

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche
scientifique
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 de fin études

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

Option : Géologie Pétrolière

theme

**Rôle de la cabine géologique dans la réalisation d'un forge
Pétrolier
Cas de puits BENKAHLA région de Haoud Berkaoui
BKHE-8**

Préparer par:

- Berreugui Youcef
- Ben chacha Youcef

JURY

LAMINI Abdelallah	MCB Président
HACINI Messaoud	Professeur Encadreur
ZATOUT Merzoug	MCA Examineur



Remerciement

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, tout puissant de nos avoir donné la force et le courage pour terminer ce modeste travail. Nous remercions vivement l'enseignante.

« Mr. Hacini Messacud, notre encadreur, pour son aide, ses précieux conseils et les critiques utiles et pertinentes qu'il nous a proposées lors de la préparation de cette lettre.

Nous remercions Mr. Bellacueur Abdelaziz pour avoir présider ce travail, et aussi Mr. Latout Merzoug pour avoir examiné ce travail.

Nous remercions également toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin pour la réalisation de ce travail, en particulier M. Bencheikh Alaa et Bouaziz Abdeshafid ainsi que tous les personnels de DML. SONATRACH

Nous adressons aussi nos remerciements à tous nos enseignants et à tous nos collègues de notre promotion.

Berreugui Youcef

Benchacha Youcef





Dédicace

Je dédie mon travail à mes chers parents qui ils m'ont éduqué et qui ils sont toujours présents dans mon chemin d'apprentissage et à toute mes familles : Berregui et ben chacha

À tous les personnes qui m'ont enseigné et qui m'ont orienté durant mon processus de recherche

À tout mes amis dans à vie

À tous les enseignants et les étudiants de géologie 2020/2021

Berreugui Youcef

Benchacha Youcef



SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE

CHAPITRE I PRESENTATION DE LA REGION D'ETUDE

1. CADRE REGIONAL DU HAUD BERKAOUI.....	3
1.1. Situation géographique du Haoud Berkaoui	3
1.2. Situation géographique.....	4
1.3. Les champs de la région	5
1.4. Stratigraphie du champ de Haoud-Berkaoui	6
1.5. Aspect structural	10
1.6 Présentation de la zone d'étude: champs D'Haoud Berkaoui.....	11
1.7. Caractéristiques du réservoir	13

CHAPITRE II NOTION DE BASE SUR LE FORAGE PETROLIER

1. Définition de forage.....	16
2. Description d'un appareil de forage.....	17
3.Composition de la Garnitures de Forage (Drill Stem).....	28
4. Les couronnes de carottage.....	29
5. La boue de forage.....	30

CHAPITRE III

I. MUDLOGGING

1.1 Définition de Mudlogging.....	32
1.2 Historique de mudlogging.....	32
1.3 Activité de Mudlogging.....	33
1.4 Les résultats du mud logging.....	33
1.5 La cabine géologique.....	33
2. Interprétation des résultats de la calcimètre.....	48
3. Le rôle des capteurs de la cabine mudlogging.....	57
4. Système d'Acquisition.....	58
5. L'Affichage des données.....	59
6. MUDLOGGING DATA	60
7. SYSTEME DE GAZ	63
8. . Rapport de Fin de Puits	68

II. PARTIE PRATIQUE: RESULTATS DU PUIS BKHE-8

1. Introduction.....	69
2.généralité sur le puits.....	69
3. Situation géographique.....	70
4. Le profil de puits.....	71
5.géologie du puits	76
5.1.aperçu lithostratigraphique	76
5.2. Le mésozoïque	78
5.3. Le cénozoïque	80
6. la relation entre la lithologie et la vitesse d'avancement (rop).....	81
7. données de gaz.....	82
8. PROGRAMME DE DIAGRAPHIES.....	86

9- PROGRAMME DU VSP.....	87
10- PROGRAMME DE TESTS.....	87
11-PRESSION DE GISEMENT.....	88
12- CONTACTS DES FLUIDES.....	88
13- SURVEILLANCE GEOLOGIQUE.....	88
14 - TRANSMISSIONS DE DATA.....	88

CONCLUSION GENERALE

LISTE DE FIGURES ET TABLEAUX

LISTE DE FIGURES

CHAPITRE I

Fig1.1 : Situation géographique du bassin d'Oued M'ya	3
Fig.1.2 : Situation des Blocs du bassin d'Oued M'ya	4
Fig.1.3 : Situation géologique d'Oued M'ya	6
Fig.1.4 : Coupe structurale Nord – Sud de HBK.....	10
Fig.1.5: Coupe structurale Nord – Sud de HBK.....	11
Fig.1.6 : Section lithostratigraphique du Trias Argileux-Gréseux du champ HBK	13
Fig.1.7: La granulométrie réservoir TAG SI.	14
Fig.1.8 : les différents ciments entre les grains du réservoir TAG SI	14

CHAPITRE II

Fig2.1: L'appareil de forage	17
Fig2.2: Le système de puissance.....	18
Fig2.3 : le moufle mobile	19
Fig2.4: le moufle fixe	19
Fig2.5 : Le système de levage.....	20
Fig2.6: Le treuil de forage	21
Fig2.7: Les matérielles de manœuvre	22
Fig2.8 : la pompe à boue	23
Fig2.9 : la table de rotation.....	24
Fig2.10: Le top drive.....	25
Fig2. 11: Le BOP.....	26
Fig 2.12: Le KOOMY.....	27
Fig2.13: Les manifold de duses.....	27
Fig 2.14: Les outils de forage.....	28
Fig2.15: Les couronnes de carottage.....	29

CHAPITRE III

Fig.3.1: La cabine géologique.....	34
Fig.3.2: demi-fût.....	37
Fig.3.3: Cribles ou Tamis.....	38
Fig.3.4: Les coupelles.....	38
Fig.3.5 Pincés brucelles et Aiguilles montées.....	39
Fig.3.6: Microscope ou loupe binoculaire.....	39
Fig.3.7 Etuve et Plaque chauffante.....	40
Fig.3.8: Le Fluoroscope.....	40
Fig.3.9: Le auto-calcimètre	41

Fig.3.10: Le calcimètre de bernard.....	41
Fig.3.11: Mortier et pilon.....	41
Fig.3.12: Une Balance précise.....	42
Fig.3.13:Une Spatule (petite pelle).....	42
Fig.3.14:un thermomètre.....	42
Fig.3.15: Les tamis vibrants	43
Fig.3.16 collecte des déblais.....	44
Fig.3.17: traitement des cuttings.....	45
Fig.3.18: Les sachets de palyno et lavé séchés	45
Fig.3.19: pesés des échantillon.....	46
Fig.3.20 :Mettre cette quantité dans'Erlenmeyer	46
Fig.3.21: Fermer hermétiquement ce flacon à l'aide du bouchon raccordé au flexible du calcimètre.....	47
Fig.3.22: Mettre en contact l'acide et l'échantillon en reversant l'Erlenmeyer	47
Fig.3.23 : Caicimètre de bernard	48
Fig.3.24: coupage de la carotte chaque mètrer	50
Fig.3.25: Orientation de l'échantillon paraffiner en traçant	51
Fig.3.26: Emballage des caisses ns une boite.....	52
Fig.3.27: Capteur de poids sur crochet.....	53
Fig.3.28: Capteur de pression d'injection	53
Fig.3.29: Capteur de pompe "nombre de coups".....	54
Fig.3.30: Capteur de débit	54
Fig. 3.31: capteur de profondeur.....	55
Fig.3.32: Capteurs de niveaux de bac.....	55
Fig. 3.33: Capture de température	56
Fig.3.34: Capteur de rotation.....	56
Fig.3.35: Capteurs de torque.....	57
Fig.3.36: schéma synoptique des capteurs (LS2).....	57
Fig.3.37: Schéma synoptique.....	59
Fig.3.38: Affichage des donnees graphique etalphanumérique.....	60
Fig.3.39: Le dégazeur (ENSP MUDLOGGING).....	64
Fig.3.40: Capteur de gaz Sulfure d'hydrogène(H ₂ S).....	64
Fig.3.41: Détecteur de gazTotal.....	65
Fig.3.42: Détecteur de gaz Total.....	65
Fig3.43: Ligne de gaz.....	66
Fig3.44: Modèle d'un Masterlog	67
Fig3.45:Localisation géographique du puits BKHE-8.....	72
Fig3.46:Situation géographique du puits BKHE-8 dans le périmètre de BENKAHLA.....	73
Fig3.47:Master log de puit BNKH_8.....	81
Fig3.48: Masterlog de puit BNKH_8.....	82
Fig3.49: Principe de la chromatographie.....	85
Fig3.50: Graphe représentatif des gaz ratio en échelle logarithmique du 3459 à 3498.....	85

LISTE DE TABLEUX

Tab.1.1 : données collectées à partir de divers travaux achèves par les différentes compagnies pétrolières	14
Tab.3.1: Les produit chimique.....	43

Tab3.2 : les TOPS des formation de puit BKHE-8.....80

INTRODUCTION GENIRALE

Le gisement de Benkahla est situé dans la région, anciennement nommée Garakrima à 80 kilomètres environ à l'Ouest de Hassi Messaoud, La zone de Benkahla se trouve dans la wilaya de Ouargla et se positionne ainsi entre les deux régions de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel à 600 km au Sud de la capitale algérienne Alger. Sa superficie est de l'ordre de 83.5 km² et la prospection géophysique montraient que la structure de Benkahla avait une fermeture structurale d'une vingtaine de mètres. Il s'agit de Benkahla CENTRE, Benkahla SUD (zone d'étude), Benkahla EST, Benkahla SUD OUEST et Benkahla NORD EST. Le champ Benkahla de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnus par SONATRACH, l'objectif pétrolier principal dans ce champ au niveau de Trias-Argilo-Gréseux série inférieur TAG(SI) et l'objectif secondaire c'est le Dévonien inférieur et Ordovicien (Dalle de M'KRATTA, Quartzites de Hamra) par fois. Les hydrocarbures produits sont l'huile et le condensat et gaz associé (gaz de vente et gaz lift).

Afin d'augmenter d'avantage la production des hydrocarbures dans le champ de Benkahla plusieurs puits de développement ont été programmé dans ce champ, la réalisation de ces puits demande un suivi géologique au cours de forage de puits permet ainsi de cibler l'objectif visé et maîtrise bien la géologie de réservoirs et éviter l'endommagement de réservoir au cours de forage.

Le présent mémoire va s'article sur le rôle de cabinet géologique dans le suivi géologique des forages pétrolier ; l'exemple dans ce travail est le suivi de puits BKHE-8 dans la région de Benkahla. En va montrer les différentes partiesdu cabinet géologique et le rôle de chaque partie soit informatique ou géologique.

Le document est structuré en plusieurs chapitres

- Introduction
- Présentation de la région d'étude
- Notions de base sur le forage pétrolier
- Mudlogging et application au puits BKHE-8
- Conclusion

CHAPITRE I

PRESENTATION DE LA REGION D'ETUDE

1. CADRE REGIONAL DU HAUD BERKAOUI

1.1. Situation géographique du Haoud Berkaoui:

Le champ de Haoud Berkaoui se trouve à 35km du chef-lieu de wilaya d'Ouargla à 120km à l'Ouest de Hassi Messaoud. Ce champ s'étend du Sud-Est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhazana près de la route de Touggourt. IL est compris entre les latitudes 30°N-32°N et les longitudes 4°E-6°E (Fig 2.1). Comprenant quatre périmètres d'exploitations du gisement sur le territoire de la wilaya d'Ouargla. (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008). Ce champ comporte les activités suivantes :

- ✚ La production d'huile (≈ 5400 T/jour) et du GPL (≈ 166 T/jour).
- ✚ La production de gaz associé : Gaz de vente, Gaz lift.
- ✚ L'injection d'eau.

Les réservoirs locaux couvrent une superficie de 303km² où La structure de Haoud Berkaoui occupe à elle seule (175km²), qui représente 57.75%, de la superficie totale de la structure, elle a été mise en production en 1967 par le puits OK-101, l'injection d'eau a commencé en 1982 et le démarrage du Gaz lift s'est faite en 1993 (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008).

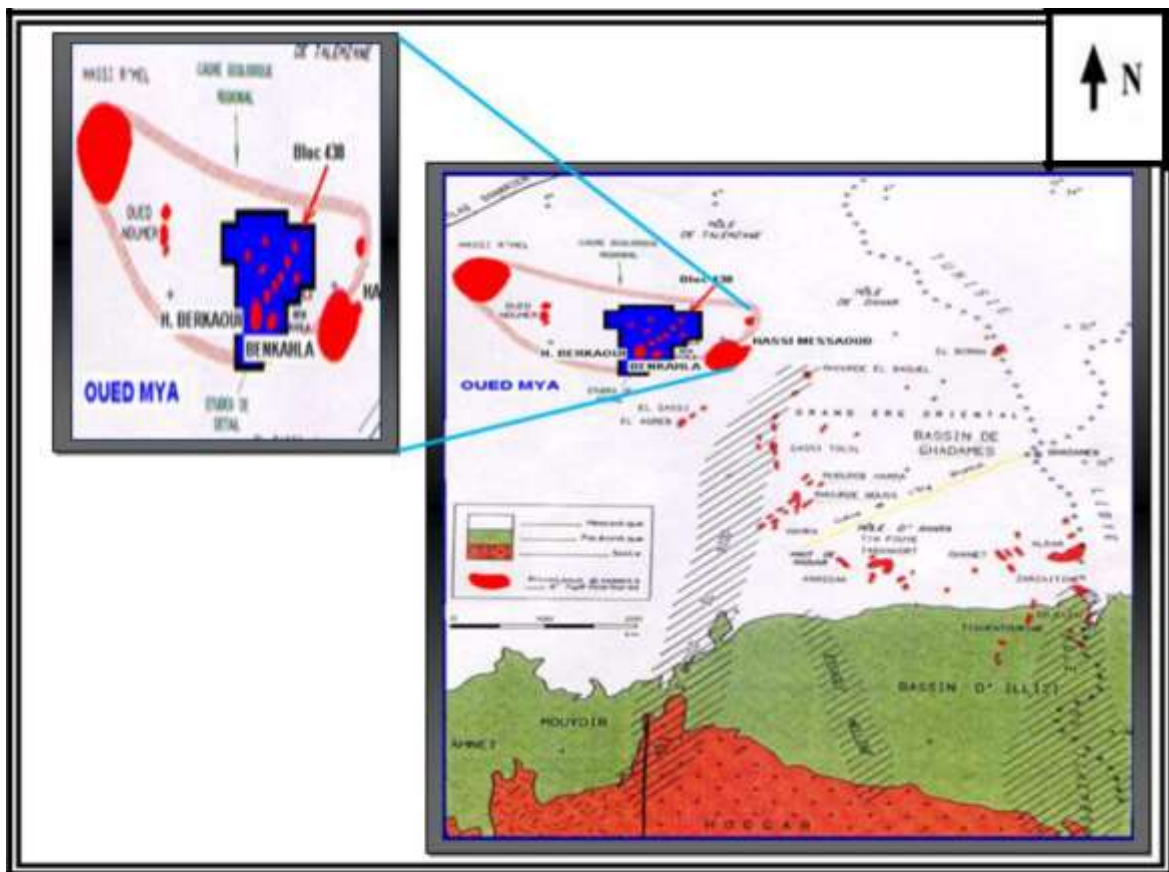


*Fig.1.1 : Situation géographique du champ de HBK
(Abdous et al, 2007)*

1.2. Situation géologique:

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin de Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie Nord du Sahara Algérien, il se localise exactement dans la province centrale. Ce bassin a la configuration d'une dépression allongée d'orientation Nord-Est/Sud-Ouest acquise au cours du Paléozoïque. Il est limitée, au Nord par la zone haute de Djamaa –Touggourt, constituée surtout de terrains d'âge Cambrien. Au Nord-Ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; À l'Est, par la dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Massaoud au Nord et au Sud par la dépression de Mouydir (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008). (Fig 1.2).

La région de Haoud- Berkaoui se situe au Nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée Nord-Est/Sud-Ouest, elle est séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au Sud-Ouest et de 08 à 10 Km au Nord-Est. (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2003).



*Fig.1.2 : Situation géologique de HBK.
(Sonatrach 2007).*

1.3. Les champs de la région :

La région de Haoud-Berkaoui est l'un des grands secteurs pétroliers algériens, elle est composée essentiellement de trois champs principaux (Berkaoui, Benkahla, Guellala) et des petites structures de la périphérie. (Rapport de direction régional HBK, 2007), les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km², dont les principaux sont.(Fig 1.3):

1.3.1 Champ Haoud-Berkaoui :

Selon (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008), le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de la mère.

Il a été découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) avec le forage OK#101 situ au sommet de la structure.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136.4 millions m³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificielle (Gas-lift). Pour maintenir la pression constante et éviter la déplétion, une injection d'eau dans certaines zones a été opérée.

1.3.2 Champ de Benkahla :

Selon (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008).Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport le niveau de la mère. Il a été découvert en novembre 1966 par la même Compagnie Française CFPA (compagnie française du pétrole algérien) par le forage OKP#24.

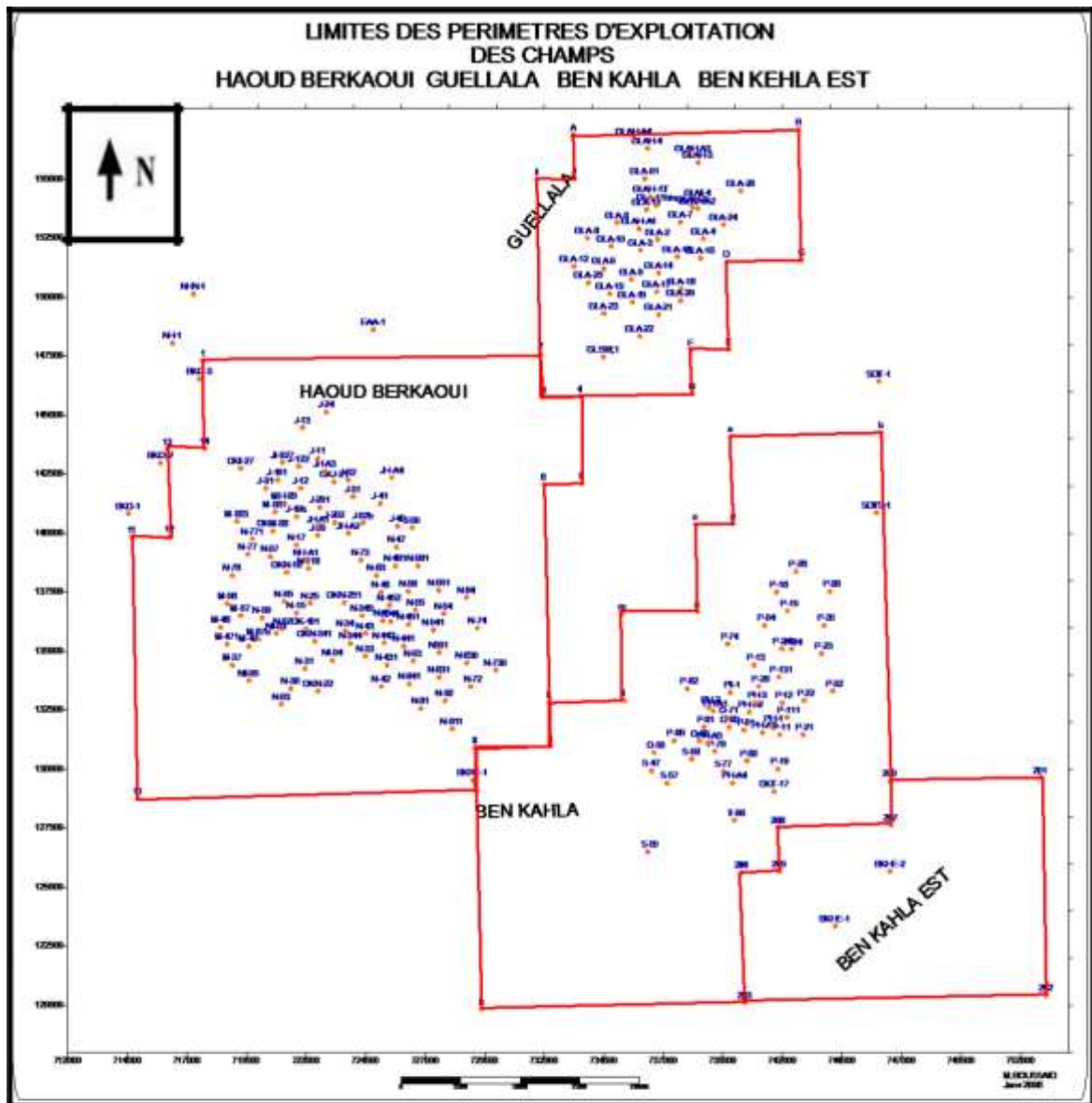
Benkahla a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves sont d'environ 86.8 millions m³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Il produit par sa propre énergie de gisement aidé par le maintien de pression et le Gas-lift.

1.3.3 Champ de Guellala :

Selon (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008).Le gisement de Guellala à une surface de 35 Km² avec une élévation par rapport au niveau de la mère de 198 m. Il a été découvert à la date de 28 octobre 1969 par le forage GLA#01. Il a été mis en production en février 1973 dont les réserves sont de 99 millions m³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3500 m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla.

1.3.4 La Périphéries :

La production de quelques puits se faite par une déplétion naturelle et d'autres sont activés par le Gas-lift. Parmi ces petits champs on a : N'goussa / Drâa Tamra / Guellala Nord-Est / Haniet El Beida / Mokh El Kabech / Boukhazana ...etc. (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008).



*Fig.1.3: Limites des périmètres d'exploitation des champs
(Rapport inter SH/HBK 2008)*

1.4. Stratigraphie du champ de Haoud-Berkaoui :

Selon (Direction Régional HBK, 2007 ; Benamrane, 1987 et Ait Salem, 1990) la zone d'Oud Mya, centre du bassin triasique, est caractérisée par la présence d'une série paléozoïque résiduelle, très érodée, renfermant les roches mères, recouverte par une puissante série mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère. La série stratigraphique de Berkaoui se présente par le Mio-pliocène qui affleure en surface: Le Crétacé; Le Jurassique; le Trias; Le Gothlandien et l'Ordovicien. Le Cambrien qui repose sur le socle, le Dévonien, le Carbonifère et

le Permien sont inexistant; Le Trias productif repose en discordance Hercynienne sur le Gothlandien (Silurien).

1). Paléozoïque :

Décrit par différents auteurs et surtout selon les rapports SH(Fabre, 1983), il se compose de:

A). L'ordovicien : il marque le début de la transgression marine, les dépôts évoluent du continental au marin (présence de fossiles et de glauconie) et se termine par une période glaciaire, il est subdivisé en :



ordovicien supérieur : il est constitué de :

- **Dalle de M'Kratta :** avec une épaisseur de (4 à 27 m), elle couvre en discordance les argiles micro conglomératiques et marque la fin de l'ordovicien, elle est constituée de Grés blanc à gris blanc, fin, localement moyen, siliceux à silico-quartzitique, compact, avec présence d'argile grise à gris foncé, indurée, silteuse avec abondance de grains de quartz moyen à grossier, sub-arrondi, présence de pyrite (Aliev et al, 1971).

