



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique.



Université Kasdi Merbah – Ouargla.
Faculté des Hydrocarbures et des Énergies Renouvelables et des sciences de la
Terre et d'Univers.
Département de Forage et Mécanique des Chantiers Pétroliers.

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme Master en Forage.

Option : Forage

Présenté par

Mr: Mounir ROUABI

Mr: Charafeddine HOUCHI

Mr: Rafik AYECHÉ

Thème

**ETUDE ET INTERPRETATION DES ECHANTILLONS
DE GAZ EN COURS DE FORAGE PETROLIER**

Encadré par :

Mr : Abdeldjebar TOUAHRI

Année universitaire : 2016/2017

Remerciements

Tous nos vif et chaleureux remerciements vont à notre encadreur Mr.Touahri Abd El Djebbar pour ses conseils prodigieux, sa sérénité et sa disponibilité durant la réalisation de ce travail.

Tous nos remerciements vont aussi à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin tout au long de la réalisation de ce mémoire.

R.Mounir , H.Charaf Eddine et A.Rafik.

Dédicace

On dédie ce modeste travail :

A nos chers parents pour leur sacrifices et soutien

A nos frères, nos sœurs pour leurs encouragements.

*Qu'ils trouvent ici l'expression de nos profondes
gratitudes pour tout ce qu'ils font pour nous « que*

Dieu vous garde et vous bénisse ».

*A tous nos amis et particulièrement ; nos collègues de
la promotion pour leurs fraternités et esprit de groupe.*

H.charaf eddine ,Rouabi mounir et Ayeche rafik,

Listes des tableaux

Titre	Page
Chapitre I : Généralité sur la région d'étude	
Tableau.1 : UTM.	06
Tableau.2 : Les coordonnées géographiques.	06
Tableau.3 : Informations générales sur le puits.	07
Tableau.4 : Etat du puits.	08
Chapitre II : Généralité sur les hydrocarbures et le forage	
Tableau.5 : Tableau de classification API.	22
Chapitre III : Mudlogging et son système de détection de gaz	
Tableau.6 : Evaluation du potentiel pétrolier des réservoirs.	39
Chapitre IV : Résultat et discussion	
Tableau.7 : rapport caractéristique des gaz.	48
Tableau.8 : données de gaz du dévonien et du sélurien du puits ALNW-4 en fonction de la profondeurs (m).	48
Tableau.9 : rapports caractéristiques de l'intervalle 2501-2751m.	49
Tableau.10 : rapports caractéristiques de l'intervalle 2751-2818m.	50
Tableau.11 : rapports caractéristiques de l'intervalle 2818-2830m.	51
Tableau.12 : rapports caractéristiques de l'intervalle 2875-3267m.	52

Listes des figures :

Titre	Page
Chapitre I : Généralité sur la région d'étude	
Figure.1 : Situation géographique du bassin d'Illizi à l'échelle régional.	01
Figure.2 : cadre géologique du bassin d'Illizi.	02
Figure.3 : log stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'Illizi.	03
Figure.4 : Schéma structurale du périmètre de recherche de Tinrhert.	05
Figure.5 : La carte géologique du bassin d'Illizi.	06
Figure.6 : profil de puits.	09
Chapitre II : Généralité sur les hydrocarbures et le forage	
Figure.7 : Les hydrocarbures des organismes jusqu'au pétrole.	15
Figure.8 : Types d'hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement.	17
Figure.9 : migration primaire et secondaire.	18
Figure.10 : Cimentation du tubage.	24
Figure.11 : circuit de boue.	25
Figure.12 : tamis vibrant.	26
Figure.13 : hydraucyclone	26
Figure.14 : mud cleaner.	27
Figure.15 : centrifugeuse.	27
Chapitre III : Mudlogging et son système de détection de gaz	
Figure. 16 : piège à gaz ou dégazeur.	31
Figure. 17 : Principe d'un détecteur à ionisation.	33
Figure. 18 : Principe d'un détecteur à conductivité thermique et à combustion catalytique.	34
Figure. 19 : Le chromatographe.	35
Figure. 20 : colonne de séparation de gaz.	36
Figure. 21 : passage des particules plus légères en premier.	36
Figure. 22 : principe de fonctionnement (chromatogramme et chromatographe).	37
Figure. 23 : Générateur de H ₂ .	37
Figure. 24 : Schéma représentatif de l'effet du ROP sur le volume de gaz.	41
Figure. 25 : Position de piège à gaz à gauche (optimale), à droite (position submergée).	43

