbures sont suivis dans le développement de la production de gaz et de pétrole et dans l'optimisation de l'efficacité de la production.

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

Analyse et interprétation des données sur le gaz à l'aide de la méthode du rapport de gaz pour les échantillons instantanés Principalement prélevés dans les niveaux de grès argileux du puits HPNEP-6. Partie d'une zone du bassin de Berkeley. L'utilisation de ces données permet d'identifier les zones productives dans la couche réservoir et les contacts potentiels entre les fluides. qui existent en tant que réserves en place. Cette thèse présente une interprétation des données gazières par le biais de deux méthodes différentes : La méthode dite classique ou PIXLER et l'autre, qui semble être basée sur la méthode du rapport de gaz. basée sur la méthode du rapport de gaz. L'interprétation des données de gaz par la Méthode de GAZ RATIO montre trois niveaux de réservoirs productifs: deux productifs de gaz dans l'intervalle (de 4829m à 4823m) et (4844m à 4835m) et le dernier productif d'huile

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).

Liste des figures

Chapitre I

Figure 1.1: Situation géographique (Google Maps)	10
Figure 1.2: Situation géologique du bassin de Berkine et principaux domaines tectoniques régionaux et stratigraphiques de la région du Maghreb. S. Galeazzi and al (2010), modifiée	11
Figure 1.3: Colonne stratigraphique du bassin de Berkine(Sonatrach).....	12
Figure 1.4 : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine(Sonatrach)	14
Figure 1.5: Les principales phases tectoniques sur la plateforme saharienne, D'après Boudjema (1987) (Sonatrach).....	16
Figure 1.6 : Éléments tectoniques du bassin de Berkine (Sonatrach).....	17
Figure 1.7 : Éléments structuraux du bassin de Berkin(Sonatrach).....	19

Chapitre II

Figure 2.1: L'appareil de forage (édité a la DML 2012)	21
Figure 2.2: Le système de puissance (édité a la DML 2012)	22
Figure 2.3 : Le système de levage (édité a DML).....	22
Figure 2.4 : la table de rotation.....	23
Figure 2.5: Le top drive (edité a DML).....	23
Figure 2. 6: Le BOP (edité a la DML).....	24
Figure 2.7: Type de forage, full bore ou reduced bore.....	27
Figure 2.8 : La cabine géologique.....	29
Figure 2 .9 : Capteur de poids sur le circuit hydraulique du brin mort "WOH".....	35
Figure 2.10 : Capteurs de Torque à effet Hall.....	36
Figure 2.11 : Capteurs de rotation RPM.....	37
Figure 2.12 : Position du capteur RPM.....	38
Figure 2.13 : Capteurs de profondeur.....	39
Figure 2.14: Capteur de densité (d in – d out).....	40
Figure 2.15 : Capteur Température.....	41
Figure 2.16 : Capteur de Débit (Flow).....	42
Figure 2.17: Capteur pression d'injection sur stand pipe "SPP.....	43

Figure 2.18 : Schéma d'emplacement des capteurs.....	46
Figure 2.19: Capteur de gaz Sulfure d'hydrogène (H ₂ S) (ENSP MUDLOGGING).....	47
Figure 2.20: L'emplacement Dégazeur QGM.....	48
Figure 2.21 : CaCl ₂	49
Figure 2.22 : Bouteille hélium.....	49
Figure 2.23: Principe de la chromatographie.....	53
Figure 2.24 : Collection des cuttings au niveau du tamis vibreur.....	54
Figure 2.25 : Outillages utilisés pour le suivi géologique dans la cabine Mud logging.....	54
Figure 2.26 : Lavage et tamisage d'échantillon.....	55
Figure 2.27 : Étiquetage et emballage des échantillons.....	55
Figure 2.28 : L'analyse des échantillons sur le Microscope Binoculaire.....	56
Figure 2.29 : Le calcimétrie.....	56
Figure 2.30: Fluorescence.....	58
Figure 2.31: Modèle d'un Masterlog (SONATRACH).....	59

Chapitre III

Figure 3.1 : Carte structurale en profondeur du toit du réservoir:HBNEP-6 (SONATRACH)	72
Figure 3.2 : Master log de puit HBNEP-6 (Master log HBNP-) (SONATRACH).....	74
Figure 3.4: Graphe représentatif des gaz ratio en échelle logarithmique de puit : HBNEP-6 (du4835à 4762)	77
Figure 3.5: 2 graphe représentatif de formation (4558 à4844).....	78

Liste des tableaux

Chapitre II

Tableau 2.1: Les Calcimétries de quelques roches carbonatées pures.....56

Chapitre III

Tableau 3.1 : les TOPS des formations de puit HBNPEP-6.....70

Tableau 3.2 : Géologie de réservoir d'une roche..... 73

Tableau 3.3 : Tableau montrant les intervalles de gaz ratio.....76

Tableau 3.4 : les quantités de différents gaz analysées HBNEP-6.....78

Tableau 3.5 : les rapports de gaz ratio calculé.....78

BIBLIOGRAPHIE

- MUD LOGGING METIER (Rapport de stage effectué du 30/03/2024 au 14/04/2024)
- Weatherford Surface Logging Systems, 2008: Hydrocarbon Evaluation and Interpretation Gas Ratios.
- Etude Sédimentologique et Pétrophysique de Réservoir (TAGI) Bloc 402b du Bassin de Berkine. A. MAHDJOUBI A. MOUANE. 2016. Master. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- Contribution à l'étude d'utilité de systèmes de surveillance géologique : système Géoservices (cas de puitsOMMZ773) et système d'ANAX (cas de puitsHGAN4). W. BACHAR I. DJAIDJA R. HAMZA. 2018.
- EICIP – SONATRACH, 1991, Bassin de Ghadamès - Evaluation pétrolière. (Rapport interne de Sonatrach).
- BOUDJEMA A, 1987, Evolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara nord oriental (Algérie), Thèse de Doctorat, Université de Paris-Sud, France.
- BOUKERCHE. D, 1992, Le Silurien supérieur- Dévonien inférieur du bassin de Ghadamès (Sahara oriental Algérien) : Lithostratigraphie, Sédimentologie et Diagenèse des réservoirs gréseux, Thèse de Doctorat, Université JOSEPH FOURIER – GRENOBLE.
- BOULVAIN.F, 2011, Diagenèse et dynamique des bassins sédimentaires, Université de Liège.
- CHAPPELLIER. D, cours de géophysique, Université de Lausanne –institut Français du pétrole.
- HALLIBURTON, 1991, TX, Log Interpretation Chants, Houston.
- HALLIBURTON, 1991, TX, Openhole Log Analysis and Formation Evaluation, Houston