La dalle de M'Kratta est azoïque dans la région d'oued Mya, son âge géologique est le Cradocien- Ashgilien.

- **Argiles Micro conglomératiques :** Argiles noires, m-conglomérat.
- **Grés d'Oued Saret:** Argiles noires, Grés.
- **Argiles d'Azzel:** Argiles noires, Grés.
- **Grés d'Ouargla :** Argiles noires, Grés.
- **Quartzites d'el Hamra:** Quartzite et grés quartzite fissurés.
- **Grés d'el Atchane :** Grés fin, intercalations argileuses.
- **Argile d'el Gassi:** Argiles noires silteuse, Grés-argileux.

B). Le Silurien (Gothlandien):

Il constitue la roche mère dans le bassin d'Oued Mya, engorgé d'argiles très fossilifère (Graptolithes, Brachiopodes) engendré par la transgression marine sur toute la plateforme Saharienne due à la fonte de la calotte glaciaire Ordovicienne vers le Hoggar

C). Dévonien Inférieur :

Il est formé d'argiles gris foncé à gris noire, indurée, silteuse, micacée, légèrement feuilletée, carbonatée par endroits, avec quelques passées de grés gris clair, rarement gris foncé, fin à très fin, siliceux à silico-argileux. Présence de pyrite et de calcite.

2). Mésozoïque:

Le Mésozoïque est bien développé dans la province Triasique, il repose sur la discordance hercynienne.

A). Trias : C'est une série argilo-Gréseuse d'origine continentale, comportant le réservoir principal de la région qui est la Série Inférieure.

- **La Série Inferieure** : Elle est formée d'une alternance de grès fin et moyen argileux, gris et gris vert à niveau conglomératique et d'argile brun rouge et verte, parfois dolomitique avec intercalations de zones dolomitiques à aspect remanié.

- **Trias Gréseux** : Constitué de :

Argile brun rouge à grise, dolomitique et silteuse par endroits.

Grès fins gris à brun rouge, à ciment argilo-ferrugineux et carbonaté.

Argile brun rouge légèrement dolomitique.

- **Trias Gréseux T2** : Grès fin, brun rouge, compact, dur et micacé. Aussi grès très fins, gris clair à ciment argilo-carbonaté. Conglomérat à éléments argileux à la base.
- **Argiles Inferieures** : Argile brun rouge, parfois gris vert silteuse indurée.
- **Trias S4** : Argile brun rouge à gris vert pâteux, parfois indurée, salifère la base avec intercalations de sel incolore à rose.
- **Argiles Supérieures** : Argile brun rouge, tendre à indurée plus ou moins salifère avec des fines passées de sel massif incolore.
- **Trias S3** : Sel massif incolore, parfois rose avec fin passée d'argile gris plastique salifère.
- **Trias S1+S2** : Alternance d'anhydrite blanche à grise, tendre pulvérulente de sel massif incolore, parfois rose et d'argile brun rouge pâteuse salifère.

B). Jurassique : Constitué de dépôts évaporitiques (laguno-marin) est subdivisé comme suit:

- **Lias** : composé de :

Lias horizon (B) : Marne grise à gris clair avec passées d'argile brun rouge.

Lias salifère : Sel massif incolore, avec passées d'argile brun rouge pâteux

Lias Anhydritique : Anhydrite blanche tendre pulvérulente, parfois cristalline dure, intercalations d'argile grise à gris vert et brun rouge tendre à plastique, légèrement dolomitique de dolomie grise, beige micro-cristalline.

- **Dogger** : lui aussi composé de :

Dogger lagunaire : Marne et argile grises à grès vert, tendre à indurée dolomitique avec intercalations d'anhydrite blanche, de dolomie beige cristalline et de calcaire gris blanc tendre crayeux argileux.

Dogger Argileux : Argile gris vert et brun, tendre à plastique, parfois silteuse, passées de calcaire gris blanc à beige, tendre à moyennement dur argileux, de marne grise à grès vert tendre dolomitique et de dolomie grise cristalline dure, traces d'anhydrite blanche pulvérulente.

- **Malm :** Argile gris vert et brun rouge tendre à plastique, parfois sableuse, passées de Dolomie beige cristalline dure, de grès blanc fin à moyen, friable à ciment argilo-carbonate. Intercalations de marne grise tendre à dolomitique avec passées d'anhydrite blanche pulvérulente.

C). Crétacé : Composé de :

- **Néocomien (Hauterivien- Valentinien- Berriasien) :** Argile brun rouge, gris vert, tendre à indurée, silto-sableuse légèrement dolomitique ; Passées de dolomie beige cristalline dure, de grès fin à moyen argileux, de calcaire dolomitique blanc tendre argileux et d'anhydrite blanc pulvérulent, parfois cristalline dure. Présence de lignite et de gypse à la base.
- **Barrémien :** Alternance de sable jaune, fin à grossier, sub-anguleux à sub-arrondi mal classé, de gris brun rouge fin à grossier argilo-carbonate avec passée d'argile brun rouge, gris clair et verte tendre à plastique silto-sableuse.
- **Aptien :** Dolomie beige cristalline dure à passées de calcaire dolomitique blanc, tendre et de marne grise.
- **Albien :** Alternance de grès blanc à beige, fin à moyen, friable à ciment argileux, d'argile gris vert à brun rouge silto-sableux, tendre à plastique, légèrement dolomitique, avec passées de sable jaune, fin à très grossier, sub-anguleux à sub-arrondi mal classé.
- **Cénomaniens :**
Constitué d'alternances d'anhydrite blanche et de marne gris dolomitique avec présence de sel.
Intercalations et passées d'argile grise et de calcaire dolomitique beige.
- **Turonien** Représenté par un ensemble de calcaire crayeux blanc avec passées de calcaire argileux gris brun.
- **Sénonien :** lui aussi composé de :
 - ❖ **Série Salifère :**
Sel massif blanc à beige avec intercalations d'anhydrite blanche et passées d'argile grise à brun rouge.
 - ❖ **Anhydrite Terminale :** Anhydrite blanc massif avec des intercalations et passées de marne Dolomitique grise.
 - ❖ **Carbonates Supérieurs :** Affecté par l'érosion tertiaire, cette série des carbonates supérieure est limitée au sommet par la discordance mio-pliocène.
Elle est essentiellement formée de calcaires blancs, fin, vacuolaire et fossilifère, avec des intercalations de calcaire jaune, compact, parfois dolomitique et vacuolaire et de calcaire

argileux beige jusqu'à 196 m et de marne dolomitique à la base. On note la présence de calcite parfois abondante.

3). Cénozoïque : (le Tertiaire), dans la région est très peu représenté et est constitué de sable, argile et calcaire datés de l'Éocène et le Mio-pliocène.

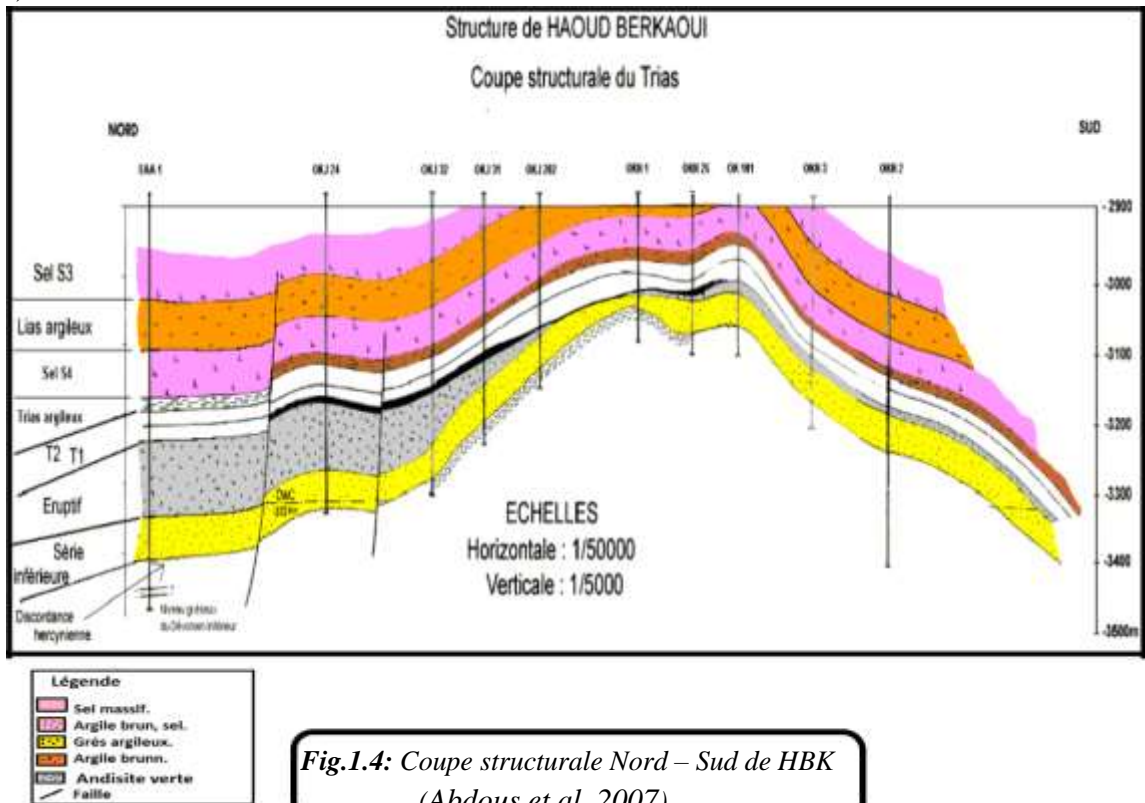
- **Mio-pliocène :** Formé d'alternance de grès roux et beige à abondant, ciment calcaire et de calcaire gréseux roux avec passées de sable blanc et de grès peu consolidé.

1.5. Aspect structural:

La structure d'Haoud Berkaoui est un vaste anticlinal faillé de direction nord - nord-sud/sud-sud-ouest avec une fermeture structurale à la cote (-3324 m) et une surface fermée de 175Km², elle constitue la plus grande structure du bassin de Oued –Mya. (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008).

Cette structure a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales subméridiennes de même direction qui définissent un hors central. Elles sont notées (f1, f2) et leur rejet peut atteindre 150m au sommet de la structure. (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008).

Ces travaux fixent le top du Trias argilo-gréseux à une profondeur de 3300 à 3500m. Il s'agit d'une structure anticlinal orienté nord - sud d'environ 22km de long et 15km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au - dessus du contact huile/ eau. (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008) (Fig 1.4).



1.6 Présentation de la zone d'étude: champs D'Haoud Berkaoui:

1.6.1. Le système pétrolier de HBK :

Le but principal de l'étude géologique est de déterminer les volumes des hydrocarbures initialement en place dans chaque réservoir. Les réservoirs sont jugés comme étant les principaux objectifs de toute étude de prospection, ceux-ci sont liée à plusieurs éléments, tels que la roche mère, la roche couverture et les différents types de piège (Fig 1.5).

a. La roche mère :

La présence des roches mères du bassin dont la plus riches est constituée par les argiles radioactives du Silurien. En liaison avec la condensation sédimentaire de l'ensemble de Silurien dans ce bassin, ces argiles présentent d'excellentes caractéristiques géochimiques. La roche mère du Silurien présenté actuellement un degré de maturation favorable à la génération d'huile. (BEICIP, 1992 et Boudjemaa, 1987).

b. La roche réservoir : TAG Série Inferieure

Elle repose sur le substratum paléozoïque dont les meilleurs faciès sont localisés dans la dépression d'Oued Mya vraisemblablement en liaison avec le paléo-môle de Hassi Messaoud. Cette série constitue le principal réservoir des gisements de Benkahla, Guellala, Haoud Berkaoui et d'une grande partie de bloc 438. Cette formation est considérée comme l'équivalent du Trias argilo-gréseux inférieur (TAG) du bassin de Berkine (BEICIP, 1992 et Ait Salem, 1990).

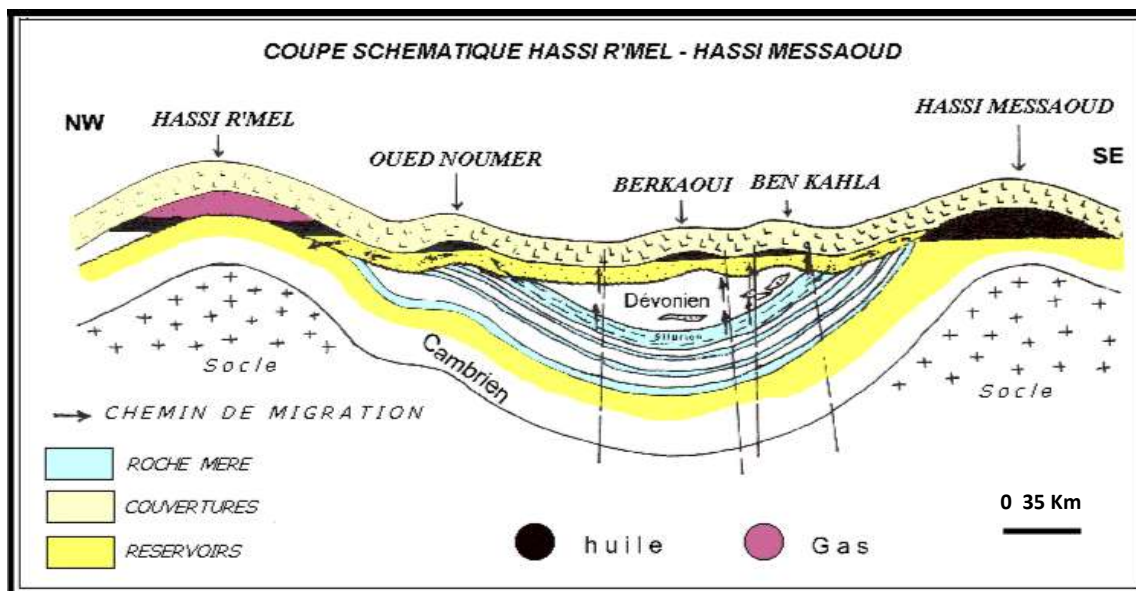


Fig.1.5: Coupe structurale Nord – Sud de HBK
(Abdous et al, 2007)

c. La roche couverture

En plus de cette couverture régionale, il existe une couverture locale propre à ce réservoir, les roches éruptives du Trias qui sont bien développées provenant des coulées de laves assez considérables et jouant un rôle important en assurant une bonne étanchéité entre la série inférieure et le T2. Le réservoir de la série inférieure est un piège en forme de biseau litho stratigraphique limité à l'Ouest par une faille régionale qui constituerait un écran et biseautage au sud. (BEICIP, 1992).

d. La migration

Les hydrocarbures générés, surtout dans la partie Nord-Est du bassin d'Oued Mya la plus affaissée, ont migré vers les zones hautes où a eu lieu le piégeage, la migration s'est effectuée de l'Ouest vers Hassi Messaoud et du Nord vers le Sud dans les directions de Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala et même Hassi Messaoud. (BEICIP, 1992).

e. Type des pièges :

Au niveau de la région, toutes les accumulations d'hydrocarbures découvertes sont liées à des pièges structuraux, formés par des anticlinaux, parfois simples, mais le plus souvent compliqués. Les fermetures sont de l'ordre de 30 à 50m, mais l'intervalle est de 10m jusqu'à 120m. (BEICIP, 1992).

1.6.2. Intérêt pétrolier : les réservoirs caractérisant le champ HBK :

Selon (Direction régional de HBK 2007) le champ de HBK est caractérisé par la présence de trois réservoirs qui sont (Fig 1.6) :

a. Série inférieure (TAG SI):

Il s'agit du réservoir principal du champ HBK (Abdous et al, 2007). Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétro physiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métrique à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyens et de grés très fins pour se terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.

b. Trias argilo- gréseux T1 (TAG T1):

Selon (Direction régional de HBK, 2007) cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo-carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement.

c. Trias argilo- gréseux T2 (TAG T2):

Selon (Direction régional de HBK, 2007) ce réservoir directement sus- jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet. Les porosités

varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques de réservoir.

Age	Prof. (m)	Étages	Stratif.	Lithologie	Épaisseur
T R I A S	3290	T-2		Altern. d'argile silteuse et de silt, passées de grés beige	20 à 25m
	3310	T-1		Alternance d'argile et de silt passées de grés ciment argilo siliceux fine	25 à 30 m
	3340	ERUPTIFS		Andésite brun-rouge sombre altérée nodules de carbonates intercalations- d'argile	0 à 75 m
	3400	SERIE INFERIEURE		Grés gris beige, ciment carb. a siliceux. Passées de films d'argile verdâtre. Présence de pyrites et nodules d'argile	15 à 60 m
DEV Inf	3460	DEVONIEN inf		Argiles noires, grés fin à moyen.	100 à 130 m
SILUR	3580	SILURIEN		Argiles noires radioactives, fossilité	60 à 65 m
O R D V I C I E N	3640	DALLE DE MKRATA		Grés quartzite et Argiles	12 à 25 m
	3660	ARGILES MICRO-CONGLOMERAT		Argiles noires, micro- conglomérat	90 à 100 m
	3750	GRES D'OUED SARET		Argiles noires, passées Grés	50 à 70 m
	3800	ARGILES D'AZEL		Argiles noires, passées Grés	40 à 50 m
	3840	GRES D'O UARGLA		Argiles noire, passées Grés	60 à 140 m
	3920	QUARTZITES DE HAMRA		Quartzite et grés quartzite fissurés	90 à 110 m
	4010	GRES D'EL ATCHANE		Grés fin, intercalations argileuses	49 m
	4060	ARGILES D'EL GASSI		Argiles noires silteuses, grés-argileux	>10 m

D.H

Fig.1.6: Section lithostratigraphique du Trias Argileux-Gréseux du champ HBK (Sonatrach, Actualisé)

1.7. Caractéristiques du réservoir

Selon les rapports de (la direction régional de HBK, 2007) et les travaux réalisés dans la région (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008), la structure de Haoud Berkaoui (HBK) se situe sur le bourrelet Est de la dépression de Oued- Mya. Les terrains d'âge Mésozoïque reposent en discordance hercynienne sur les terrains plissés Paléozoïque. An niveau de la région de Haoud Berkaoui, le Mésozoïque repose sur le Gothlandien argileux.

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud Berkaoui (HBK), divisés par deux (02) failles majeures d'orientation Sud - Ouest /Nord- Est (bloc des OKN à l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest). Parmi les niveaux a potentiel H-C :

- ✓ Le Trias argilo- gréseux(TAG) qui a présenté des indices importants d’hydrocarbures. Ce Trias est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact.
 - ✓ La profondeur moyenne est de 3550m.
 - ✓ Les réserves initiales sont estimées à 143,9.10+6 m3.
 - ✓ La pression initiale du gisement est 518 Kg/cm2 pour les OKJ à la côte de référence 3100m.
 - ✓ La pression de bulle est de 189 kg /cm2 pour les OKJ et193 kg/cm2 pour la zone des OKN.
 - ✓ Le contact huile/eau initial était à 3324m.
 - ✓ La température du réservoir est 100°c.
 - ✓ La hauteur totale moyenne du SI : 47 m.
 - ✓ La hauteur totale moyenne du T1 :30 m.
 - ✓ La surface du si : 41.1 Km².
- Les caractéristiques pétro physiques des niveaux producteurs sont les suivantes :

Caractéristiques	Porosité moy(%)	Swmoy(%)	Kmoy (md)
SI	9,31	37,50	56.2
T1	08.3	25.5	20.4

Tableau.1.1 : données collectées à partir de divers travaux achèvés par les différentes compagnies pétrolières (Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008).

1.7.1. Caractéristiques Pétrophysiques

Selon (Benamrane, 1987 ; BEICIP, 1992 et Boudjemaa, 1987), les caractéristiques pétrophysiques de la série Inférieure sont relativement bonnes. Les porosités moyennes atteignent fréquemment une moyenne de 8 à 10 % Cette porosité est une porosité inter granulaire probablement d’origine primaire (Fig 1.7). Elle n’a été que partiellement colmatée par les différents ciments (Fig 1.8): anhydrite, dolomie et de la silice.

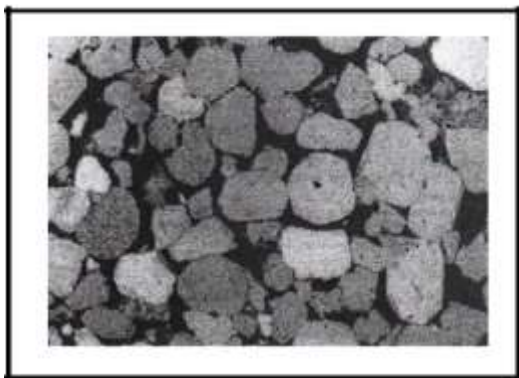


Fig.1.7 : La granulométrie réservoir TAG SI. (BEICIP, 1992)

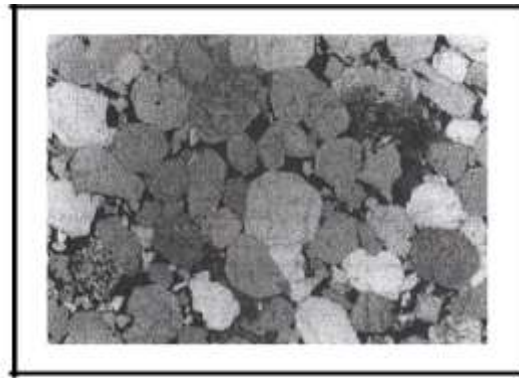


Fig.1.8: les différents ciments entre les grains du réservoir TAG SI (BEICIP, 1992)

CHAPITRE II

NOTION DE BASE
SUR LE FORAGE
PETROLIER

1. Définition de forage :

Forage signifie pour faire un trou afin d'obtenir l'accès à la sous-surface de la terre. Plusieurs techniques ont été développées pour prouver l'existence des hydrocarbures sous surface sur terre, mais le forage toujours la seule technique qui peut 100% confirmer l'existence des hydrocarbures ainsi que confirmer les hypothèses faites par les études géologiques et géophysiques. Généralement il y a deux types de forage : exploration et développement. Des puits exploratoires ou d'évaluation sont visés pour déterminer l'ampleur de réservoir, tandis que des puits de production ou de développement sont fait afin d'extraire des hydrocarbures. Réalisée à l'aide d'un appareil de forage, qui est basé sur l'utilisation des trépan à dents type tricône ou des trépan monoblocs comme les outils diamant ou PDC, sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entraînant en rotation. (Scribd.Com)

Il existe deux procédés de forage :

- Le forage par percussion
- Le forage par rotation.

1.1 Forage par percussion

Le forage par percussion utilisé au début du siècle pour la recherche des hydrocarbures dans les terrains tendres à faibles et moyennes profondeurs. De nos jours, il est utilisé dans le forage hydraulique.