Chapitre IV : Résultat et discussion	
Figure. 26 : Wetness Ratio (Wh).	44
Figure. 27 : Balance Ratio (Bh).	45
Figure. 28 : Character Ratio (Ch).	46
Figure. 29 : Evaluation de nature gaz huile eau.	46
Figure. 30 : Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz.	47
Figure. 31 : graphe représentatif de la zone choisie.	47
Figure. 32 : graphe représentatif de l'intervalle 2501-2751m.	50
Figure. 33 : graphe représentatif de l'intervalle 2751-2818m.	50
Figure. 34 : graphe représentatif de l'intervalle 2818-2830m.	51
Figure. 35 : graphe représentatif de l'intervalle 2875-3267m.	52
Figure. 36 : Zone de contacts huile-gaz et huile-eau.	53
Figure. 37 : exemple du master log (puits ALNW-4).	54
Figure. 38 : master log représentatif de l'intervalle 2450-2490m (réservoir F2).	55
Figure. 39 : master log partiel de l'intervalle 2500-2520m.	55

Liste des abréviations

NW-SE : nord West-sud est.

BRF : Bottom Gas.

PDC : polycristallin diamant compact.

QGM : Quantity Gas Mesured.

FID: flame ionization detector.

TG: Total Gaz.

BG: Background Gas.

GOC: gas oil contact.

OWC: oil water contact.

ROP: Rate of Penetration.

UML: Mud-Logging unit.

CVD : Constant Volume Degasser.

EMA: Equivalent Methane in Air.

CCT: heat conductivity detector

CCD: catalytic combustion detector.

Wh: Wetness ratio.

Bh: Balance ratio.

Ch: Character ratio.

CGH: Contact Gas-oil.

CEH: Contact water-oil.

TD: Total Depth.

API: American Petroleum Institutes.

WOB: weight on bit.

LAG TIME: needed time for cutting to reach the surface from the bottom.

RPM: revolution per minute.

WOH: weight on hook.

SPM : stroke per minute.

Sommaire

Remerciement	i
Dédicace.....	ii
Liste des figures.....	iii
Liste des tableaux.....	v
Liste des abréviations.....	vi

Introduction générale.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LA REGION D'ETUDE

I.1- Description du bassin d'Illizi.....	01
I.2- Situation géographique du bassin d'Illizi.....	01
I.3- Cadre géologique du bassin d'Illizi.....	02
I.4- Localisation du puits Alrar Nord –West -4 Side track1 :	04
I.4.1- Cadre géologique global et local.....	04
I.4.2- UTM.....	06
I.4.3- Les coordonnées géographiques de ALNW-4	06
I.5- But de sondage.....	07
I.6- Informations générales sur le puits	07
I.6.1- Etat du puits.....	08
I.7- Description des formations.....	08

CHAPITRE II : GENERALITES SUR LES HYDROCARBURES ET LE FORAGE

Introduction.....	14
II.1- Hydrocarbures.....	14
II.1.1- Définition.....	14
II.1.2- Origine et formation des roches sédimentaires.....	15
II.1.3- Formation des hydrocarbures.....	16
II.1.4- Migration des hydrocarbures	17
II.1.5- Formation des gisements d'hydrocarbures.....	18
II.1.6 - Classification des hydrocarbures	19
II.2 – Le Forage.....	22
II.2.1- Définition de Forage.....	22
II.2.2- Principe de forage.....	22
II.2.3- Description et fonctionnement d'un appareil de forage.....	23
II.2.4- Les opérations de tubage et de cimentation.....	24

II.2.5- Circuit de la boue.....	25
II.2.6- Equipements d'épuration mécanique.....	26
<u>CHAPITRE III : MUD-LOGGING ET LE SYSTEME DE DETECTION DE GAZ</u>	
III.1- Généralité sur la cabine mud-logging.....	28
III.2- Détection des gaz en forage.....	29
III.2.1- Type de gaz enregistrés et détectés dans la boue en cours de forage.....	29
III.2.2- Les gaz extraits de la boue.....	30
III.3- Système de détection de gaz.....	30
III.4- Interprétation.....	38
A- Nature du fluide.....	38
B- Evaluation quantitative.....	40
III.5- Les facteurs affectant l'interprétation.....	40
<u>CHAPITRE IV: RESULTATS ET DISCUSSION</u>	
IV.1- Interprétation des données de gaz.....	44
IV.1.1- Déterminer le type d'hydrocarbures : huiles, Gaz, Condensât.....	44
IV.1.2- Détermination des contacts eau –huile et huile-gaz.....	47
IV.2- Cas du puits ALNW-4.....	47
A- Analyse de graphe.....	49
B- Discussion des résultats.....	55
Conclusion	57
Bibliographie.	

Introduction

Le développement des énergies fossiles telles que les hydrocarbures, liquide ou gazeux, dépend en premier lieu de ses méthodes d'extraction.

Le Forage d'un puits pétrolier nécessite le concours de plusieurs compétences et un suivi rigoureux et quotidien des opérations et cela peut aboutir à l'optimisation de celles-ci, mais malgré toutes les précautions prises, il existe des problèmes imprévus tels que : les venues de gaz dues à des pertes de circulation ou bien à une faible densité de boue ou dues au passage par des zones à gaz à pression fortes.

L'optimisation des paramètres de forage est donc nécessaire afin d'éviter tout genre de problèmes, et pour cela une cabine mud-logging est mise en place et équipée d'un système de détection de gaz qui facilite le suivi de l'opération dans des bonnes conditions techniques et de sécurité ainsi qu'une analyse du réservoir pour définir son potentiel et son importance.

Notre travail va commencer par une description du champ d'étude suivi d'une partie générale sur les hydrocarbures et le forage puis, le système de détection et ses composants et une interprétation des données obtenues et en fin, une application de la méthode des ratios en calculant les rapport de wetness, balance et character en essayant de déterminer les zones de contact et les types de fluides rencontrés avec des commentaires et une conclusion.

I.1. Description du bassin d'Ilizi

Le bassin d'Ilizi d'une superficie de 108 424 km², est le siège d'un effort d'exploration assez important qui a débuté en 1956 avec la découverte d'Edjeleh . Depuis, pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23 %.

On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz (qui ont donné lieu à des gisements) telles que celles de Tin Fouyé, Zarzaïtine, Edjeleh, Alrar, Ohanet et Stah.[10]

I.2. Situation géographique du bassin d'Ilizi

Le bassin d'Ilizi est situé dans la partie Sud orientale du Sahara Algérien. Il représente l'une des plus grandes provinces pétro -gazéfères de l'Algérie, se situe entre les longitudes 6°E et 10°E, et les latitudes 29° 45'00'' N et 26° 30'00''N.

Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'Est dont la plus grande partie se trouve en Algérie, couvrant ainsi une superficie de 100.000 Km² jusqu'au massif du Hoggar qui le borde au sud. (Fig.01)[10]