1.2 Forage rotary

Les premiers essais de cette technique semblent avoir été faits sur le champ de Corsicana (Texas) ; elle se développa rapidement à la suite de la découverte, en 1901, du champ de Spindletop près de Beaumont (Texas) où fut employé un appareil de forage rotary.

La méthode consiste à utiliser des trépan à molettes dentées ou des trépan diamantés, sur lesquels on appuie et que l'on fait tourner. L'action combinée du poids et de la rotation permet aux dents des trépan à molettes d'écailler la roche ou aux trépan diamantés de strier et de détruire celle-ci.

La rotation du trépan est obtenue en faisant tourner l'ensemble des tiges de forage qui relient le trépan à la surface.

Pour éliminer les déblais de roches détachés du fond par le trépan, on emploie la technique de la circulation des fluides, inventée par Fauvelle en 1845. Elle consiste en l'injection d'une boue (mélange d'eau et d'argile) à l'intérieur des tiges de forage. Celle-ci, passant par les orifices du trépan, remonte dans l'espace annulaire en entraînant les déblais jusqu'à la surface.

(Édité à la DML 2012)

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)

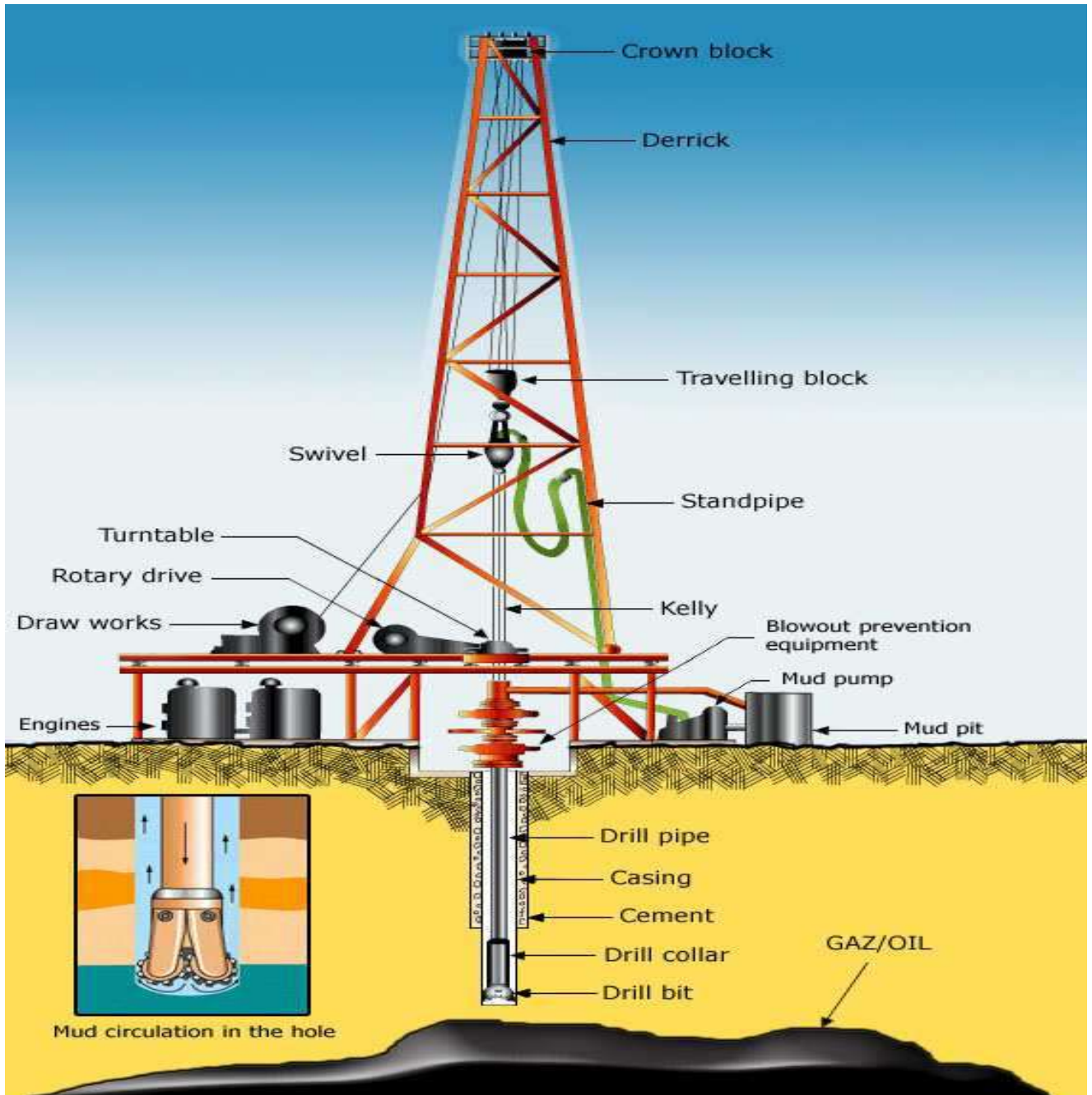


Fig2.1: L'appareil de forage (édité a la DML 2012)

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.



Fig2.2: Le système de puissance(édité a la DML 2012)

2.2 Système de levage

Cette fonction comprend essentiellement les éléments suivants :

2.2.1 Le mât de forage (Derrick)

C'est le trépied qui support le palan . Il a remplacé tour pour la rapidité de son montage et démantage.

En négligeant les frottement, la tension sur le brin actif est divisée par le nombre de brin, et sa vitesse est multipliée par ce nombre.(MEMOIR SURVEILLANCE GEOLOGIUE 2013)

2.2.2. Le mouflage

Est un moyen de démultiplication des efforts simple utilisé sur les appareils de forage pour lever de lourdes charges.

A- Le moufle mobile(travelling block) :

Formé également d'un certain nombre de poulies par les quelle passe le câble de forage , il se déplace sur une certaine hauteur entre le plancher de travail et le moufle fixe.(diamoco 20110700-2011).



Fig2.3 : le moufle mobile (édité a la DML 2012)

B- Le moufle fixe :

Le moufle fixe possède une poulie de plus que le moufle mobile, nécessaire pour le passage, en ses deux extrémités, du brin actif et du brin mort.

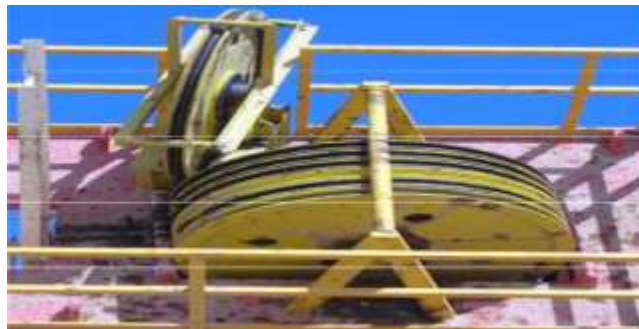


Fig2.4: le moufle fixe (édité a la DML 2012)

C- Les poulies:

La forme de leurs gorges et leurs diamètres dépendent de la grosseur des câbles.

D- Le câble :

C'est un élément essentiel du levage. Son état est contrôlé très souvent.

E- Le crochet :

Situé immédiatement sous le moufle, il possède un crochet avec sécurité de verrouillage pour prendre l'anse de la tête d'injection, des oreilles pour recevoir les bras d'élévateur, un verrouillage pour ne pas tourner librement pendant le forage. (scribd.com) .

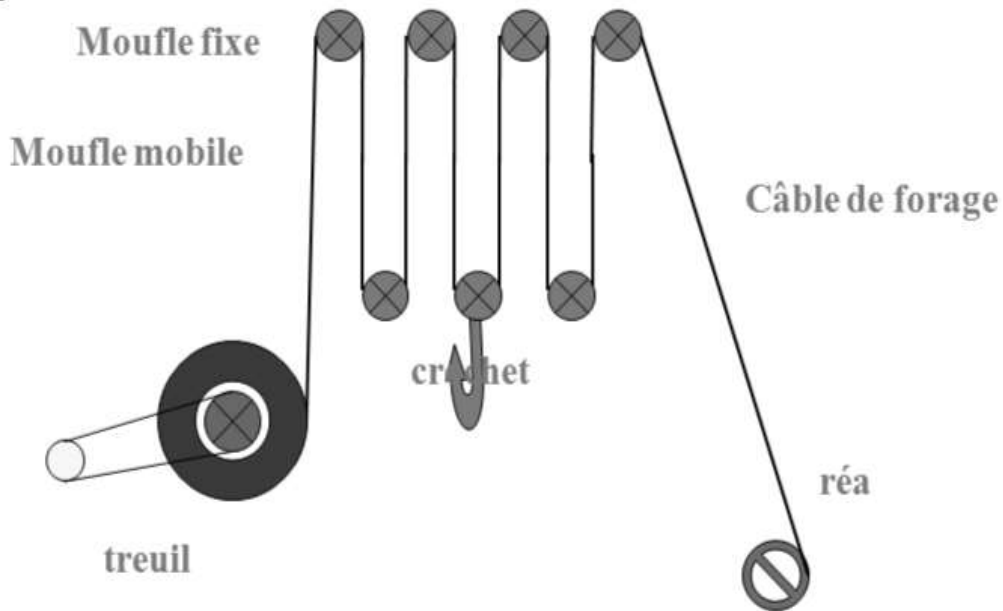


Fig2.5 : Le système de levage (édité a DML)

2.2.3 Le treuil de forage (Draw works)

Le treuil de forage est la source de puissance du système de levage. Et généralement, il es le cœur de l'appareil de forage. Il est destiné à a ssurer les manœuvres de remontées et de descentes de train de sonde, ainsi que le train de tubage.

Il assure par fois l'entraînem ent de la table de rotation, il commande les câ bles cabestans et dispose d'un tambour de curage (entretien)

Les principaux élémentsconst ituant le treuil de forage sont :

- Le châssis du treuil ;
- L'arbre tambour ;
- L'arbre des cabestans ;
- La boite à vitesses ;
- Le poste de commandee.



Fig2.6: Le treuil de forage (Draw works) (édité a DML)

2.2.4 Le Matériel de Manœuvre

❖ *Crochet de levage :*

Il est muni de deux oreilles disposées latéralement qui servent à recevoir les deux bras d'un élévateur.

❖ *Elévateur :*

C'est un ensemble articulé qui, fermé et bloqué, épouse la forme circulaire. Dans la pratique et afin de conserver un même élévateur lors des manœuvres des tiges et des masses tiges, on a recours à une tête de levage qui peut être vissée sur le filetage supérieur d'une masse tige à soulever et qui présente les mêmes dimensions que les tiges de forage.

❖ *Cales :*

Pour suspendre une garniture de forage :

Des fourrures coniques sont introduites dans la table de rotation,

Des cales sont ensuite disposées entre la garniture et les fourrures coniques. En coulissant vers le bas sous l'action du poids, elles se resserrent sur la garniture et la bloquent. Le tool joint doit se trouver au-dessus de la cale.

❖ *Clés :*

Des clés à mâchoires sont généralement utilisées pour le vissage, blocage ou déblocage des éléments composants la garniture de forage.

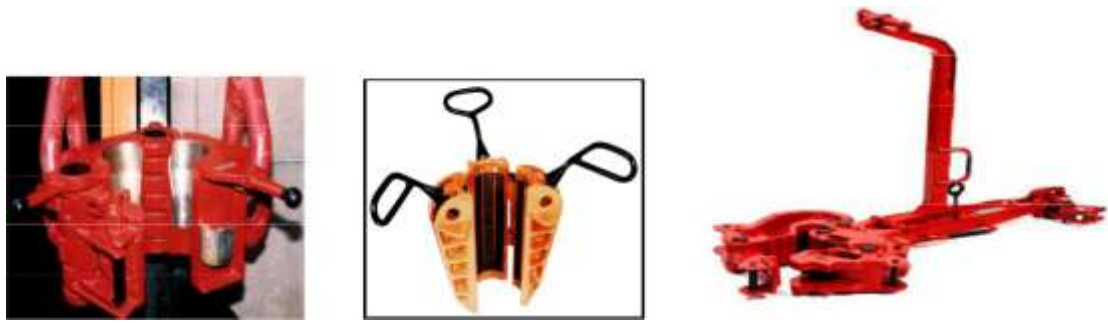


Fig2.7: Les matérielles de manœuvre (edité a DML)

2.3 Système de Circulation

La circulation est assurée à l'aide d'un ensemble comprenant essentiellement des :

- Bacs à boue
- Pompes de forage (Duplex ou triplex)

Afin d'assurer la circulation de la boue, les installations de forage sont équipées d'un système de circulation qui est destiné à amener le liquide de forage sous pression à partir des pompes vers la tête d'injection se déplaçant de haut en bas et vice versa, à renvoyer le liquide de tête de puits dans les réservoirs de recueil des pompes, à éliminer les déblais du liquide et à préparer un nouveau liquide de forage.

2.3.1. Bacs à boue

A. Les bacs de circulation

Ce sont des bassins métalliques dans lesquels la boue peut être fabriquée, maintenue en agitation, aspirée par la pompe de forage et peut y revenir par la goulotte. Leurs volumes varient de 15 à 50 m³ selon l'installation.

B. Les bacs de réserve

Ils permettent soit de maintenir une boue neuve en attente, soit de stocker une boue déjà utilisée. Leur volume est généralement supérieur celui à de bacs de circulation (50 à 60 m³).

C. Les bacs de décantation

Leur volume est voisin de celui des bacs de circulation.

2.3.2. Pompe à boue

Ce sont des pompes alternatives, le mouvement alternatif des pistons et des tiges étant produit par le système classique de la bielle et d'un vilebrequin. Ces pompes de principe volumétrique fournissent un débit qui est directement fonction de la cylindrée de la pompe et du régime de rotation du vilebrequin. Elles doivent être souples, robustes et faciles à entretenir. Elles sont entraînées par des moteurs électriques.

Les pompes de forage peuvent être de type duplex à double effet ou triplex à simple effet.

Elles sont composées de trois parties:

Partie mécanique

Partie hydraulique

Amortisseur de pulsation

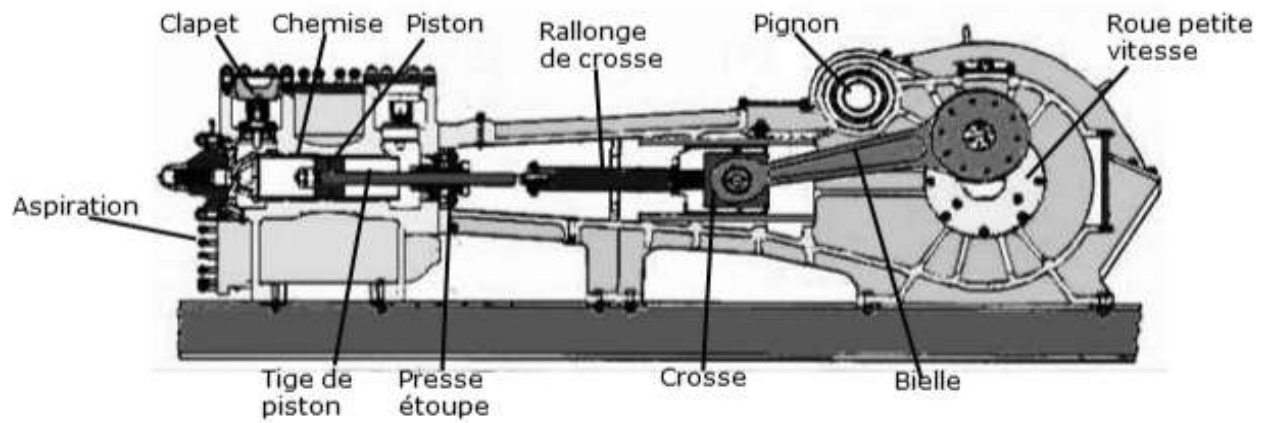


Fig2.8 : la pompe à boue (edité a DML)

2.3.3. Tête d'injection

La tête d'injection appartient au matériel de levage, pompage et rotation. Elle est suspendue d'un côté au crochet de levage et de l'autre côté vissée à la tige carrée, elle sert :

De palier de roulement à l'ensemble du train de tige pendant le forage ; Elle assure le passage de la boue de forage venant d'une conduite fixe.

2.3.4. Matériel annexe de pompage : il comporte les éléments suivants :

- La conduite à haute pression Le flexible d'injection
 - Les vannes
 - Matériels divers (pompes centrifuges, malaxeurs etc.) (édité a DML)

2.4. Système de rotation

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 fourreaux et du carré d'entraînement.

Elle comprend les équipements suivants :

2.4.1. Table de rotation

En cours de forage, la table de rotation (fig.9) transmet le mouvement de rotation à la garniture de forage, par l'intermédiaire de fourreaux et de la tige d'entraînement [kelly].

En cours de manœuvre [trip], elle supporte le poids de la garniture de forage, par l'intermédiaire de coins de retenue.

La table de rotation se compose de 3 parties :

- le bâti .
- la partie tournante .
- l'arbre d'entraînement.

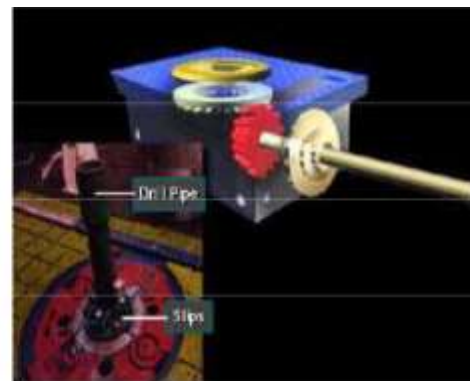


Fig2.9 : la table de rotation

2.4.2. Le top drive

Le top drive a vu le jour en 1984. Les essais et améliorations ont aboutis en 1993 à l'appareil top drive

Le top drive est une tête d'injection motorisée qui, en plus de l'injection, assure la rotation de la garniture de forage.

Ainsi, on n'a besoin ni de la tige d'entraînement ni de la table de rotation pour faire tourner la garniture, c'est le top drive qui s'en charge. En plus, pendant le forage, au lieu de faire les ajouts simple par simple, on peut les faire longueur par longueur.

Plusieurs autres options existent dans cet équipement : les bras de l'élévateur sont articulés hydrauliquement pour faciliter le travail de l'accrocheur et il possède une clé automatique et même une coulisse intégrées.

Des rails placés tout le long du mât le guident dans ses déplacements.

Il se compose de 3 parties principales :

Partie électrique : moteur d'entraînement du train de sonde et le moteur auxiliaire.

Partie hydraulique : circuit de boue.

Partie mécanique : le mouvement de rotation.

Les fabricants les plus connus sont : TESCO , VARCO ,et CANRING (édité a DML)



Fig2.10: Le top drive (édité a DML)

2.5 Le système des Obturateurs (Blow out Prévention (B.O.P) System)

2.5.1 Généralités

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.

Il existe plusieurs types d'obturateurs: les obturateurs à membrane et les obturateurs à mâchoires.

❖ Obturateur annulaire (annular preventer):

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.

Les mâchoires qui ferment le puits avec les tiges dedans s'appellent des mâchoires à fermeture sur tiges [pipe rams].

Si le puits est vide, on utilise des mâchoires dites à fermeture totale [blind rams].(ENSP-DML 2015)

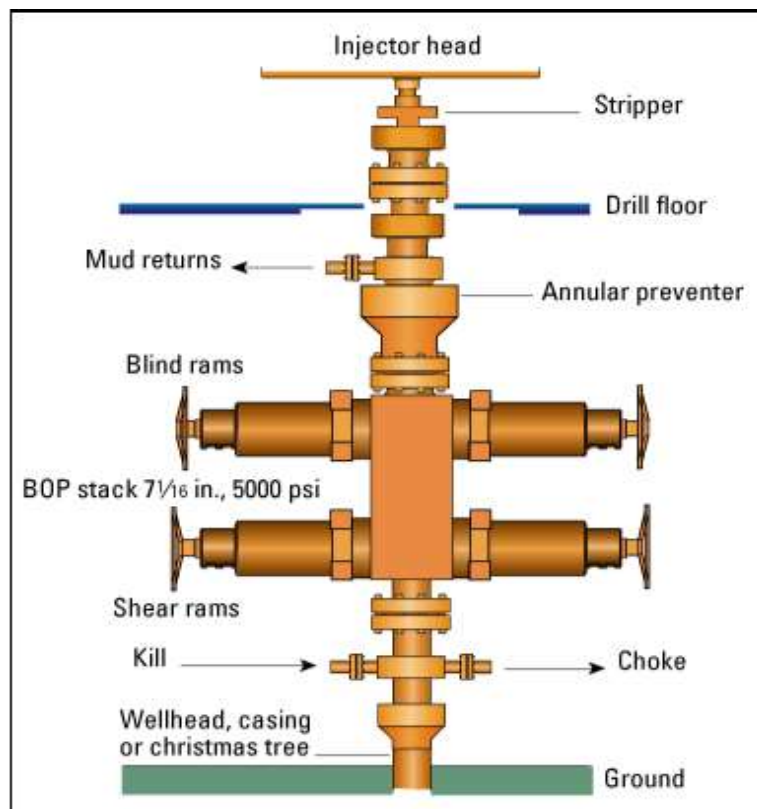


Fig2. 11: Le BOP (édité a la DML)

2.5.2L'unité hydraulique de commande des BOP (koomy)

Il s'agit d'un accumulateur qui commande à distance les vannes du BOP. Il est capable de pomper un fluide à haute pression pour fermer ou ouvrir les vannes du BOP. (ENSP- DML 2015)



Fig 2.12: Le KOOMY (edité a la DML)

2.5.3 Les Manifold de duses

Il s'agit d'un ensemble de duses qui permettent de contrôler une venue.



Fig2.13: Les manifold de duses (ENSP-DML 2015)

3.Composition de la Garnitures de Forage (Drill Stem)

- La Tige d'entraînement (Kelly) et la tête d'injection (Swivel) dans le système table de rotation ou la tête d'injection d'entraînement (Power Swivel) dans le système top-drive.
- Train de tiges de forage (Drill string) et la BHA.
- Outil de forage (Drill bit). (ENSP- DML 2015)

3.1 Train de tige(Drill string)

- Tiges de forage (Drillpipe)
- Tiges de forage lourdes (HWDP)
- Masse tiges (Drill Collars) (ENSP- DML 2015)

3.2 Outils de Forage

Les outils de Forage sont de deux types principaux: les Tricône (Roller Cone Bits) et les outils à lames fixes (Fixed Cutter Bits):

A. Outils Tricône (Roller Cone Bits)

- Outils à dents fraisées (Mill-Tooth Bits)
- Outils à inserts (Insert Bits)

B. Outils à lames fixes (Fixed Cutter Bits)

- Trépan à lames (Drag Bits)
- Outils Diamant (Diamond Bits)
- Outil PDC (PDC bits) (ENSP- DML 2015)



Fig2 .14: Les outils de forage (Edité a la DML)

3.2 Raccords Spéciaux

Les raccords spéciaux (Specialized Subs) se réfèrent à n'importe quelle longueur de tige, masse-tiges, tubage, etc, avec des fonctions bien définies:

❖ Raccord fileté ou réduction (Crossover Sub):

Conçu avec des bouts enfilés pour raccorder des diamètres ou des types différents de tiges ou de masse-tiges.