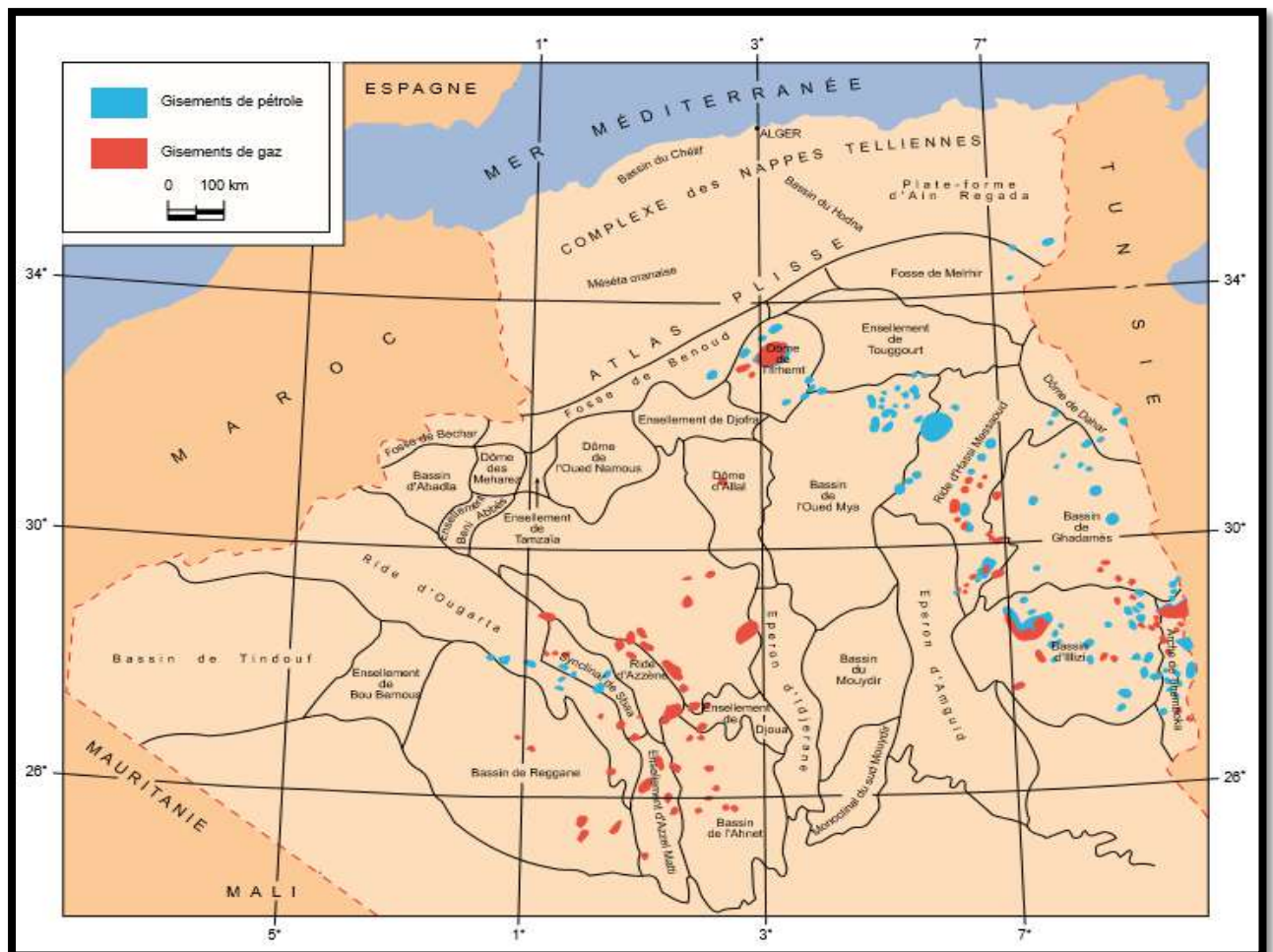


FIG I.01 : Situation géographique du bassin d'Ilizi à l'échelle régional. [1]

I.3. Cadre géologique du bassin d'Ilizi

Le bassin d'Ilizi fait partie de la synéclyse Est Algérienne. Il est limité par les môles d'Ahara au Nord qui le sépare du bassin de Berkine, Tihemboka à l'Est, Amguid El Biod à l'Ouest et le massif cristallo-métamorphique du Hoggar au Sud (Fig.02).[10]

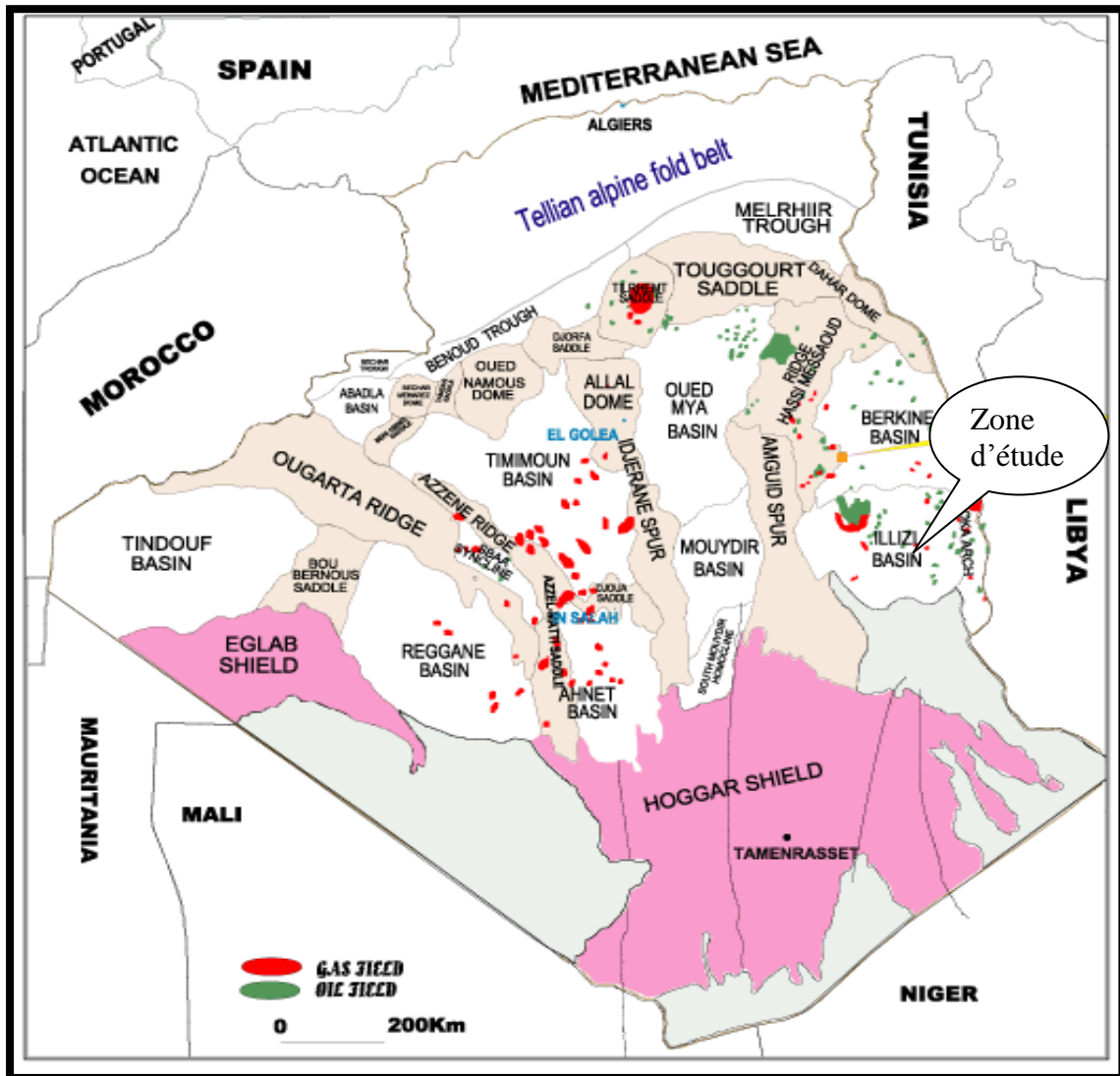
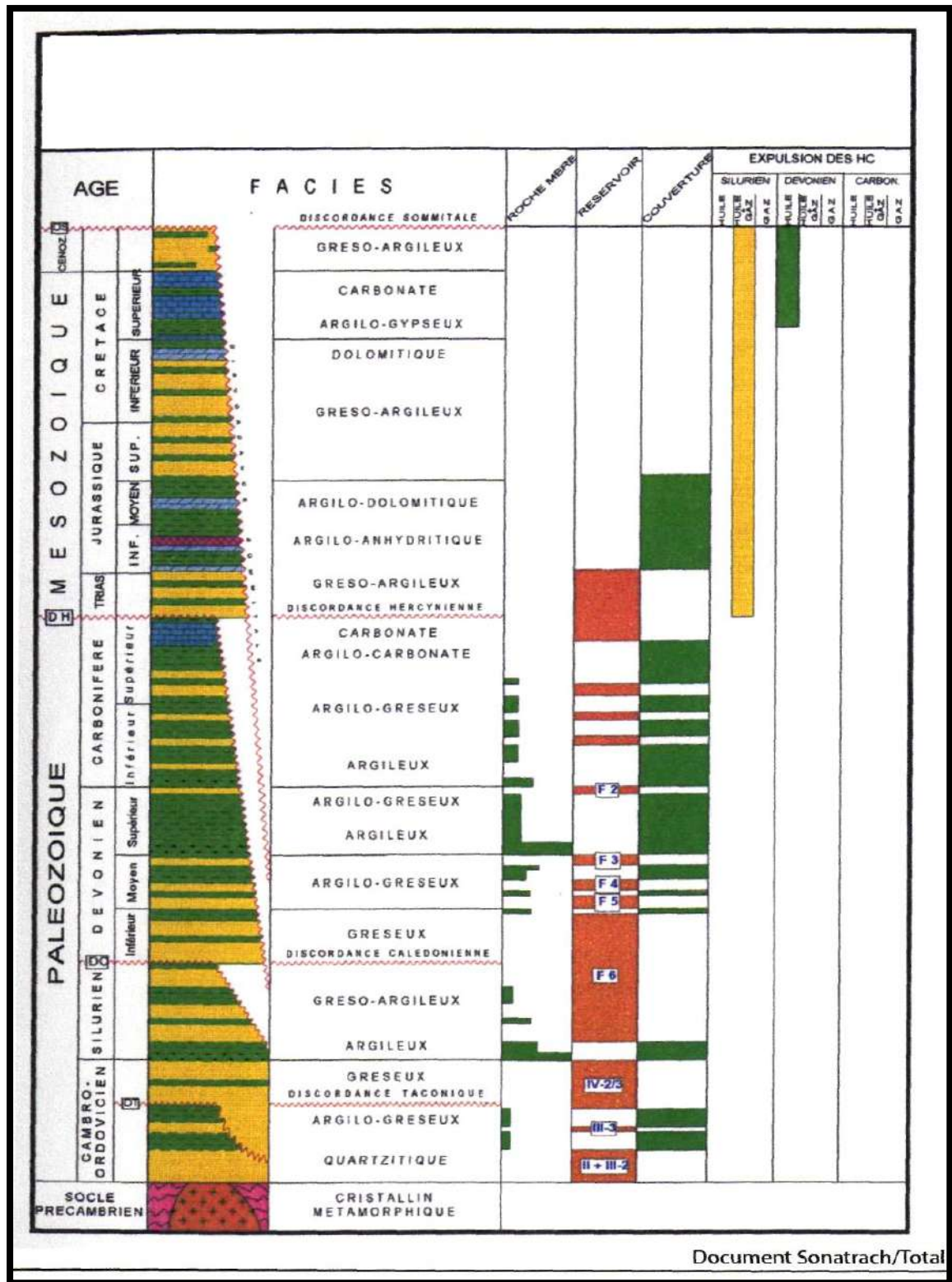