❖ Raccord de Choc (Shock Sub):

Monté au dessus de l'outil. Doté de ressort en acier ou d'un caoutchouc pour absorber l'impact des rebondissements de l'outil.

❖ Stabilisateurs (Stabilizers):

Sont destinés à maintenir le trou droit en centralisant les masse-tiges.

❖ Raccord porte-outil (Bit Sub):

Permet la connexion de l'outil et des masse-tiges .

*** Fonctions de la Garnitures de Forage (Drill Stem)**

- Descente de l'outil dans le trou et sa remontée.
- Pose d'un poids sur l'outil pour qu'il pénètre dans la formation.
- Transmission de la rotation à l'outil.
- Acheminement du fluide de forage de la surface jusqu'à l'outil.

4. Les couronnes de carottage:

Pour des études approfondies, des moraux de roches de forme cylindrique appelés carottes sont prélevés. Les outil utilisés pour l'extraction de ces carottes sont les couronnes de carottage.



Fig2.15: Les couronnes de carottage (ENSP-DML 2015)

5. La boue de forage:**5.1. Les principaux rôles de la boue sont:**

- remontée des déblais,
- maintien des déblais en suspension pendant l'arrêt de la circulation,
- refroidissement de l'outil,
- maintien des parois du puits,
- maintien des fluides de formations traversées.

5.2. Les caractéristiques de la boue :

- La masse volumique : (appelée densité sur chantier), sert à alourdir la boue pour augmenter la pression hydrostatique dans le puits, et éviter ainsi l'intrusion d'un fluide ou le fluage des argiles,
- La viscosité : c'est la caractéristique qui permet à la boue de déplacer les déblais,
- Le filtrat : c'est l'eau qui pénètre dans la formation pour permettre le dépôt d'une couche de solides, appelée cake, qui "cimente" les parois du puits

5.3. Les principaux types de boue :

la boue à base d'eau : le fluide dans lequel sont ajoutés les autres produits est de l'eau,

la boue à base d'huile : le fluide dans lequel sont ajoutés les autres produits est du gasoil ou du pétrole.

Chaque type de boue est utilisé pour répondre à certains problèmes dans le puits. Par exemple, les argiles dites « gonflante » gonflent au contact de l'eau et viennent coincer la garniture de forage. Pour éviter ce problème, il faut utiliser une boue à base d'huile.

La boue à base d'eau dissout le sel. Donc, pour forer ce type de formation, il faut, soit utiliser une boue à base d'huile, soit une boue saturée en sel.

5.4. Circuit fermé de la boue:

La boue est fabriquée dans un « mixer », qui comprend une conduite d'eau contenant une duse par laquelle passe l'eau et un entonnoir dans lequel on verse les produits.

Ces derniers se mélangent avec l'eau; la boue, ainsi fabriquée, est stockée dans des bassins de grande capacité, dotés de mélangeurs et de « mitrailleuses » pour garder la boue toujours en mouvement et l'empêcher de décanter. Les mitrailleuses sont des conduites dues par lesquelles sort la boue sous forte pression (AQUIMER, 2005).

En sortant du puits, la boue est recueillie dans un tube vertical appelé « tube fontaine » puis est acheminée vers le tamis vibrant par une conduite appelée « tube goulotte » (scribd.com)

CHAPITRE III

MUDLOGGIN

I. MUDLOGGING

1.1 Définition de Mudlogging:

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

Techniquement, il s'agit de l'enregistrement des données ou informations acheminées par la boue de forage (AOUIMER,2005).

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

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

1.2 Historique de mudlogging :

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

En 1931, John T. Hayward, chef des ingénieurs, au niveau des BarnsdalloilCompany dansTulsa, sis, Oklahomaest devenu fasciné avec habitude de géologues, de renifler et de tester les <cuttings> de forage pour déterminer l'existence des signes d'huile. De ses observations et expériences, il a fait évoluer, la méthode qui a employé é une combinaison des mesures pour fournir une alternative quantitative au nez du géologue.

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

Il porta du matériel, de puits en puits, sur la banquette arrière de sa voiture, composé :

- ✓ Un plongeur rotatoire continu pour écoper vers le haut des échantillons de boue, et pour remplir des échantillons en verre cogue.
- ✓ Une centrifugeuse pour extraire l'huile,
- ✓ Une pompe, pour déterminer le contenu de gaz, en mesurant la compressibilité de la boue de forage.
- ✓ Un outil de résistivité électrique pour détecter, l'entrée de l'eau salée dans la boue.

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

Plus tard, un mélangeur a été utilisé pour extraire les gaz combustibles, et les<cuttings> ont été inspectés avec la lumière ultra-violet pour assurer les traces d'huile(alun whittaker).

1.3 Activité de Mudlogging:

Mudlogging fournit des services. Ces services sont assurés par un équipement spécial, la cabine géologique (ou unité Mud Logging) et son personnel.

1.4 Les résultats du mud logging :

Les rapports du Mud Logging en cours de forage sont :

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

1.5 La cabine géologique:

1.5.1.Définition:

A l'origine, le suivi des paramètres de forage dans une "cabine géologique" concernait essentiellement la vitesse d'avancement qui permettait au géologue de faire des corrélations et positionner ainsi les tops des formations traversées. D'où le terme de "surveillance géologique" attribué à l'activité qui est exercée dans ces cabines.

Par la suite, l'opportunité d'élargir la surveillance à d'autres paramètres de forage est apparue, afin de prévenir différents problèmes, ce qui permettra de forer avec un maximum de sécurité, d'où gain de temps, donc, réduction des coûts du forage : c'est la connaissance des cabines TDC (total drilling control) ou unités de Mud Logging informatisées "off line".

1.5.2 Le role de la cabine Mudlogging:

- ✓ Surveiller tous les paramètres de forage en temps réel.
- ✓ Signaler toutes les anomalies durant les opérations de forage aux personnes suivantes :
- ✓ Superviser de forage, chef de poste, chef de chantier et mud engineer et d'autres personne concernés.
- ✓ Etablir une fiche stratigraphique durant le forage et faire une description lithologique de chaque étage.
- ✓ Sauvegarder tous les paramètres dans une base de données.
- ✓ préparer un rapport final de fin sondage pour le client.



Fig.3.1: La cabine géologique

1.5.3 Les personnes de la cabine géologique:

a) Le chef cabine

b) DATA ingénieure

c) Le mudlogger

❖ Les taches de chaque personne

a) Le chef cabine:

- ✓ Premier responsable de la cabine
- ✓ Superviser le mudlogger et le DATA ingénieur
- ✓ Veillez au besoin de la cabine (demande des matériels)
- ✓ L'interlocuteur avec la base au société de service
- ✓ Diagnostique des pannes
- ✓ Calibration de système gaz
- ✓ Assister les briefings
- ✓ Responsable de FWR + Bak up
- ✓ Le choix de position de la cabine
- ✓ Assures le bon fonctionnement des capteurs et les équipements de L'UML
- ✓ La position des capteurs , l'assignation, callibration
- ✓ La surveillance des paramètre de forage et de gaz
- ✓ L'interprétation des évènements
- ✓ Reporting

- ✓ Participe de l'emballage et déballage
- ✓ L'entretien de la cabine et la cabine stocke
- ✓ Cheminer des cables
- ✓ Daillez rapport, poste de nuit(DE, UM)
- ✓ RMA(Sactisation)
- ✓ L'inventaire de la cabine

b) DATA ingénieure:

- ✓ Assures la bon fonctionnement des capteurs et les équipement de L'UML (la position des capteurs , L'assignation , callibration)
- ✓ La surveillance des paramètres de forage et de gaz
- ✓ L'interprétation des évènements
- ✓ Reporting
- ✓ Participe au rapport finale de puit(FWR)
- ✓ Participe à l'emballage et déballage
- ✓ Superviser le mudlogger

c) Le mudlogger:

- ✓ La collecte des échantillon(collecte , nettoyage , lavage, echantillonnage)
- ✓ Déterminer le type de roche (pourcentage, calcimètrie)
- ✓ Déterminer les indices des hydrocarbure
- ✓ Saisie des donnes géologique
- ✓ Les opérations des carottage (accrochage,lavage, discription)
- ✓ Participe de l'assemblage et déballage (nettoyage)
- ✓ L'entretien des équipement et des capteurs (nettoyage , protection
- ✓ Participe monitoring (surveillance , interprétation,)
- ✓ L'entretien la cabine et la cabine stocke
- ✓ Trip sheet.

❖ Rôle de géologue de chantier (well site géologiste)

Il joue un rôle très important pour la démarche de la surveillance géologique Il a comme tâches:

- ✓ Evaluation géologique avant le début du forage sur la base des offset wells. Détermination des objectifs principaux et secondaires sur le puits.
- ✓ Donner les cotes d'arrêt des différents casings
- ✓ Confirmer les tops des étages géologiques.
- ✓ Assurer le bon fonctionnement de la cabine.
- ✓ Veiller à l'installation et au démarrage de la cabine.
- ✓ Contrôler la description des cuttings.
- ✓ Veiller au calibrage et la fiabilité du système de gaz
- ✓ Evaluer les indices probables des huiles.
- ✓ la personne du chantier et celui de la.
- ✓ Assurer une bonne communication entre cabine UML
- ✓ Déterminer les zones susceptibles à pertes de boue.
- ✓ Assister à l'accouchement de la carotte
- ✓ Veiller à la mise en caisse et le marquage des carottes
- ✓ Mettre à jour et vérification du masterlog (log habillé).
- ✓ Détection et correction des horizons marqueurs (LD2 - HMD) ou (HB dans des autres régions)
Sélection du programme et des intervalles pour le logging (perforation) pour les réservoirs tubés.
- ✓ Changement du well plan en fonction des objectifs (changement de trajectoire de drain : Ex : forage horizontal dans le réservoir).
- ✓ Donner la cote d'arrêt finale (TD).
- ✓ Assurer, l'interprétation des logs électriques sur chantier pour la prise de décision.
- ✓ Veiller à un échantillonnage correct suivant les consignes données ,évitant la non (scribd.com)

1.5.3 La cabine géologique est composé de deux partie

- 1) Partie géologique
- 2) Partie informatique

1.5.3.1 PARTIE GEOLOGIQUE

A. La surveillance géologique:

La surveillance géologique est l'évaluation des formations traversées lors du forage pour reconstituer la colonne stratigraphique du puits. Ce ci par:

- La collecte des échantillons.
- Le traitement des échantillons.
- La description des échantillons.

A.1 Technique d'échantillonnage

A.1.1 outillages

- Deux demi-fût
- Sept 7 cribles ou tamis
- Des coupelles métalliques
- Des alvéoles ou coupelles en porcelaine
- Des pinces brucelles grands modèles et petits modèles
- Des aiguilles montées grands modèles et petits modèles
- Une loupe binoculaire
- Une étuve
- Une plaque chauffante
- Un calcimètre Bernard ou autocalcimètre
- Mortier et pilon
- Une Balance précise
- Une Spatule (petite pelle)
- Un fluoroscope
- un thermomètre

* demi-fût:

Demis fût rempli par le diesel ou l'eau pour lavage des échantillon



Fig.3.2: demi-fût

* Cribles ou Tamis:

Sept (7) tamis de différentes dimensions de (plein) 0,125mm _ 0,25mm _ 0,5mm _ 1mm _ 2mm _ 5mm)



Fig.3.3: Cribles ou Tamis

*** Coupelles:**

Plusieurs dizaines de coupelles métalliques pour le traitement des cuttings.

Deux à trois coupelles en porcelaine pour les observations et le traitement de détail.



Fig.3.4: Les coupelles

*** Pincés brucelles et Aiguilles montées:**

Des pincés brucelles grands modèles et petits modèles.

Des aiguilles montées (pour la dureté).



Fig.3.5 Pinces brucelles et Aiguilles montées

*** Microscope ou loupe binoculaire:**

Un microscope binoculaire pour examiner et déterminer le type de roche dans le coupelle avec des grossissements variables.



Fig.3.6: Microscope ou loupe binoculaire

*** Etuve et Plaque chauffante:**

Une étuve pour le séchage des échantillons.

La plaque chauffante pour séchages des échantillon qui contien des roches carbontes et faire l'opération des calcimètre.



Fig.3.7 Etuve et Plaque chauffante

*** Le Fluoroscope:**

Le fluoroscope est utilisé pour la détection des indices d'hydrocarbures. Les cuttings lavés sont soumis à la lumière ultraviolette.



Fig.3.8: Le Fluoroscope

*** Le Calcimètre Bernard ou auto-calcimètre:**

Le Calcimètre est utilisé pour l'étude de la partie carbonaté des cuttings.



Fig.3.9: Le auto-calcimètre



Fig.3.10: Le calcimètre de bernard

*** Mortier et pilon:**

Pour broyer les échantillon



Fig.3.11: Mortier et pilon

*** Une Balance précise:**

Pour pesée les échantillon



Fig.3.12: Une Balance précise

*** Une Spatule (petite pelle):**

Pour mettre les échantillon sur la balance



Fig.3.13: Une Spatule (petite pelle)

*** un thermomètre:**

pour mesurée le température



Fig.3.14: un thermomètre

A.1.2 Les produits chimique:**Tab.1 : les produit chimique**

PRODUITS	FONCTION OU UTILISATION
Acide chlorodrique(HCL) dilué à10%	Test d'effervescence
Acide chlorodrique(HCL) dilué à50%	Calcimètre
Phénolphtaléine	Détection des traces de ciment
Trichloroéthane ou chloroforme	Fluorescence indirect
Alizarine rouge	Distinction des carbonates par teinture
Méthylène bleu	Porosité
Bromoforme	Distinction enter le gypse et l'anhydrite
Chlorure de barym Bacl2	Détection des sulfates
Chlorure de calcium Cacl2	Desséchant
Carbonate de calcium	Etalon de calcimétrie
Dolomie	Etalon de calcimétrie
Silicagel	Déshumidificateure
Nitrate d'argent	Réactif chlorure
Sulfate de Brium	Distinction entere l'anhydrite

*Tableau.1: Les produit chimique (ENSP-DML 2014)***A.1.3 La collecte des cuttings:**

Les déblais sont les sources d'information sur la lithologie, tout dépend des caractéristiques de la roche. Les déblais restent avec les carottes les plus importantes sources pour le géologue du chantier; ils résultent du passage de l'outil dans les formations géologiques, remontent en surface, et sont séparés de la boue sur les tamis vibrant où ils seront récupérés. (ENSP-DML 2014)

*Fig.3.15: Les tamis vibrants (RNSP- DML2014)*

A.1.4 La collecte des déblais :

Les échantillons sont collectés au niveau de tamis vibrants et l'intervalle d'échantillonnage ; en général, il existe plusieurs types d'échantillons à récupérer du puits :

- Échantillons bruts PALYNO (ce type d'échantillon est utilisé dans les puits d'exploration)
- Échantillons tamisés, lavés, séchés et mis dans des enveloppes
- Échantillons lavés, tamisés (pour l'examen binoculaire et la fluorescence directe/indirecte)
- Échantillons lavés, tamisés, séchés (pour l'examen de calcimètre)
- Échantillons SPOT (sont demandés par le géologue pour déterminer le TOP géologique)
- Échantillons de CHIPS (chaque mètre de carotte selon la demande du géologue)

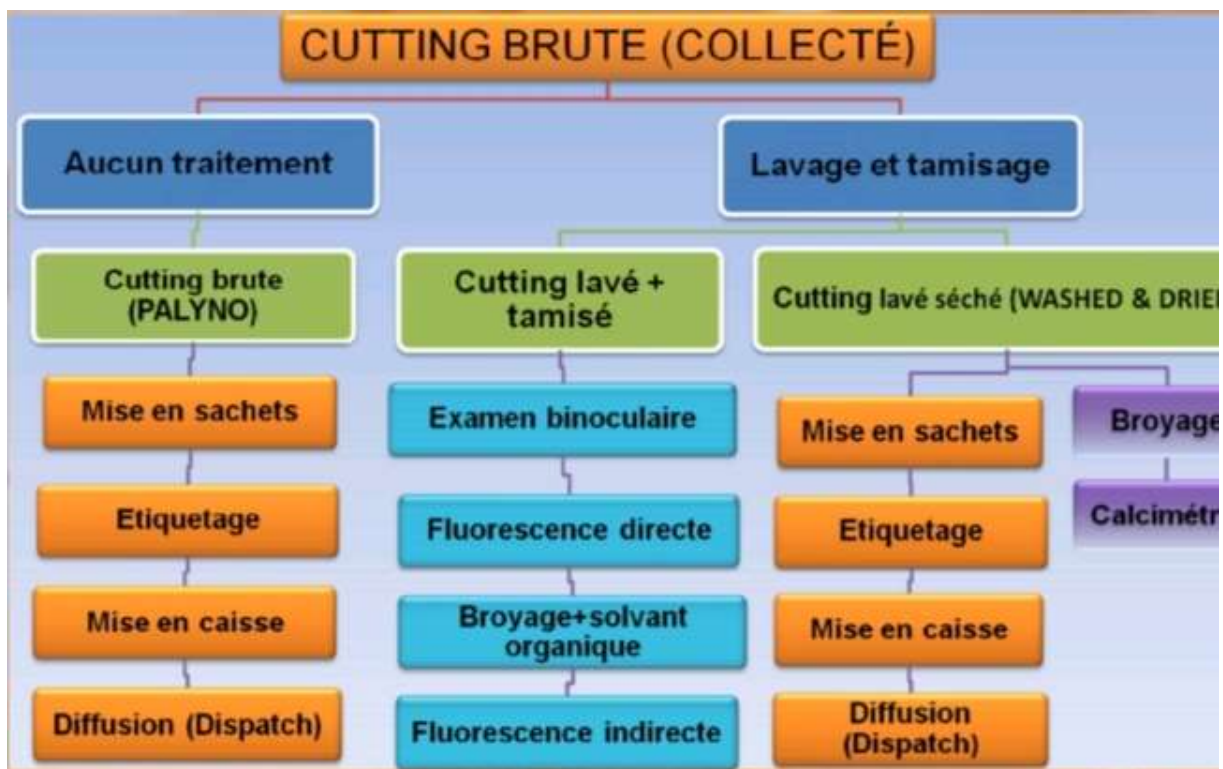


Fig.3.16 collecte des déblais(ENSP-DML 2014)

A.1.5 Traitement des cuttings

Lavage et tamisage:

L'autre 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. L'échantillon récupéré à partir du tamis de trame fin et très fin est appelé échantillon lavé. À partir de cet échantillon, on prépare une coupelle pour l'examen binoculaire et on prélève une petite quantité pour préparer l'échantillon lavé séché.

Le Lavage se fait à l'eau si la boue de forage à base eau(WBM), et au gasoil si la boue de forage à base huile(OBM). (ENSP-DML 2014)



Fig.3.17: traitement des cuttings

- Lavage des échantillons à travers des tamis de différent diamètre
- Séchage: Mise en sachet des échantillons lavés séchés
- Etiquetage et emballage des échantillons lavés séchés



Fig.3.18: Les sachets de palyno et lavé séchés (ENSP-DML 2014)

A.1.6 Description des cuttings

❖ Examen binoculaire

L'échantillon lavé est ensuite examiné à l'œil nu puis

la loupe binoculaire.les echantillon lavé, tamisé est mise en coupelle à forme une couche minse puis mise l'exament binoculaire pour l'identification partielle de la nature de la roche et estimation des pourcentages de chaque type de lithologie. (ENSP-DML 2014).

❖ **Calcimétrie:**

Le but de la calcimétrie est la détermination du pourcentage et la nature des carbonates dans des cuttings. Cette information permet l'identification de la nature lithologique de la roche. (ENSP-DML 2014)

1- Principe:

Les mesures de calcimétrie s'effectuent avec un calcimètre Bernard ou un manocalcimètre, ceci afin de déterminer la teneur en carbonates CaCO_3 et $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ des cuttings en réalisant une attaque de l'échantillon à l'acide HCl dilué à 50%.

Le principe de la calcimétrie est basé sur la réaction chimique suivante. (ENSP-DML 2014)



Après la réaction, on enregistre une augmentation de la pression due au dégagement de gaz carbonique en attaquant un échantillon de roche par l'acide chlorhydrique dans une cellule à volume constant. (ENSP-DML 2014)

2- Mode opératoire

A partir de l'échantillon lavé et séché, on broie à l'aide d'un mortier et d'un pilon une petite quantité (de l'ordre de grammes).

On fait la pesée de deux décigrammes à l'aide de la balance. (ENSP-DML 2014)



Fig.3.19: pesés des échantillon(ENSP-DML 2014)



Fig.3.20 :Mettre cette quantité dans'Erlenmeyer (ENSP-DML 2014)

l'aide de la spatule, on introduit cette quantité dans l'Erlenmeyer.

- On remplit dans un tube de 3.7 Centimètres Cube l'acide chlorhydrique HCl diluée à 50%.
- On met ce tube dans l'Erlenmeyer. S'assurer qu'aucun contact entre l'acide et l'échantillon n'existe.
- Fermer hermétiquement ce flacon à l'aide du bouchon raccordé au flexible du calcimètre.
- On fait la lecture du repère '0' sur le tube gradué.
- Mettre en contact l'acide et l'échantillon en reversant l'Erlenmeyer:
- On assiste alors à la réaction acide carbonates.



Fig.3.21: Fermer hermétiquement ce flacon à l'aide du bouchon raccordé au flexible du calcimètre(ENSP-DML 2014)



Fig.3.22: Mettre en contact l'acide et l'échantillon en reversant l'Erlenmeyer (ENSP-DML 2014)

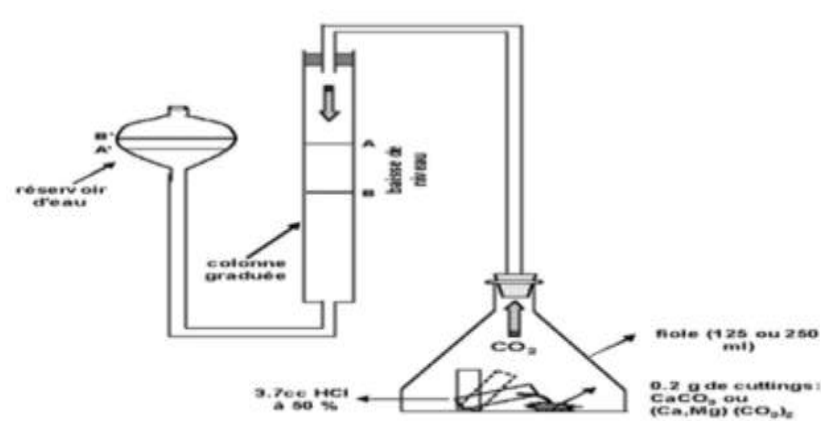


Fig.3.23 : Calcimètre de bernard (ENSP-DML 2014)

2. Interprétation des résultats de la calcimètre

Pour l'interprétation des lectures, on utilise le tableau suivant. Sur ce tableau, les roches décrites sont pures.

- Les calcimètre de quelques roches carbonatées pures.

Roche Pure	1 min	3 min	10 min
Calcaire	90	95	100
Calcaire marneux	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

❖ La fluorescence

1) Détermination de la fluorescence

Le but de cette étape est de détecter les traces d'hydrocarbures présents dans l'échantillon ainsi que leurs proportions. L'examen de la fluorescence consiste à mettre l'échantillon dans le fluoroscope (la chambre de Wood), où il est soumis aux rayons UV (ultra-violet). On distingue deux types de fluorescence : la fluorescence directe et indirecte.

1) A .Fluorescence directe

Prendre une petite quantité de cuttings lavés dans une coupelle.

Introduire la coupelle dans le fluoroscope.

Les hydrocarbures ont la propriété d'émettre des radiations quand ils sont stimulés par des rayons ultra-violetes : on dit qu'ils fluorescent.

L'estimation quantitative de la fluorescence est basée sur le rapport de surface fluorescente sur la surface totale de l'échantillon en %. Selon la valeur de pourcentage on décrit l'intensité de la fluorescence.

Fluorescence (%)	1	2	5	20	50	70
Qualité	Traces	Faible	Moyen	Bon	Léger	Très léger

L'estimation qualitative de la fluorescence est basée la couleur de la zone fluorescente

Couleur de la fluorescence	Maron	Orange à doré	Jaune crème	Blanche	Bleu blanc à violet
Densité des hydrocarbure	Très lourd	Lourd	Moyen	Léger	Très léger

1) B. Fluorescence indirecte

L'échantillon lavé et broyé est mis dans un tube à essai avec comme solvant d'hydrocarbures le trichloré-éthane ou chloroforme. La formation d'une auréole fluorescente, qui se distingue du reste du liquide, est un indicateur de la présence d'un hydrocarbure. Dans le cas contraire, la fluorescence est minérale.

▪ **Remarque :**

La fluorescence organique paraît plus opaque et moins lumineuse que la fluorescence minérale.

La fluorescence minérale est plus vive et de teinte claire (bleuâtre, blanchâtre ou jaune pâle).

A.1.7 Traitement des carottes:

Après la remontée du carottier, la carotte subit les traitements suivants:

- ✓ Extraction de la carotte du carottier sur le plancher.
- ✓ La coupe de la carotte chaque mètre.
- ✓ Transfert de la carotte vers la cabine (Le transfert est effectué à l'aide des caisses de la cabine prévues à cet effet).

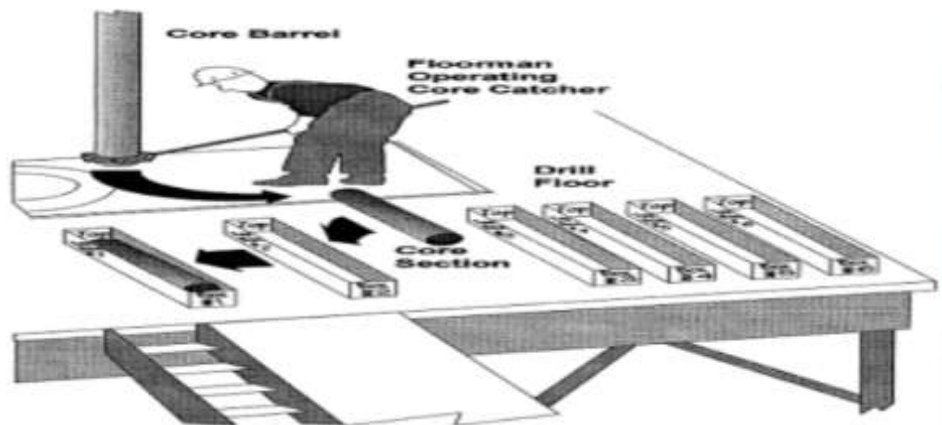


Fig.3.24: coupage de la carotte chaque mètre (ENSP-DML 2014)

- ✓ Tester la fluorescence de la carotte dans la cabine (signaler les niveaux à indices pétroliers).
- ✓ Sélectionner les échantillons à paraffiner.

- ✓ Orientation de l'échantillon à paraffiner en traçant, sur lui, une flèche du la base vers le sommet.
- ✓ Mettre les échantillons paraffinés avec leur fiche dans un papier aluminium avant de les paraffiner (On mentionne sur la fiche les cotes de l'échantillon paraffiné.
Ex :(2100,2 à 2100,4m).
- ✓ Mettre les échantillons paraffinés dans une caisse, généralement spécialement dédiée à cet effet.
- ✓ Remplacer chaque échantillon paraffiné par un bout de bois sur lequel est mentionné EP.



Fig.3.25: Orientation de l'échantillon à paraffiner en traçant (ENSP-DML 2014)

- ✓ Accouchement de la carotte.
- ✓ Lavage de la carotte au gasoil si la boue est OBM ou bien a l'eau si la boue est WBM.
- ✓ Description lithologique de la carotte.
- ✓ Orientation de la carotte en traçant tous les morceaux de la base au sommet a gauche Trait Blanc avec deux traits un rouge et un blanc, le rouge à droite et le blanc à gauche.
- ✓ Mise en caisse de la carotte avec sa fiche, appelée la fiche de carotte.
- ✓ (La fiche de carotte: la compagnie, le nom du puits, les cotes de la carotte, le taux de récupération, le numéro de la carotte, numéro de la caisse, le nom de l'agent qui a fait la mise en caisse et la date de sortie de la carotte).
- ✓ Détacher les bouts de la fiche qui sont la tête et le pied et les agraffer sur la caisse. (Ils comportent le nom du puits, le numéro de la carotte, le numéro de la caisse et la cote du bout (tête ou pied)).
- ✓ Emballage des caisses dans une boîte et envoi aux des trinitaires. Sur les caisses on mentionne le nom du puits, le pied, la tête et leurs cotes respectives.



Fig.3.26: Emballage des caisses dans une boîte(ENSP-DML2014)

1.5.3.2 PARTIE INFORMATIQUER:

- **PRESENTATION DES CAPTEURS DE LA CABINE MUD LOGGIN**

2.1. Capteur de poids au crochet (Weight On Hook)

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 est directement branché sur le circuit de mesure du foreur (Fig.3.27). 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 en poids.



Fig.3.27: Capteur de poids sur crochet

2.2. Capteur de pression d'injection (Stand Pipe Pressure)

La pression de la boue est mesurée à l'aide de capteurs sur le manifold de plancher pour obtenir la valeur d'entrée (Stand Pipe Pressure) (fig.3.28)



Fig.3.28: Capteur de pression d'injection (ENSP UML)

2.3. Capteur de pression dans l'annulaire (Casing Pressure)

Sur choke manifold pour obtenir la valeur de sortie (CASING PRESSURE).

2.4. Capteur de pompe (SPM).

La méthode la plus simple consiste à compter le nombre de coups de pompe. Connaissant le volume injecté à chaque coup et le rendement de la pompe, le débit pourra être calculé. Il est facile de mesurer le nombre de coups de pompe par des détecteurs de proximité (fig.1.29) ou des contacteurs électriques.

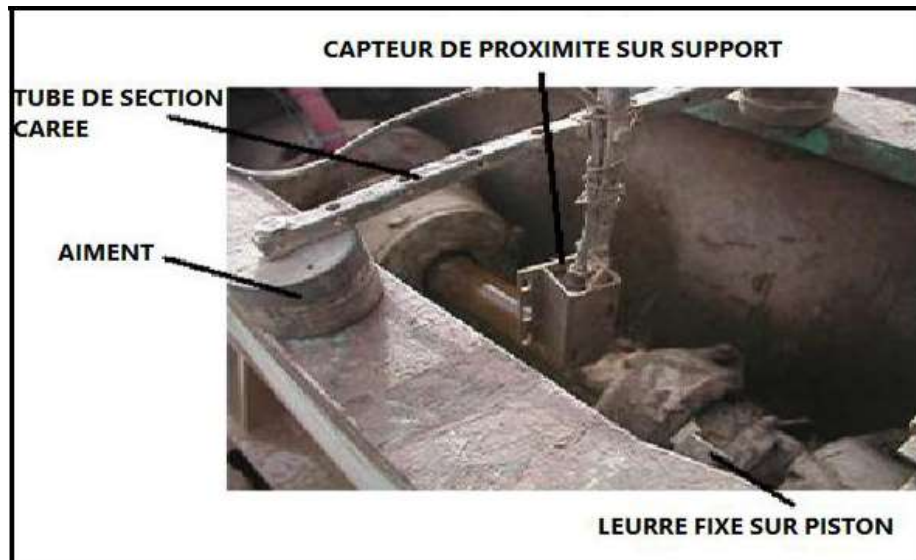


Fig.3.29: Capteur de pompe "nombre de coups"

2.5. Capteur de débit de sorti Flow Out (flow paddle)

Le débit sorti de la boue est mesuré à l'aide d'un capteur placé au niveau de la goulotte (fig.1.30), le capteur est composé de deux principaux éléments, un potentiomètre et une palette (paddle). Pendant la circulation, la boue pousse la palette en haut ce qui fait tourner le potentiomètre, alors un signal sera transmis au système d'acquisition

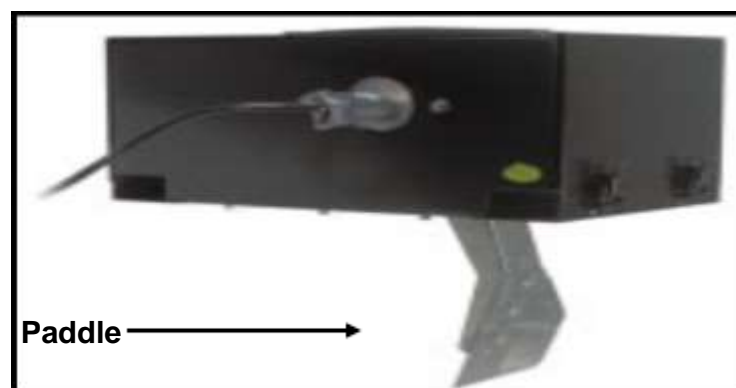


Fig.3.30: Capteur de débit (SONATRACH CRD. 2009)

2.6. Capteur de profondeur (Depth)

Le capteur de proximité (ou capteur de profondeur) est placé sur le treuil (fig.1.31), en indiquant la profondeur.



Fig. 1.31: capteur de profondeur

2.7. Capteurs de Densité IN et OUT

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

2.8. Capteurs de niveaux des bacs

La mesure du niveau du bac s'effectue à l'aide des capteurs ultrasoniques (fig.1.32), qui envoient des ondes sonores vers le bas pour détecter le niveau du fluide qui sera par la suite converti en volume par le système d'acquisition.



Fig.3.32: Capteurs de niveaux de bac

2.9. Capteurs de températures IN et OUT

La température de la boue à l'entrée et à la sortie est enregistrée à l'aide de cannes thermométriques à filament de platine protégé par une gaine inoxydable d'acier (fig. 1.33).

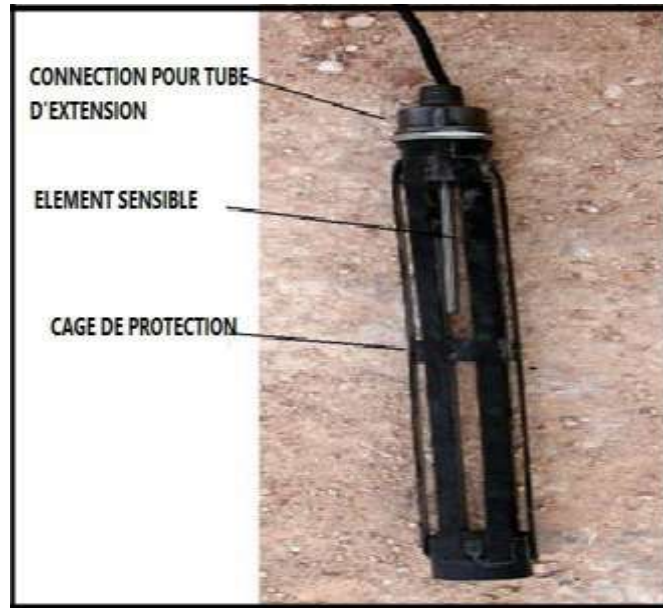


Fig.3.33: Capture de température (ENSP UML)

2.10. Capteur de rotation

Au niveau de la table de rotation, comme son nom l'indique le capteur de rotation fonctionne lorsqu'un objet métallique passe près de son nez (fig1.34), provoquant une fermeture de circuit interne, ce qui donnera par la suite un événement.

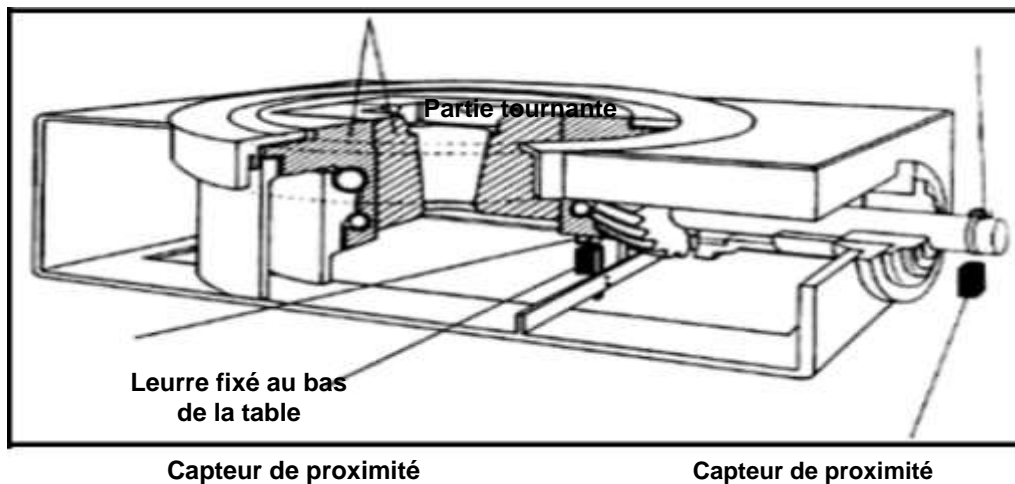


Fig.3.34: Capteur de rotation (SONATRACH CRD. 2009)

2.11. Capteurs de torque (A effet Hall)

Au niveau du câble d'alimentation de la génératrice (fig.1.35) qui entraîne la table de rotation.

Le paramètre torque revêt une importance considérable au cours de forage, il nous donne une idée sur l'état de l'outil, la garniture de forage, et la nature de la formation forée.



Fig.3.35: Capteurs de torque

3. Le rôle des capteurs de la cabine mudlogging

La transformation des grandeurs physique qualitative à une grandeur quantitative et les types des signaux.

La reconnaissance des formations traversées par un sondage se fait tout d'abord en exploitant les informations obtenues pendant le forage ; on enregistre les paramètres suivants : poids sur l'outil, vitesse d'avancement, pression des fluides de forage.... Toutes ces informations parviennent au niveau de la cabine géologique à l'intermédiaire des capteurs placés au niveau de la sonde. En effets, ces capteurs ramènent un signal qui se transforme à une grandeur physique au niveau de la cabine (fig.1.36)

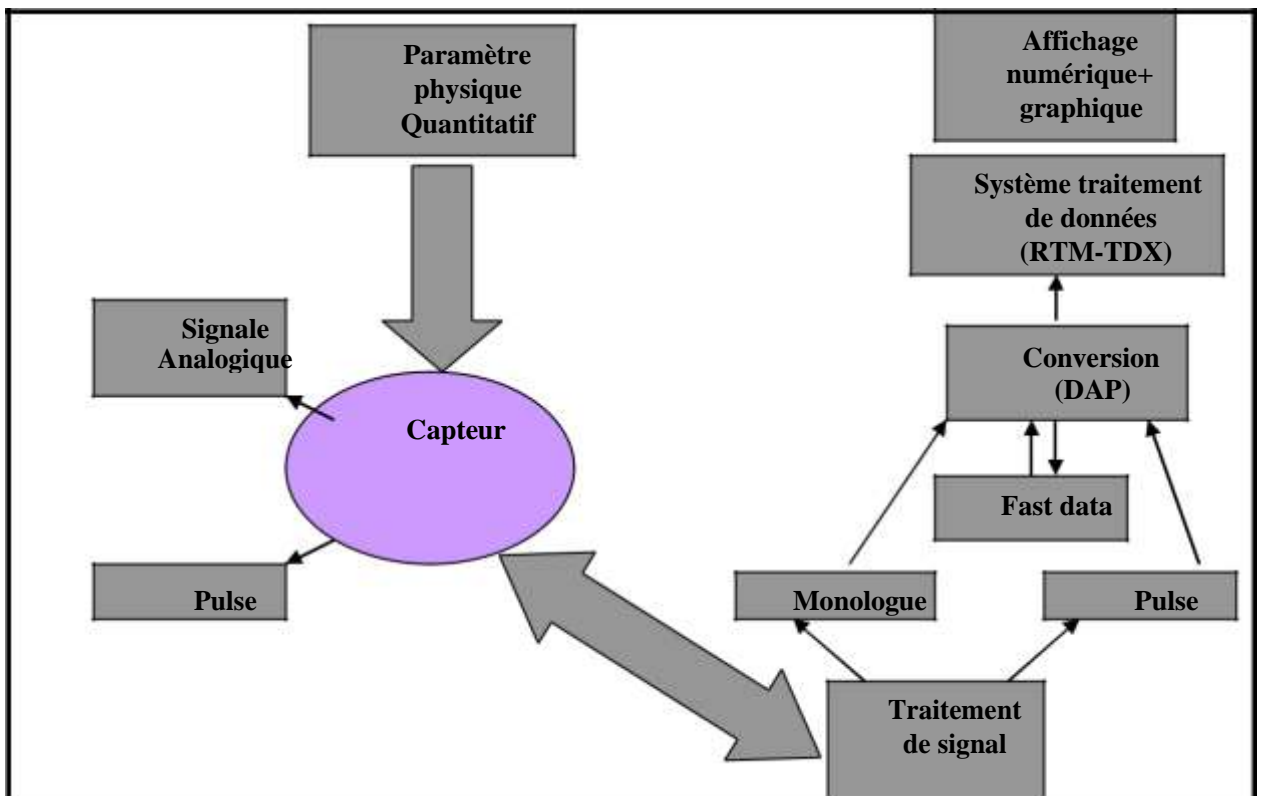


Fig.3.36: schéma synoptique des capteurs (LS)

1.3-Assignation et calibration de capteurs:

Pour qu'un capteur puisse fonctionner il faut qu'il soit:

- Alimenté par le système.
- Assigné pour que le système reconnaisse le chemin de provenance du signal.
- Calibré pour que le système puisse convertir le signal électrique en grandeur physique.

4. Système d'Acquisition

Le système d'acquisition électronique est composé :

- d'un ensemble des captures,
- Des modules pour l'alimentation et le conditionnement,
- Un Module pour la numérisation analogique / numérique.

Les deux derniers modules peuvent être assemblés au niveau d'un seul panel .

Alimentation de capteur:

pour qu'un capteur fonctionne , il doit être alimenté , le panel d'alimentation qui est composé d'un ensemble de modules (isolateur galvanique) ayant le rôle d'alimentation pour les capteurs et de protection en cas d'un éventuel court circuit au niveau du capteur ou du câble qui alimente le capteur.

Conditionnement:

Une fois que le capteur est alimenté, ce dernier envoie vers la cabine un signal électrique. Le signal reçu par le système d'acquisition doit être conditionné: à savoir

- Mise en forme du signal
- Filtré le signal des bruits engendré lors de la transmission du signal.

Conversion analogique numérique:

l'opération de numérisation permet d'adapter le signal conditionné afin qu'il soit recevable par la chaîne de traitement des données ordinateurs, (Unités numériques).

Exemple :(Cabine type Ana x500)

Système d'acquisition assurant les fonctions suivantes:

- Alimentation des capteurs
- Protection électrique
- Acquisition des signaux Provenant
- des capteurs
- Conversion des signaux
- Multiplexage pour le transfert des données vers l'unité de traitement

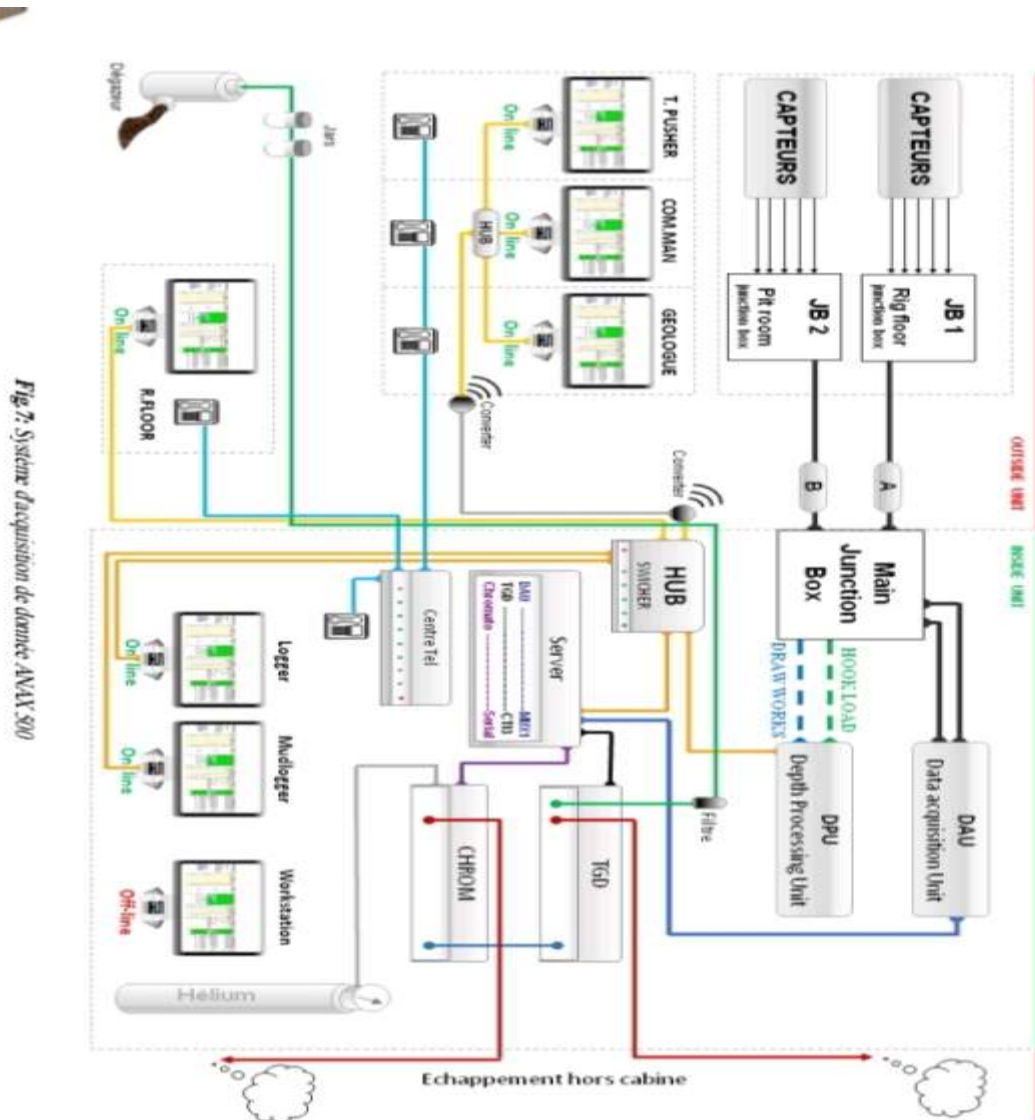


Fig. 3.37: Systeme d'acquisition de donnee ANAX 900

Fig.3.37: Schéma synoptique (rapport 2 forages unité mudlogging)

5. L’Affichage des données

L’affichage des données perm et un suivi continu de l’évolution de l’ensemble des paramètres de forage.