FIG I.02 : cadre géologique du bassin d'Ilizi. [10]



Document Sonatrach/Total

FIG I. 03 : log stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'illizi. [10]

I.4. Localisation du puits Alrar Nord –West–4 Side track 1

I.4.1. Cadre géologique global et local

Le périmètre de Tinrhert se situe dans la partie Nord-Est du bassin d'Illizi. Il fait partie de la Hamada de Tinrhert, qui est un vaste plateau constitué par les affleurements du Mésozoïque. Cette zone est limitée au Nord par le périmètre de Gara Tesselit, à l'Est par la frontière Algero-Lybiennet et au Sud par les périmètres de Bourarhet et In Amenas. Cette région a subi l'influence de toutes les phases tectoniques qui ont affecté le bassin d'Illizi, et particulièrement la phase hercynienne qui est à l'origine de la genèse de nombreux faisceaux d'anticlinaux (In Adaoui-Ohanet ; Acheb - Kreb ; Askarene-Timedratine ; Guelta-Tamadanet ; etc.) orientés NW-SE.

Ces phases, n'ont pas été sans conséquence sur le dépôt des formations paléozoïques, notamment sur le non dépôt du cambrien sur le Môle d'Ahara et celui de la Tihemboka, Le non dépôt du Dévonien F3 à l'ouest et au sud du périmètre Tinrhert.

Par ailleurs, des variations lithologiques sont observées dans les formations dévoniennes au niveau du périmètre en relation avec les paléoreliefs créés par les mouvements tectoniques hercyniens (précoce et tardive).

Les mouvements anté-Ilanvirn (Arénigien) sont à l'origine de la répartition des unités ordoviciennes III-1 ; III-2 et III-3. Par conséquent, l'unité III repose parfois en discordance sur l'unité II, sur le socle et quelquefois sur l'unité III-1.[2]