L’Unité de traitement des données reçoit les grandeurs physiques du système d’acquisition décrit précédemment.

D’autres paramètres seront calculés à l’aide des valeurs délivrées par les capteurs, pour cela il existe deux types de paramètres.

- Les paramètres mesurés.
- Les paramètres calculés.

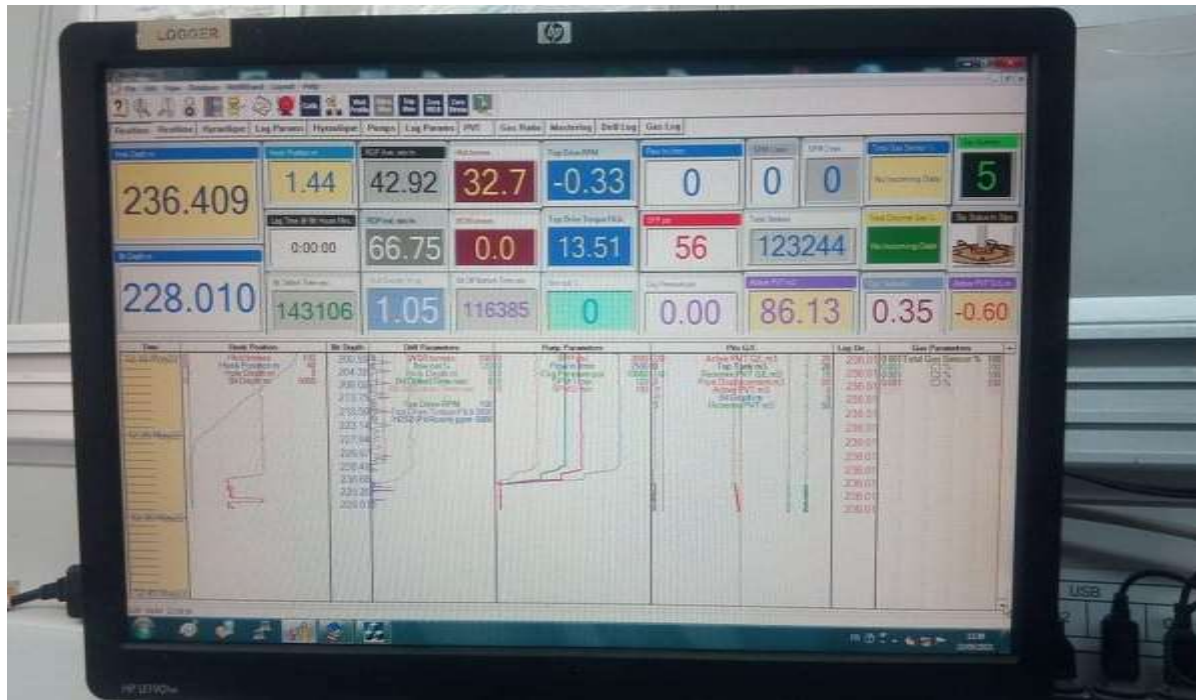


Fig.3.38: Affichage des données graphique et alphanumérique

6. MUDLOGGING DATA:

6.1. Paramètres mesurés ou calculés au cours de forage :

Le système d'acquisition de données (partie data engineering) assure les mesures directes de tous les paramètres de forage et le calcul d'autres paramètres très importants dans l'engineering de forage (CNLC, 2008).

1. Les paramètres mesurés:

- ❖ Profondeur de puits.
- ❖ Paramètres et engineering de forage.
 - Couple torque.
 - Vitesse de rotation RPM (drill stem's revolution per minute).
 - Poids au crochet HOOK LOAD (HKLD).
 - Coup de pompe de boue (mudpump's stroke per minute (SPM)).
 - Débit de boue (mud flow in; mud flow out).
 - Position du moufle (Hooke Position).
 - Pression d'injection de boue de forage SPP,
 - Pression dans l'annulaire Casing Pressure (Csg).
 - Paramètres de fluide de forage.

- Densité de la boue entrée et sortie (MWI, MWO).
- Conductivité de la boue entrée et sortie (MCI, MCO).
- Température de la boue entrée et sortie (MTI, MTO).
- Volumes dans les bacs.
- Total gaz chromatographie et H2S.

2. Paramètres calculés :

- Vitesse d'avancement (ROP) à partir de la position du moufle.
- Le temps de forage (on bottom time)
- Débit d'injection ou d'entrée (Flow in a partir de nombre de coups de pompes SPM (Flow in = Nbrestroks * V stroks)).
- Les volumes: intérieur tiges (capacité), espace annulaire (annular volume), l'acier destiges (steel volume) et le volume du puits total (Hole volume).
- Down time : Temps nécessaire pour qu'un objet arrivé au fond de puits (lancement de totco pour mesurer l'inclinaison, pompage d'un bouchant high viscosité pour nettoyage de fond).
- Temps de remontée (Lag time ou bottom up) calculé en fonction du débit et les volumes d'espace annulaire.
- Lag time : Est le temps nécessaire pour la boue voyage à l'intérieur de puits, entre deux points spécifiques de profondeur, divisé en :
 - Le temps pris entre la surface au fond du trou s'appelle-lag down- ou -lag in
 - Le temps pris entre le fond du trou à la surface s'appelle -lag up- ou bottem's up.
 - Le temps du surface jusqu'a surface s'appelle-le cycle complet-ou-le temps d'In/Out
- Comme, il varie suivant la variation des principaux facteurs de :
 - Volume de la boue dans l'annulaire.
 - Débit de boue..
 - Les propriétés physiques des cuttings : la forme, densité, la taille...
- Pour le calculer, il existe deux méthodes :
 - Lag time (XX min) = Volume d'espace annulaire / débit entrée de la boue.
 - Lag time (XX STrks) = Volume d'espace annula ire / volume d'un coup de pompe d'injection de boue.

6.2. Enregistrement des données

En plus de l'affichage de l'ensemble des paramètres le système de traitement de données enregistre l'ensemble des paramètres au niveau d'une Bank de données appelé DATABASE.

Deux (02) database sont créés au niveau du système

* une database TIME

* une database DEPTH

6.3. DATABASE TIME:

Enregistrement de tous les paramètres correspondant à un temps **T** avec un pas d'incrément (**t**) défini par l'utilisateur.

En général **t= 2 secondes.**

Ainsi notre database sera constituée d'une suite d'enregistrement appelée RECORDS, chaque record comporte l'ensemble des paramètres calculés et mesurés à l'instant de l'enregistrement.

6.4. STRUCTURE DE LA DATABASE TIME

Time	Tot Depth	FLWpmps	Actif-1	Actif-2	déc-01	déc-02	T-Tank
Sec	M	l/mn	m3	m3	m3	m3	m3
00:00:00	13	504	28,76	26,53	19,88	18,17	0,84
00:01:00	14	655	29,85	26,49	18,23	16,79	0,86
00:02:00	15	699	25,61	26,47	19,22	18,07	0,85
00:03:00	16	702	23,4	26,44	19,38	18,25	0,85
00:04:00	17	701	22,74	26,43	19,63	18,38	0,85
00:05:00	18	704	22,83	26,41	19,38	18,3	0,86
00:06:00	19	705	22,83	26,41	19,38	18,3	0,86
00:07:00	20	698,98	20,72	26,4	20,17	18,59	0,85
00:08:00	21	738,31	21,44	26,44	19,99	18,31	0,92
00:09:00	22	774,29	21,53	26,43	19,55	17,97	0,94
00:10:00	23	748,71	20,5	26,43	19,8	18,27	0,96

6.4.1. DATABASE DEPTH: enregistrement de tous les paramètres correspondant à une profondeur donnée, avec un pas d'incrément (**Incr**) défini par l'utilisateur.

En général **incr = 1 mètre**.

Ainsi la database sera constitué d'une suite d'enregistrement appelé RECORDS, chaque record comporte l'ensemble des paramètres calculés et mesurés à une profondeur forée.

Un ensemble de programmes et applications permettent d'éditer et d'exploiter les deux database pour des besoins d'interprétation et d'évaluations du gisement.

6.4.2. STRUCTURE DE LA DATABASE DEPTH

Bit Depth	Tot Depth	WOH	WOB	RPM	TORQUE	SPP	ROP m/hr	FLWpmps
meter	m	tons	tons	rpm	lb*ft	psi	m/h	l/mn
13	13	14,86	2,13	35	905,81	30	0,43	504
14	14	16,41	1,93	37	987,39	58	2,23	655
15	15	16,57	1,98	38	1052,62	79	2,5	699
16	16	16,3	2,51	37	1475,46	85	1,26	702
17	17	16,03	2,68	38	1516,9	129	2,04	701
18	18	16,01	2,87	46	1458,91	200	2,22	704
19	19	16,01	2,87	52	1458,91	238	3,08	705
20	20	16,02	2,86	63	1451,89	254	2,63	698,98

7. SYSTEME DE GAZ

Le système de gaz est une série de dispositif relié entre eux, pour permettre la séparation et de la détermination de pourcentage de gaz contenus dans le fluide de forage .

D'abord, une pompe centrifuge doit être installée sur le puit contenant la boue de renvoi pour permettre , l'extraction de gaz . Après , le mélange de ce gaz avec CaCl2 et au glycol , un appareil électronique permettra de déterminer sa quantité. Ce gaz passe par un autre dispositif appelé chromatographe, pour la détermination de la séparation et du continu détaillé (C1,C2....C5,CO2).

7.1 Dégazeur:

Dégazage en continu de la boue par battage.

-Système de condensation de la vapeur, de déshydratation avec clapet empêchant le passage de la boue dans la ligne de gaz.

- Equipé d'un système de réglage de la hauteur.
- Résistance à la corrosion.
- Système efficace de fixation.

Moteur électrique étanche, antidéflagrant (220/380 volts triphasés).



Fig.3.39: Le dégazeur (ENSP MUDLOGGING)

7.2. 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 (fig.1.40).



Fig.3.40: Capteur de gaz Sulfure d'hydrogène (H₂S) (ENSP MUDLOGGING)

7.3. Détecteur de gaz Total

Analyse continue utilisant le principe de détection par ionisation de flamme (FID).

- Mesure en équivalent méthane.
- Acquisition directe des données.
- Gamme de mesure 0.02 % (200 ppm) à 100 %.
- Précision 10 ppm.

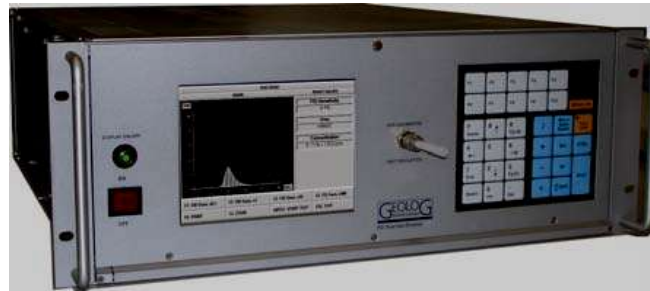


Fig.3.41 : Détecteur de gaz Total(ENSP MUDLOGGING)

Chromatographe:

Principe de la détection par ionisation de flammes (FID).

- Cycle d'analyse compris entre 30 et 45 secondes.
- Détection et mesure de C1 à nC5.
- Analyse automatique des gaz provenant du dégazeur.
- Résolution de 20 ppm.
- Gamme de mesure 0.002 % (20 ppm) à 100 %.
- Précision 10 ppm.



Fig.3.42 : Détecteur de gaz Total (ENSP MUDLOGGING)

Ligne de gaz:

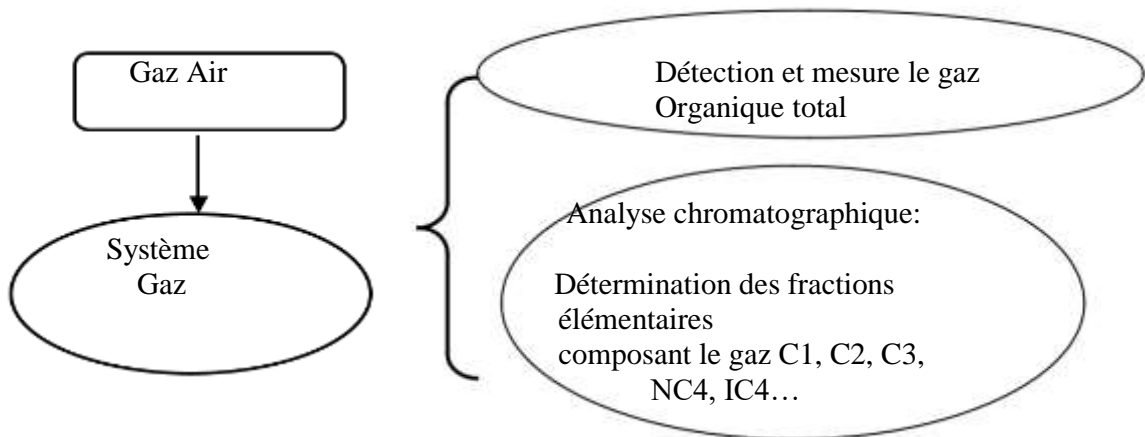
- Deux lignes de gaz, indépendantes (une active et l'autre en backup)
- Les lignes de gaz en Doit être en polymère antistatique et non PVC
- Les lignes de gaz devront résister aux conditions extérieures (Températures : -10° jusqu'à 60°C).
- Longueur des deux (02) : 120 m



Fig3.43: Ligne de gaz (ENSP MUDLOGGING)

Détection et analyse des gaz

A pour objectif, de diminuer, voir annuler, le risque de rater les indices de gaz lors du forage des puits d'exploration.



Chromatographe gaz ration

- Il déterminer le type d'hydrocarbures: huile, Gaz, Condensât...
- Il Déterminer les points de contact: gaz-huile, huile-eau...
- Geosteering: réduction des coûts.(fig26)

Etablissement d'un Master log

L'interprétation informatique de la lithologie est assistée par les données géologiques et l'entrée de symboles des fossiles . Ces symboles peuvent être adaptés aux besoins du client sur demande. Dans

le système ANAX l'établissement du Masterlog se fait par des logiciels ou en premier temps on introduit les pourcentages dans le logiciel « ANAX » après on ouvrant le logiciel qui s'appel Masterlog et en continue l'habillage par la lithologie tout en ajustant avec la ROP et la courbe du pourcentage de gaz.(MEMOIRE MOULATTI SADAOUI)

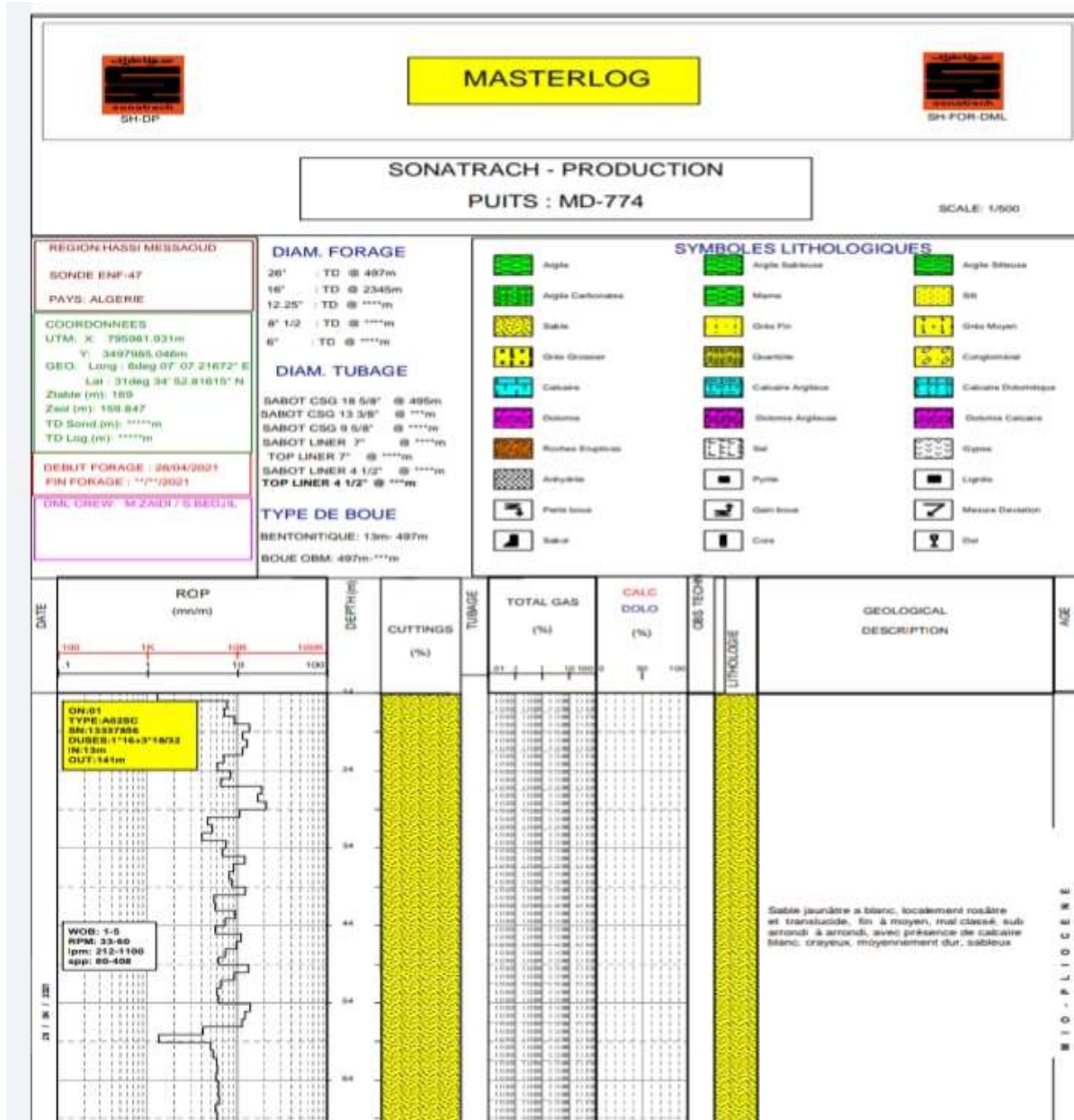


Fig3.44: Modèle d'un Masterlog (SONATRACH – exploration. 2009)

8. Rapport de Fin de Puits

Les bit records

Les données de Boue

Les paramètres de forage Les BHA

Un rapport de phase

Un rapport géologie regroupant la description et l'épaisseur des formations forées, les indices

Une description des problèmes rencontrés La courbe d'avancement
réalisée

Les mesures de déviation et de test

Les Log en PDF(master_log,Drilling_log,Gas_log, Presseur log)

II. PARTIE PRATIQUE: RESULTATS DU PUIITS BKHE-8

1. Introduction

Le rôle des géologues est de reconstituer l'histoire des dépôts et des déformations de ces couches , pour cerner les emplacements ou a pu se piéger le pétrole.

Ces recherches s'appuient sur des analyses aux laboratoires et sur des observations faites sur le terrain. Enfin, des géologues généralistes prennent en compte les données enregistrées ou analysées par leurs collègues pour reconstituer la géométrie se décrire les caractéristiques du réservoir pétrolier.

En forage, les déblais remontés par la circulation de fluide de forage ou boue de forage , ce fluide est circulé ou pompé à partir de la surface, vers le bas à travers le train de sonde et l'outil de forage (trépan) , et revient à la surface par l'annulaire. Généralement le traitement des déblais est travail très important par le géologue, en méthode de la surveillance géologique, peut-être la méthode utilisée pour acquérir les données nécessaires.

Les informations obtenues en analyse de lithologie de formation par une évaluation plus détaillée pour optimiser de futures considérations de forage. Les catégories générales de données obtenues en surveillance géologique incluent les informations géologiques, de réservoir, et de production, et lithologie de cette formation.

Dans la présente étude on va présenter la surveillance géologique appliquée au sein de BKHE-8n (mémoire moulatti saadaoui)

2. Généralité sur le puits:

Le puits BKHE-8 est un puits de développement qui se trouve dans la partie Sud-Ouest de du champ de Benkahla.

Le puits BKHE-8 est situé au centre du bloc 438c du permis El M'zaid dans le bassin d'Oued Mya plus exactement à :

- 2920 m à l'Ouest du puits BKHE-5,
- 2000 m à l'Est du puits OKS-33,
- 1706 m au Nord du puits OKS-40,
- 1145 m au Sud du puits OKS-36,

Sa profondeur total est de 3557 m , de réservoir Dévonien Inférieur à 3557 m, qui a pour objectif le Trias

(SI) , le Trias (T1). (Rapport d'implantation)

3. Situation géographique

Les coordonnées définitives de l'implantation selon le rapport de reconnaissance de l'implantation du forage développement (ENAGEO /SH Février 2021) sont les suivants :

UTM (ZONE 31) :

X = 712 016,891 m

Y = 3 505 386,005 m

Géographiques :

Longitude : 5°14'10.46626"E

Latitude : 31°39'59.75187"N

Z sol = 155.281 m

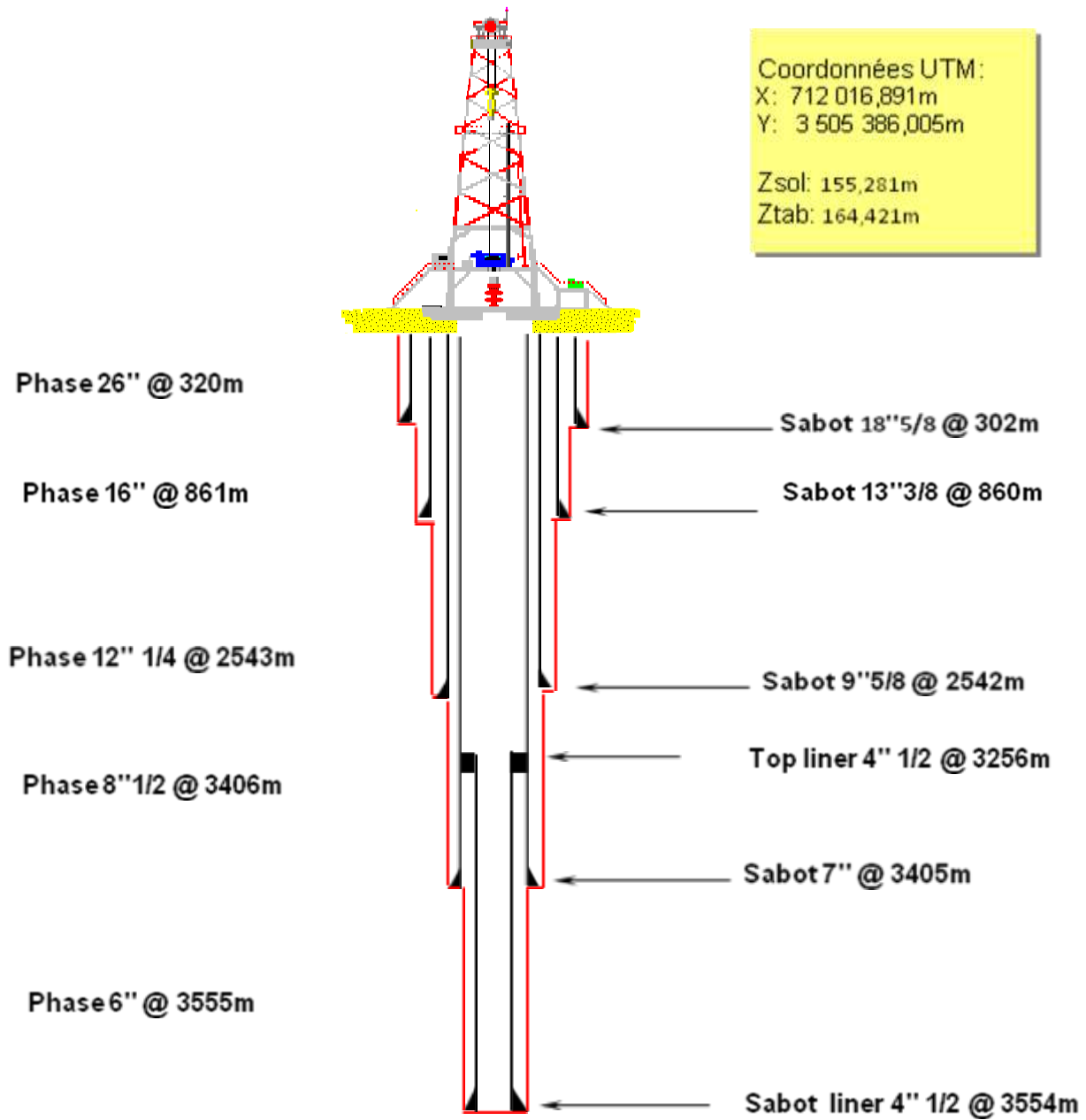
Z tab = 164,421 m

Hauteur de la table : 9,14m

Appareil de forage : TP-220

(rapport d'implantation)

4. Le profil de puits



TD Driller : 3555m
 TD Logger:3558m

Plan expliquer profil de puits

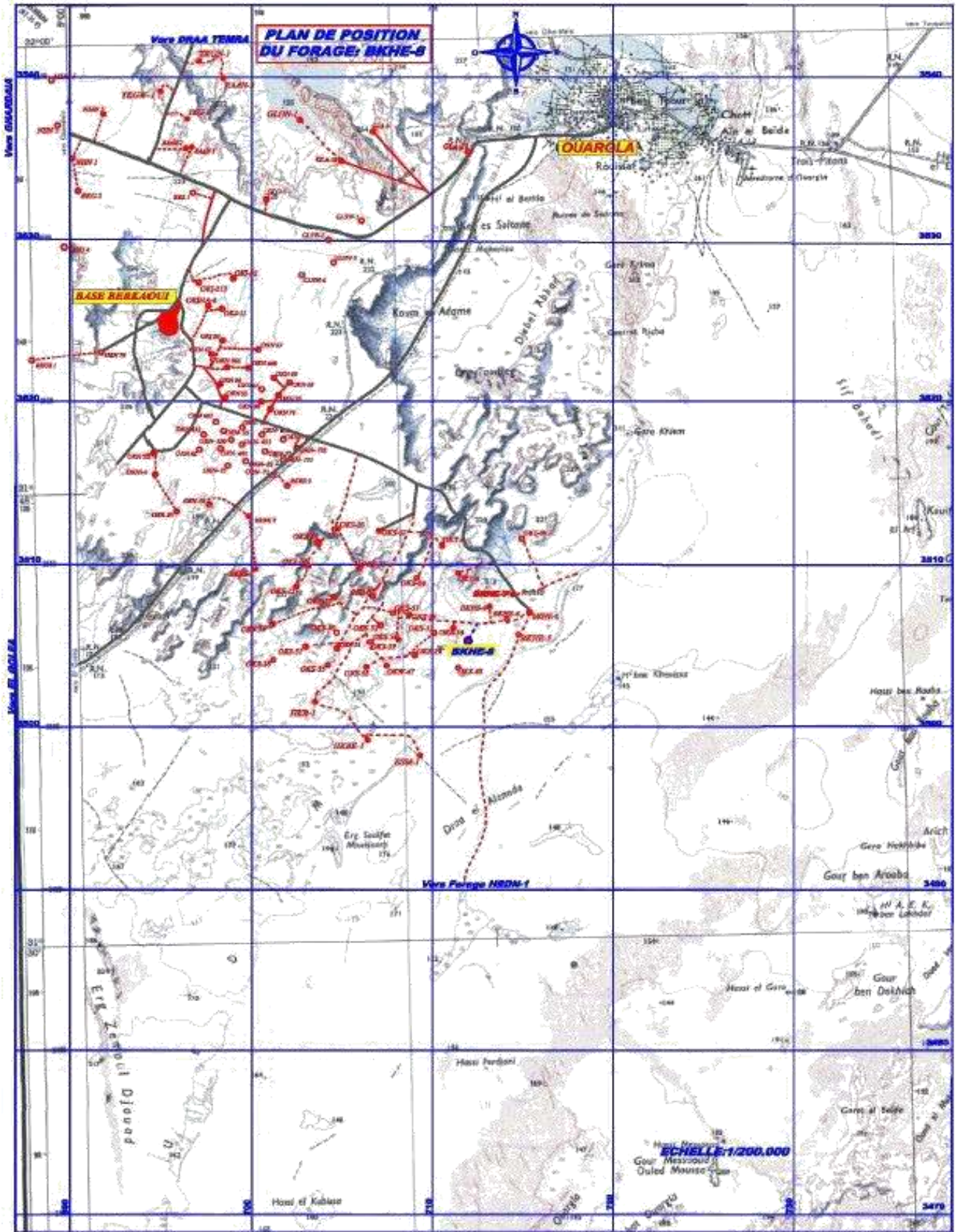


Fig3.45 :Localisation géographique du puits BKHE-8(rapport d'implantation)

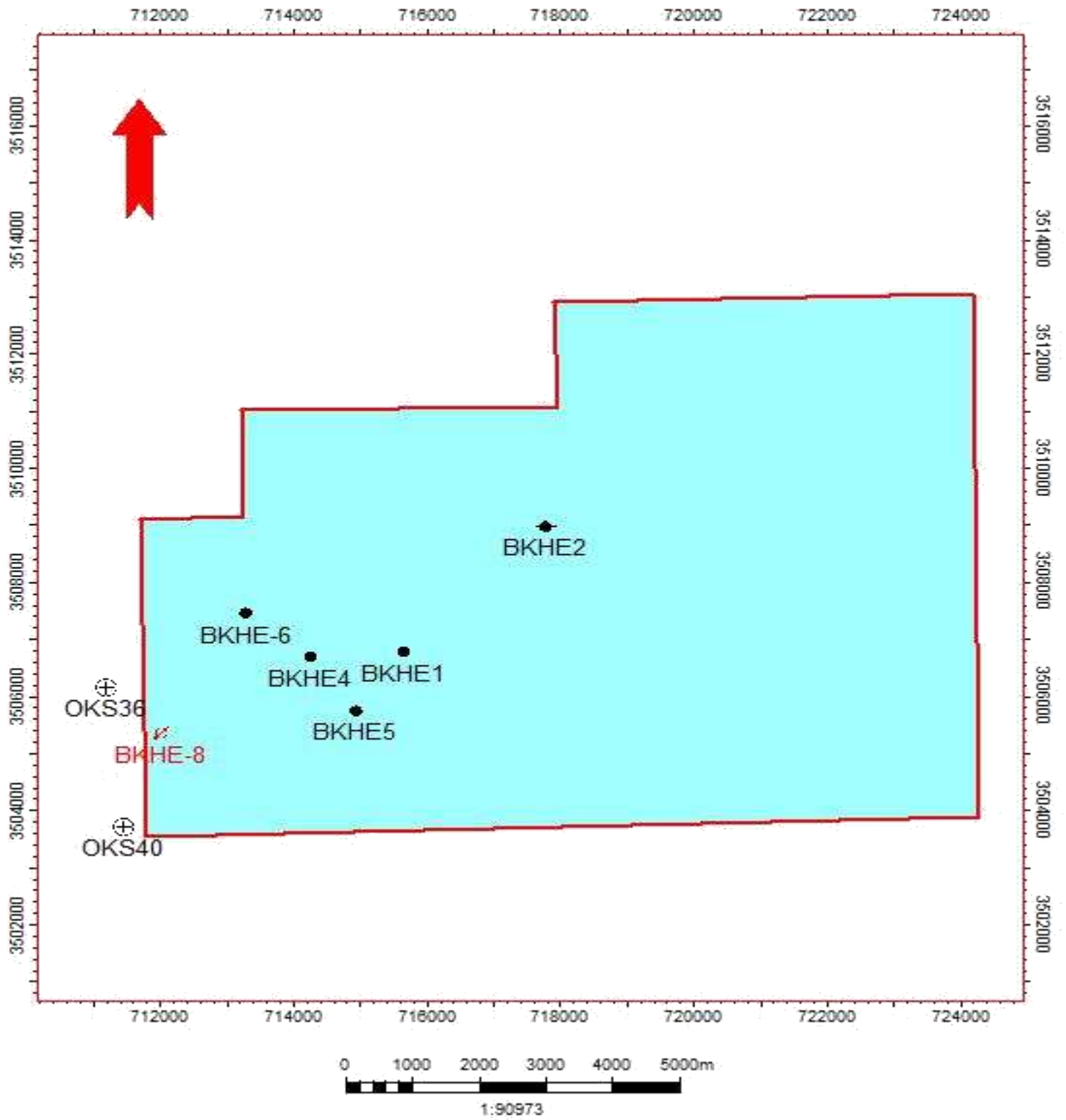
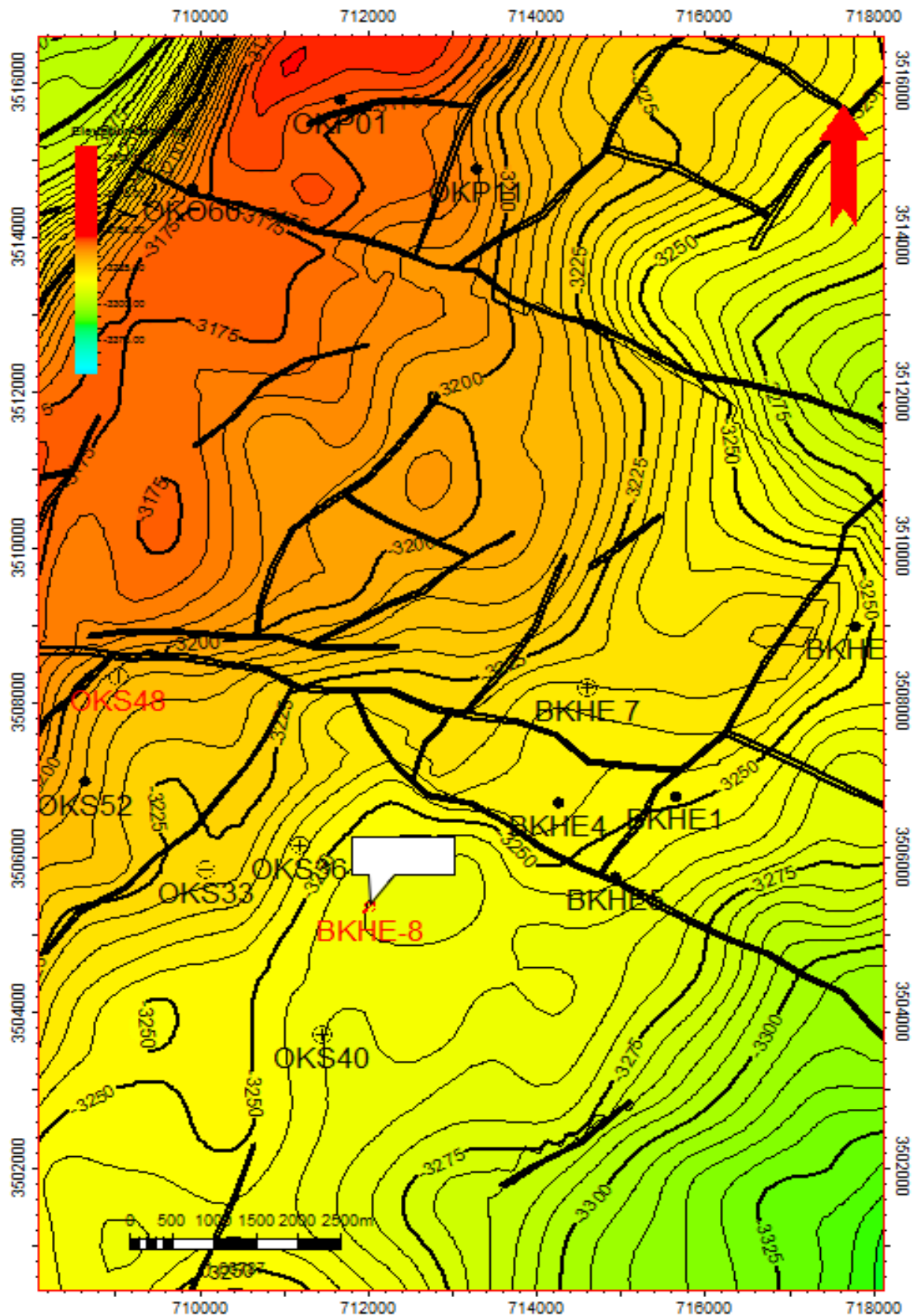
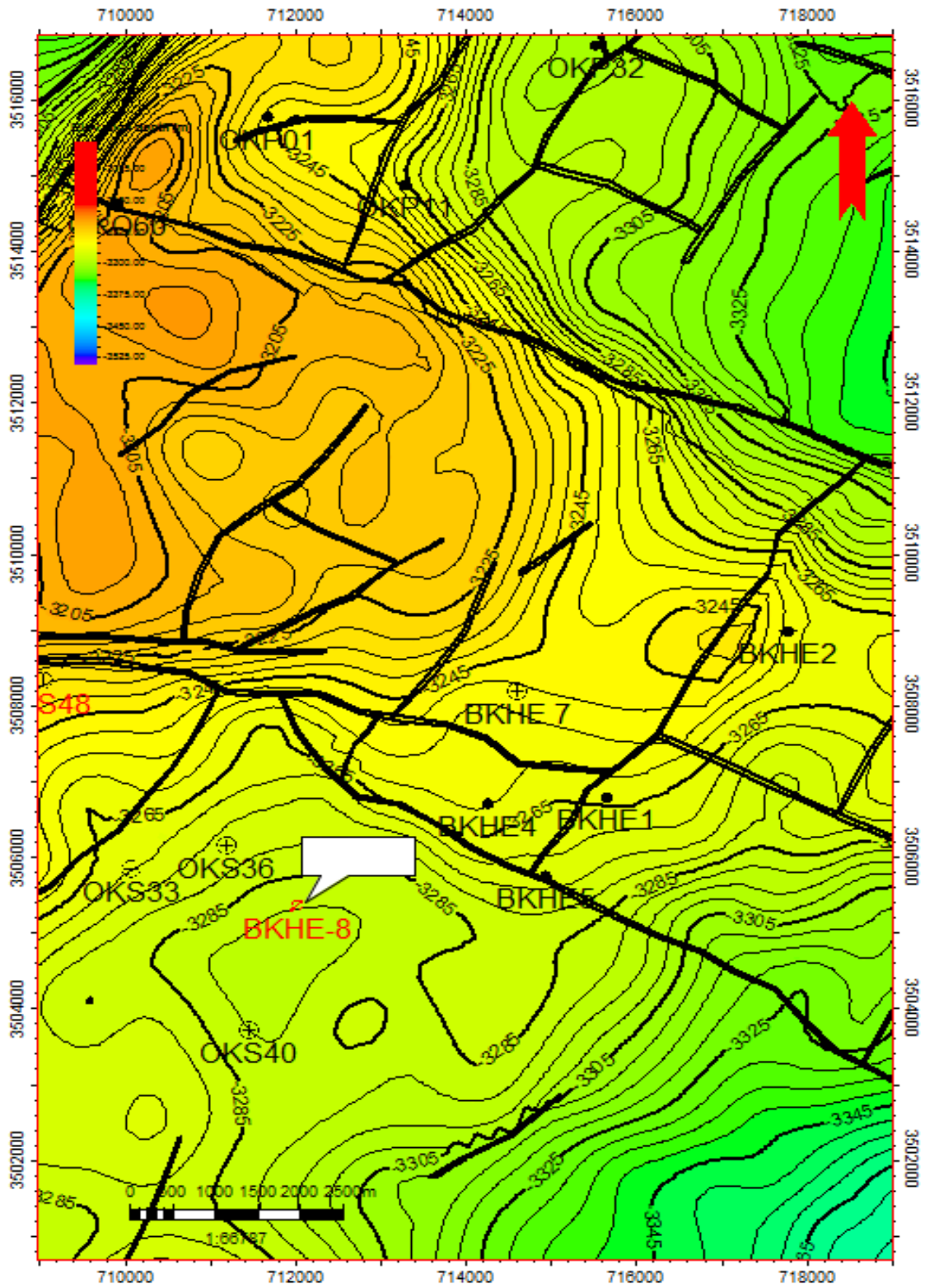


Fig3.46: Situation géographique du puits BKHE-8 dans le périmètre de BENKAHLA (rapport d'implantation)



Carte en isobathes au toit du trias (T1) de BKHE -8 (rapport d'implantation)



Carte en isobathes au toit du trias (S1) de BKHE -8 (rapport d'implantation)

5. Géologie du puits

Le forage du puits BKHE-8 traverse une série de dépôts, représentée par des terrains d'âge Cénozoïque, Mésozoïque et Paléozoïque.

5.1. Aperçu lithostratigraphique :

• **SILURIEN ARGILEUX** : (3500 – 3555m)

Argile: gris à gris noir, feuilleté, silteuse

Grès: gris clair, gris somber fin à très fin parfois grossier

• **LE TRIAS** :

➤ **Trias (Série Inférieure) : (3459 – 3500m)**

Grès gris sombre à gris beige, fin à moyens moyennement dur, devenant , siliceux et

Argile brun chocolat Grès gris beige, grossier, tendre, et Argile gris noir et noire, feuilletée indurée

Roches eruptives : (3432 – 3459m)

Roche Eruptive: brun rouge à foncé à inclusion de minéraux vert et blanc

➤ **Trias T2_T1 : (3413 – 3432m)**

Argile: brun rouge rarement verdâtre, tendre

indurée, silteuse, avec de fines passées de Grès gris à gris blanc, silico_argileux, friable

➤ **Trias Argileux inférieur : (3397 – 3413m)**

Argile: brun rouge à gris parfois grise claire

plastique , silteuse tendre

➤ **Trias S4 : (3365 – 3397m)**

Sel: translucide incolore à blanc, massif

Argile: brun rouge, gris vert, tendre à indurée silteuse

• **LE JURASSIQUE** :

➤ **Lias argileux Supérieur : (3309 – 3365m)**

Argile: brun rouge à brun, silteuse, tendre indurée

Sel: transparent à translucide, parfois rosâtre à blanc , massif

➤ **Lias salifère S3 : (3088 – 3309m)**

Argile: brun rouge, grise à grise blanc, silteuse indurée

Sel: transparent à rosâtre parfois blanc , massif

Argile: brun rouge à grise parfois grise Claire tendre à indurée

➤ **Lias S1+ S2 : (2857 – 3088m)**

Anhydrite: blanche beige, microcristaline moyennement dur

Sel: incolore , transluside à blanc massif avec fines passées d'argile , brun rouge à gris claire , tender , silteuse à plastique

Argile: grise à gris claire , brun rouge , silteus , tender

Anhydrite: blanche à blanc beige, microcristalline , moyennement dure

➤ **Lias Salifère (H.B) : (2830 – 2857m)**

Calcaire : blanc à blanc claire moyennement dur

Argile: brun rouge à grise, silteuse, indurée

➤ **Lias Salifère : (2781 – 2830m)**

Argile: brun rouge, silteuse , parfois carbonatée, indurée

Sel: transparent à rosatre, microcristallain,

moyennement dur

Anhydrite: blanc beige, microcristalline moyennement dure.

➤ **Lias Anhydritique : (2502 – 2781 m)**

Anhydrite: blanche à blanc beige microcristalline , moyennement dur

Calcaire dolomitique: blanc gris à gris claire, moyennement dure

Dolomie: blanc à gris, dur à très dur, Argile: grise noire, silteuse, indurée

Sel: blanc , transparent à transluside , massif , cristalin

Argile: gris à gris sombre , tender à induré, silteus, légèrement carbonaté

Calcaire: gris à gris claire, moyennement dur

Argile: brun rouge, silteuse, parfois carbonatée indurée

➤ **Dogger lagunaire : (2398 – 2502m)**

Dolomie: gris claire à gris blanc , microcristalline, dure à très dur

Anhydrite: blanche, pulvérulent parfois massive, moyennement dure

Argile: brun rouge à gris verdâtre, parfois grise silteuse, indurée

➤ **Dogger Argileux : (2252 – 2398m)**

Argile: grise à gris sombre, parfois brun rouge, tendre à indurée, silteuse, légèrement carbonatée.

Anhydrite: blanche, parfois beige, moyennement dure

Grès: blanc à beige, fin à très fin, tendre, friable

Argile: grise à gris sombre, parfois brun rouge, tendre à indurée, silteuse, légèrement carbonatée.

Argile: grise à gris verdâtre, silteuse, indurée.

➤ **Malm : (2027 – 2252m)**

Calcaire Dolomitique: gris à gris clair, moucheté, tendre.

Grès: banc à gris , parfois gris blanc, très fin, friable, moyennement dur

Calcaire dolomitique: gris blanc à gris claire , microcristallin, tendre

Anhydrite: blanche beige, pulvérulente, moyennement dur à dure

Argile: grise à gris verdâtre, parfois brun rouge, silteuse, tendre à indurée

Grès: blanc à gris blanc , fin à très fin , à ciment argileux , friable.

5.2.le mésozoïque :

LE CRETACE :

➤ **Néocomien : (1852 – 2027m)**

Dolomie calcaire: gris à gris claire , parfois blanc beige, dur

Argile: gris à gris verdâtre, brun rouge, silteuse , légèrement carbonatée , indurée

Anhydrite: blanche, pulvérulente dur

Grès: blanc à gris blanc, fin à très fin, friable , arrondi à sub arrondi à ciment siliceux.

Argile: grise à gris verdâtre, parfois rouge tendre à indurée, silteuse, carbonatée.

➤ **Barrémien : (1476 - 1852m)**

Argile : brune à brun rouge , parfois grise rarement carbonatée, tendre à indurée

Grès: blanc à gris blanc, rosâtre par endroits très fin à ciment argilieux, moyennement dur

Sable: brun rouge, fin à moyen, bien classé à ciment argilieux, friable

Argile : brun rouge silteuse, légèrement carbonatée, indurée

Grès: brun rouge , parfois gris blanc , fin à très fin , friable, à ciment argileux

Argile: brun rouge , parfois grise, tendre à indurée, silteuse

Sable: transparent à translucide parfois rouge , fin à très fin , subarrondi.

Grès: gris beige à gris blanc, fin, moyennement consolidé à friable,

Argile: gris à gris verdâtre, silteuse , tendre à indurée

Grès: blanc à gris blanc, fin à très fin, friable , moyennement dur

Dolomie calcaire: gris claire à blanc beige micocristalline , moyennement dur

➤ **Aptien : (1451 - 1476m)**

Calcaire dolomitique: blanc à gris blanc, rarement gris, microcristallin, moyennement dur

Argile : brun rouge, parfois gris à gris sombre, indurée

➤ **Albien : (938 - 1451m)**

Argile: brun rouge gris verdâtre, tendre à induré, silteus

Calcaire dolomitique: gris blanc, moyennement dure

Anhydrite: blanche parfois blanc beige, pulvérulente, localement microcristaline dure

Sable: blanc, translucide, fin à moyen, grossier.

Argile: gris foncée à gris verdâtre, silteuse parfois sableuse, indurée, avec traces de calcaire blanc beige

Sable: transparent à translucide, fin à très fin, bien classé, sub-arrondi

Grès: gris à blanc, fin à très fin, bien classé, friable

Grès: blanc à gris blanc, parfois brun rouge fin, friable, à ciment argileux

➤ **Cénomaniens : (822 – 938m)**

Anhydrite: blanche parfois blanc beige,

pulvérulente, tendre, localement microcristalline, dure avec passées d'Argile, grise à gris noir, verdâtre, parfois brun rouge, tendre indurée, carbonatée et Calcaire dolomitique, gris clair, gris blanc moyennement dur.

Sel, translucide, rosâtre, massif.

Argile: grise à gris verdâtre, parfois gris sombre, brun rouge à la base, tendre à indurée, légèrement carbonatée, silteuse.

➤ **Turonien : (735 - 822m)**

Calcaire dolomitique: blanc à blanc beige, crayeux, moyennement dure.

Calcaire: blanc à gris blanc, beige, crayeux, tendre avec passées d'Argile grise à gris verdâtre, tendre, carbonatée et Sel rosâtre translucide, massif.

➤ **Sénonien Salifère : (517 - 735m)**

Sel: translucide, rosâtre, massif, avec fine passée d'argile brun rouge localement grise à grise foncée, tendre à indurée légèrement dolomitique et anhydrite blanche, beige, pulvérulente, parfois microcristaline dure

Argile: grise à grise verdâtre, brun rouge, pâteuse endroit à indurée

Anhydrite blanche à beige, pulvérulente, massive

Anhydrite blanche à beige, pulvérulente, dure avec fine passée de sel rosâtre, translucide

➤ **Sénonien Anhydritique : (272 – 517m)**

Anhydrite: blanche à blanc beige, translucide pulvérulente, moyennement dure, avec intercalation de dolomie calcaire, grise à gris blanc, grise beige, tendre à moyennement dure

Passées de marne, grise claire, pâteuse

Dolomie, grise à gris blanc et grise beige, tendre à moyennement dure

➤ **Sénonien carbonaté : (60- 272m)**

Calcaire dolomitique: blanc à beige microcristallin, moyennement dur à dur.

Calcaire dolomitique: blanc à blanc beige, crayeux, moyennement dur, avec passées de Grès, beige à rosâtre, fin à moyen, arrondi à sub-arrondi et à ciment fortement carbonaté, avec passée de marne grise à grise claire, pateuse

Dolomie calcaire: grise à grise blanc, grise beige, tendre à moyennement dure avec fine passée de gypse , translucide

Argile: grise à grise noire , tendre à indurée, légèrement carbonaée.

5.3. Le cénozoïque :

➤ **Le Mio-Pliocène : (0 -60 m)**

Intercalation de calcaire: blanc à blanc beige, jaunâtre, crayeux, moyennement dure à dure e de sable blanc, translucide, fin à moyen, arrondi à sub_ arrondi et à ciment fortement carbonaté. (*Masterlog PKHE-8*)

Tableau 2 : les TOPS des formation de puit BKHE-8

	Age	Formation/Horizon Name	TOP Géologique		
			TOP	BOTTOM	THICKNESS
Cén	Néo-gène	Mio-Pliocène	60	272	212
Mésozoïque	Crétacé	Sénonien carbonaté	272	575	303
		Sénonien Anhydritique	575	735	160
		Sénonien Salifère	735	822	87
		Turonien	822	938	116
		Cénomanién	938	1451	513
		Albien	1451	1476	25
		Aptien	1476	1852	385
		Barrémien	1852	2027	175
	Néocomien	2027	2252	225	
	Jurassique	Malm	2252	2398	146
		Dogger Argileux	2398	2502	104
		Dogger lagunaire	2502	2781	297
		Lias Anhydritique	2781	2830	49
		Lias Salifère	2830	2857	27
		Lias Salifère (H.B)	2857	3088	231
		Lias S1+ S2	3088	3309	221
		Lias salifère S3	3309	3365	56
		Lias argileux Supérieur	3365	3397	32
			Trias S4	3397	3413
	Trias Argileux inférieur	3413	3432	19	

	Trias	Trias T2_T1	3432	3459	27
		Roches éruptives	3459	3500	41
		Trias (Série Inférieure)	3500	3555	55
Paléo	Ordovicien	Silurien Argileux	3555	3357	03
		TOTAL DEPTH	3357m		

6. 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 .

Exemple:01

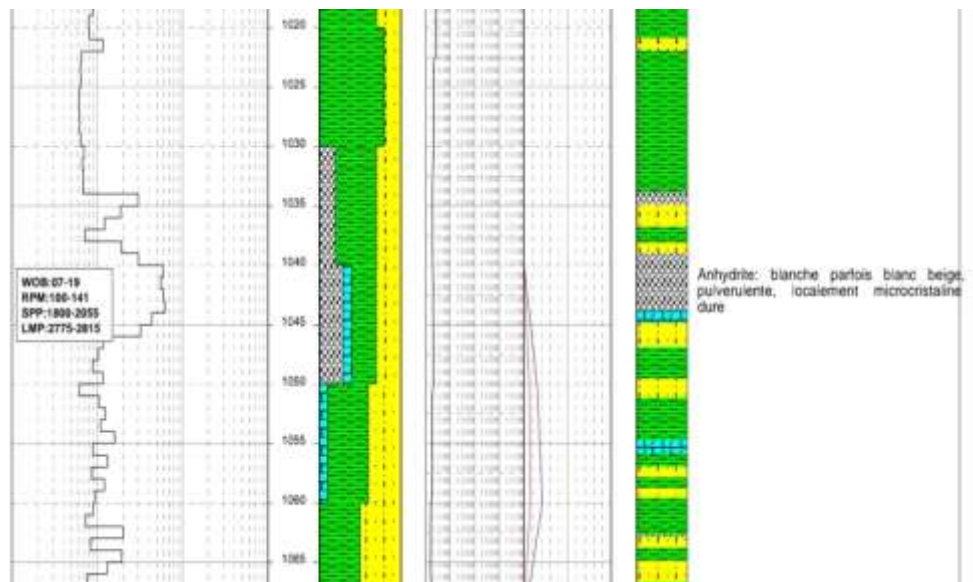


Fig3.47. Master log de puit BKHE_8 (Masterlog PKHE-8)

On remarque que la vitesse de pénétration de l'outil était élevée avant le profodeur 1034m, par ce que La formation était argile tendre et induré , ensuite la vitesse a diminué de profondeur 1034m jusqu'à le profondeur 1047m par ce que l'outil est traverse de l'anhydrite dure.

Exemple: 02

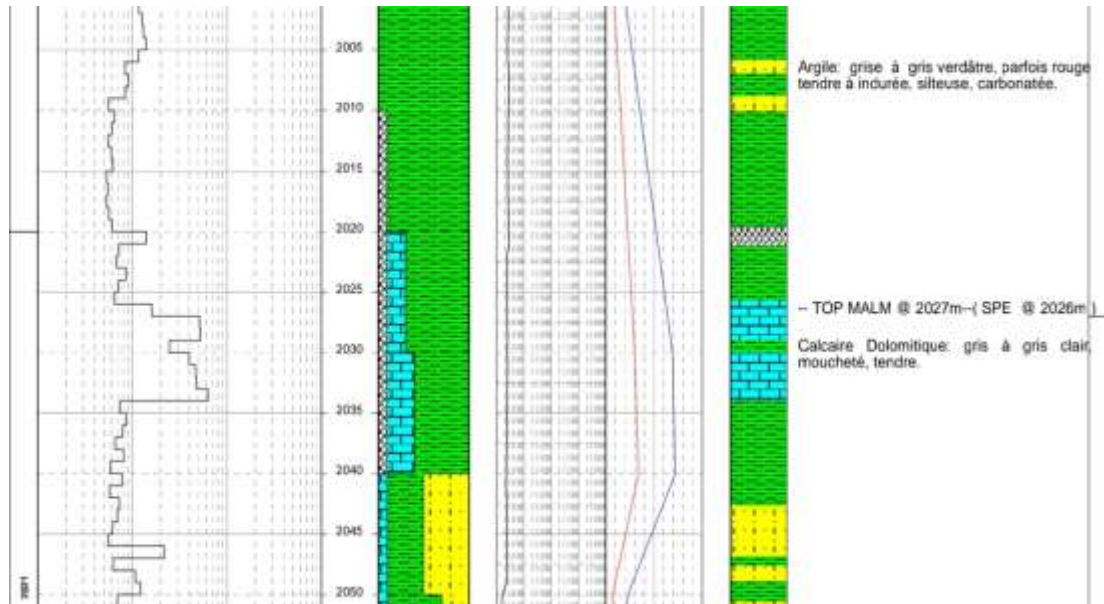


Fig3.48 : Masterlog de puit BNKH_8 (Masterlog PKHE-8)

La vitesse d'avancement a diminué à le calcaire dolomitique , ensuite élevée à l'argile et le grés

7. DONNEES DE GAZ

7.1.EQUIPEMENTS DE DETECTION

Les indices de gaz furent détectés et analysés par un Equipment 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 :

7.1.1. Détecteur de gaz

A. 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.

B. 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.

C. 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).

D. 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.

E. Calibration du FID chromatographe (TYPE-B)

Calibration Certifiée par un mélange d'hydrocarbures et d'azote à différentes concentrations (tab.12)

7.2. ANALYSE DU GAZ:

Le puits **BKHE-8** suivi par SONATRACH a utilisé le système de détection de gaz suivant :

7.2.1.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.

7.2.2. 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.

Gas QC = T Gas / [C1 + (2xC2) + (3xC3) + (4xC4) + (5xC5)].

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).

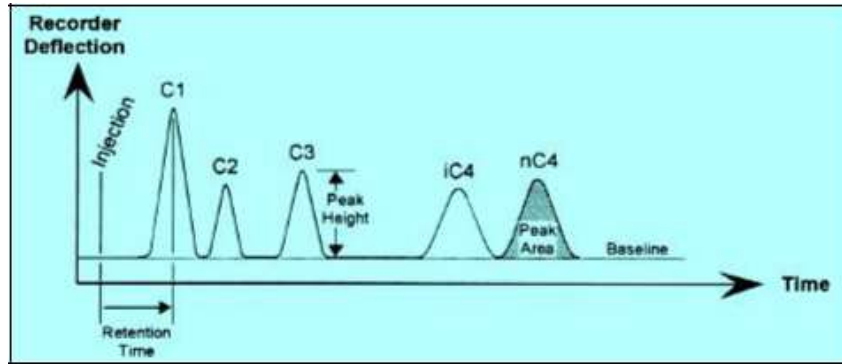


Fig3.49: Principe de la chromatographie

E. Analyse des données du gaz

- **Wetness (Wh)** : elle augmente avec la densité du fluide.

$$Wh = 100 * (C2 + C3 + C4 + C5) / (C1 + C2 + C3 + C4 + C5)$$
- **Balance (Bh)** : utilisé avec le witness, ce rapport permet une comparaison directe entre les hydrocarbure lourds et légers.

$$Bh = (C1 + C2) / (C3 + C4 + C5)$$
- **Character (Ch)** : Compare la proportion des hydrocarbures pour déterminer quel type de fluide est associé au données de gaz c'est à dire résoudre le problème de l'ambiguïté de la phase des alcanes.

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

Exemple : Interprétation des résultats des gaz ratios:

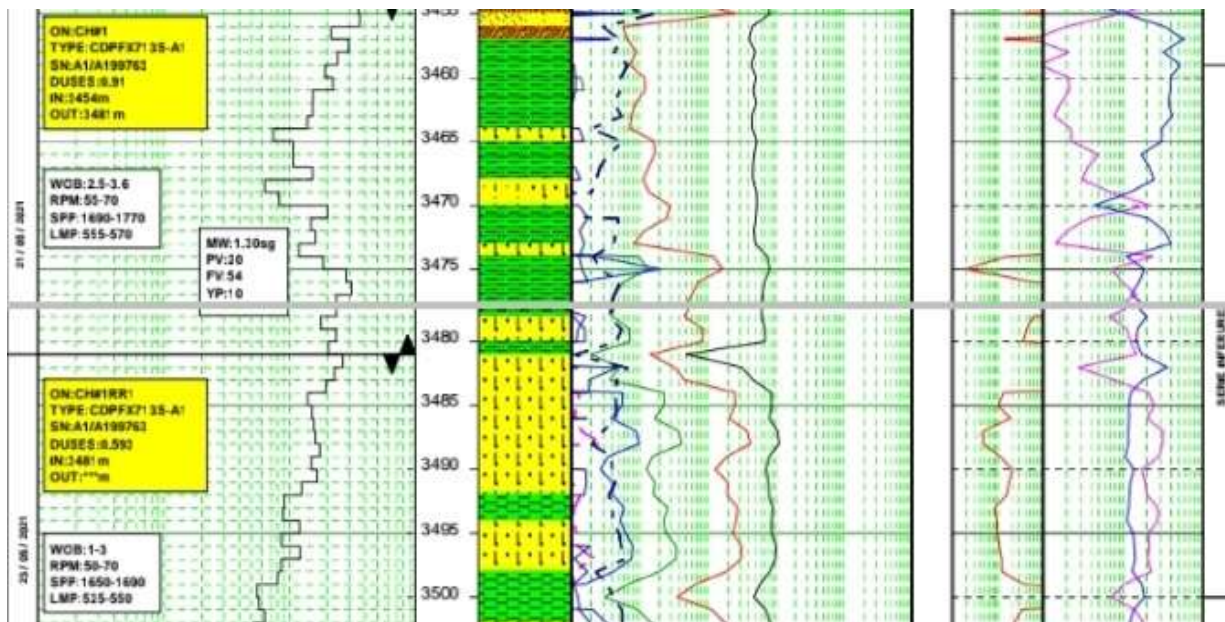


Fig3.50: Graphe représentatif des gaz ratio en échelle logarithmique du 3459 à 3498 (gaslog PKHE-8)

— CH — BH — WH

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

De 3459 à 3464m:

Le valeur de WH est supérieur 40 et WH est plus supérieur de BH et de autre partie le valeur de CH est supérieur de 10 , donc selon ces données cette zone faible productif de huile , c'est-à-dire non productif.

De 3464 à 3469m:

Le valeur de WH est supérieur 17.5 et inférieure 40 et BH inférieur de WH et toujours CH supérieur à 10 , selon ces données on peu dire que cette zone contient de gaz humide ,condansat

Remarque: $BH < WH$ indique phase liquide , mais WH toujours indique phase gaz.

De 3469 à 3471m:

Cette zone entre deux contact

Le valeur de WH est supérieur 0.5 et inférieur 17.5 ($0.5 < WH < 17.5$) et $WH < BH < 100$, donc selon ces données on peu dire que cette zone productif de gaz.

De 3471 à 3474m:

Le valeur de WH supérieur 40 et BH est plus inférieure de WH ($BH \ll WH$) , donc cette zone non productif.

De 3474 à 3483m:

Le valeur WH est inférieur 40 et WH est supérieur BH ($BH < WH < 40$) et comme parfois $17.5 < WH < 40$, donc selon ces données on peu dire il est possible une zone à huile avec des pouches à gaz.

De 3483 à 3498m:

Le valeur de WH est inférieur 17.5 et WH est inférieur de BH et $CH > 0.5$,donc cette zone productif à gaz avec GOR peu important.

8. PROGRAMME DE DIAGRAPHIES**➤ 9-1- Phase 26”:**

* Néant.

➤ 9-2- Phase 16”:

Avant la pose du Csg 13”3/8:

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

Après la pose du Csg 13”3/8:

* Un log de cimentation approprié du 13”3/8.

➤ 9-3- Phase 12”1/4 :

Avant la pose du Csg 9"5/8:

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

Après la pose du Csg 9"5/8:

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

➤ **9-4- Phase 8"1/2 :****Avant la pose du Csg 7".**

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

Après la pose du Csg 7".

*Un log de cimentation approprié du 7"

➤ **9-5- 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.

9- 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 :

1^{er} RUN (phase 12 1/4") : De 2543m à 342m prendre un pas de *15m De 342m à la surface prendre un pas de 100m.

2^{ème} RUN (phase 6") : Du TD 3557m jusqu'à la côte 2543m, prendre un pas de 15m.

*L'acquisition doit se faire par rapport à un DP=150m et une vitesse de comblement de 3500m/s.

10. PROGRAMME DE TESTS

- ✓ Mesure de pression de fond pour l'objectif principal Série Inferieure
- ✓ Prendre le maximum de points au niveau de chaque réservoir (SI et T1) en fonction des caractéristiques pétro physiques.
- ✓ Effectuer un échantillonnage de fond si c'est nécessaire.

11. PRESSION DE GISEMENT :

La pression de gisement estimée du réservoir " Série Inférieure " au niveau du puits BKHE-8 est de l'ordre de 210 Kg/cm² (+/- 5Kg/cm²) à la côte de référence (-3300 mss), en se basant sur les données des puits les plus proches. Un choix adéquat des paramètres de la boue doit être pris en considération pour éviter l'endommagement du réservoir.

12. CONTACTS DES FLUIDES :

Le WOC n'a pas été rencontré sur les puits les plus proches OKS33 et OKS36. Le contact régional initial Huile/Eau est situé @-3324 m.

13. SURVEILLANCE GEOLOGIQUE**13-1- 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 débouqué sera également prélevé tous les 10m pour les analyses palynologiques.

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

13-2- PROGRAMME DE CAROTTAGE :

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

14 - 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.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale:

Le champ de Haoud Berkaoui constituer un grand champ des hydrocarbures dans le sud de l'Algérie, fait partie du bassin de l'Oued Mya , il est divisée en trois champs (Haoud Berkaoui,Benkahla,Guellala) dans l'objectif de développement du champ, un puits (BKHE-8) implanté afin de augmenter les production des hydrocarbures .

Dans ce contexte on a réalisé ce mémoire pour mettre en évidence le rôle du cabinet géologique et le rôle de géologue dans le suivi de forage de puits, ce suivi à pour but de veiller sur les méthodes géologiques correctes, pour un puits pétrolier adéquat qui répondre aux exigences des pétroliers producteurs.

- Le puits BKHE-8 fait partie du champs de Benkahla partie du champs de Haoud Berkaoui qui se trouve dans le bassin de l'Oued Mya.
- Une présentation géologique régionale et locale du champs de Haoued Berkaoui à été fait pour connaitre le contexte géologique globale
- Puis une description du système pétrolier da la région de Berkaoui où le l'objectif principale est le Trias la série inférieure et la série supérieure
- Le cabinet géologique est accompagne l'appareil de forage pour enregistrement les paramètre de forage qui se fait par des capteurs de mesure des différents paramètres installer dans le train de tige, on essayé de présente un résumé sur l'appariel de forage comment fonctionne.
- Dans la dernière partie on a présenter les composante de mudlogging, le cabine géologique et les différents composés qui le constitue, e les différents capteurs.
- Enfin quelques résultats obenus dans le forage BKHE-8

Abréviations

BKHE-8 :Puit de Benkahla
BOP : blow out presser.
CaCl₂ : chlorure de calcium
Co₂ : dioxyde de carbone
Csg: casing (tubag).
D: densité
DAU : Data Acquisition Unit
DC: drill collar
DP: divisions de production
DPU : Depth Processor Unit
EXPLO: exploration
FID: flame ionization detector
FWR: final well report
H₂S: sulfur of hydrogen
MCI: mud in conductivity
MCO: mud out conductivity
Mm: millimètre
mSiemens/cm: millisemness par centimeter
MTI: mud in temperature
MTO: mud in temperature
MWI: mud Wight in
MWO: mud Wight out.
P: pression
Pa: pression annuler
Ppm: partie par million
Psi: unité de pression
Pt: pression tige
Kg: kilogram
ROP: rate of penetration
SPM: stand per minute
SPP: stand pip presser
T°: temperature
TD: total depth
TGD : total gaz détecté
UML : unité mud logging
UV : ultra violète
WHP: well head presser
WOB: Wight en bit

BIBLIOGRAPHIE

- AOUIMER,2005
- Abdous et al, 2007
- Application de la surveillance géolo-gique sur chantier ; Moulati Kheiri , Saadou
- Assami Yasser . rapport 2 forages unité mudlogging. Janvier 2014.
- BEICIP, 1992
- Benamrane, 1987 ; BEICIP, 1992 et Boudjemaa, 1987 ;
- Bendouma Salah ; SURFACE LOGGINIG . ENSP MUD LOGGING 2012.
- Direction régional de HBK, 2007
- ENSP DML ;2015
- Géologie de chantier ; ENSP DML ;2014
- MUD LOGGING METIER DE Géoscience ; Rahmouni Hichem ; Fentiz Issam, 2011.
- Rapport Interne SH\DP\HBK, 2008
- Rapport de direction régional HBK, 2007
- Redouane, 2014.
- SONTRACH (Livre de Forage) ; Edité a La DML, Avril 2012.
- SONTRACH EXPLO - Rapport d'implantation-PKHE-8