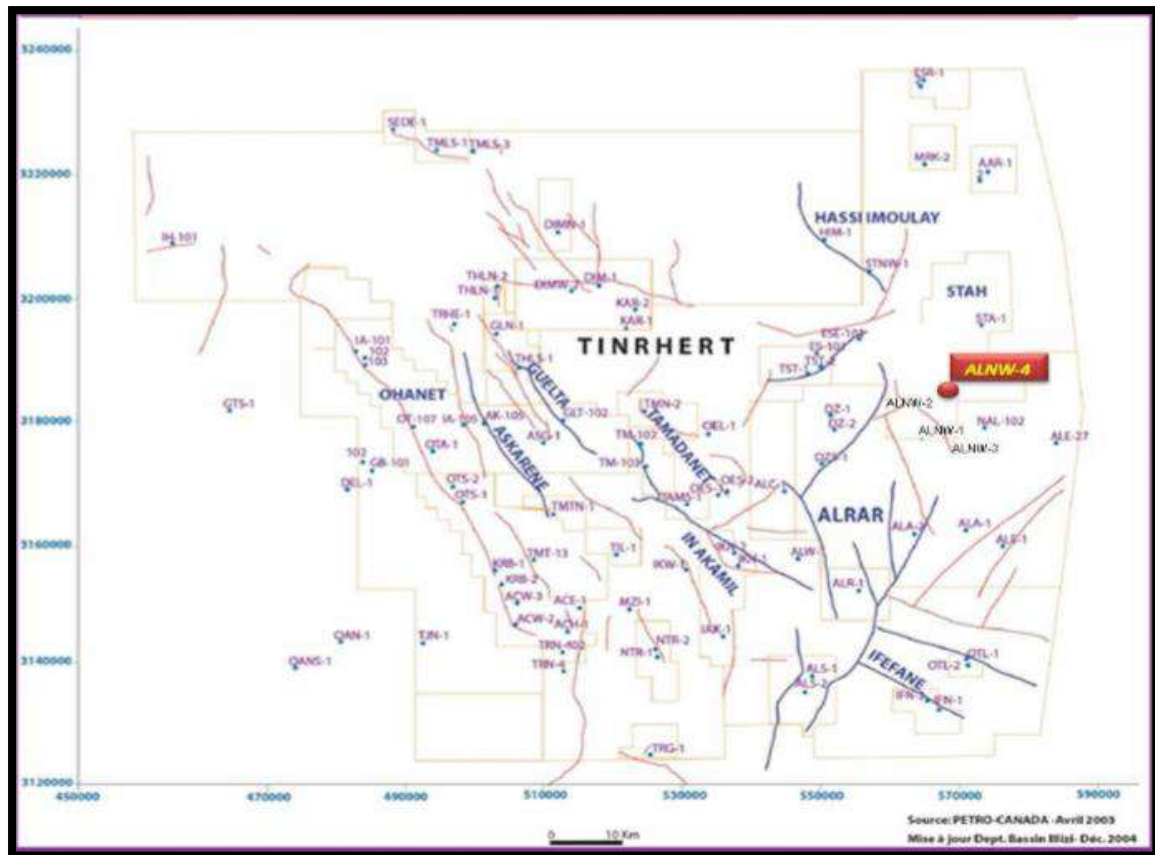


FIG I.04 : Schéma structurale du périmètre de recherche de Tinrhert. [2]

Le sondage Alrar Nord –West–4 Side track 1 est situé dans la région d’Alrar Nord, au Nord Est du périmètre de recherche Tinrhert dans le bloc 239, dans le bassin d’Illizi.

Il est situé à environs :

- 2.5 Km au Nord Est du puits ALNW-1.
- 3.15 Km au Nord Est du puits ALNW-2.
- 4.30 Km au Nord du puits ALNW-3.

La zone d’étude est marquée comme dans le reste du bassin d’Illizi, par la présence de structures appuyées le plus souvent à des failles de rejet plus au moins important de direction nord-ouest – sud est.[2]

Ces structures qui sont d’âge généralement hercynien correspondent aux différents gisements tels qu’In Adaoui, Ohanet, Krebb, Askarene et Acheb. Plus au Nord, nous avons une autre zone caractérisée par l’individualisation du môle d’Ahara ayant une direction Est- Ouest qui sépare le bassin d’Illizi de celui de Berkine. L’aspect structural actuel du môle d’Ahara donne l’impression que ce dernier s’est comporté en zone stable, alors qu’en réalité il a subi l’influence de toutes les phases tectoniques qui ont affecté le

bassin d'Ilizi. Sa surrection, amorcée dès le début du Paléozoïque, a eu une influence directe sur la répartition des dépôts dans le temps et dans l'espace, c'est ainsi qu'on explique par exemple l'absence du Cambrien (unité II), des unités C du réservoir F6, du réservoir F4 et même la restriction de l'aire du dépôt du réservoir F3 qui a été conditionné par la surrection de ce môle.[2]

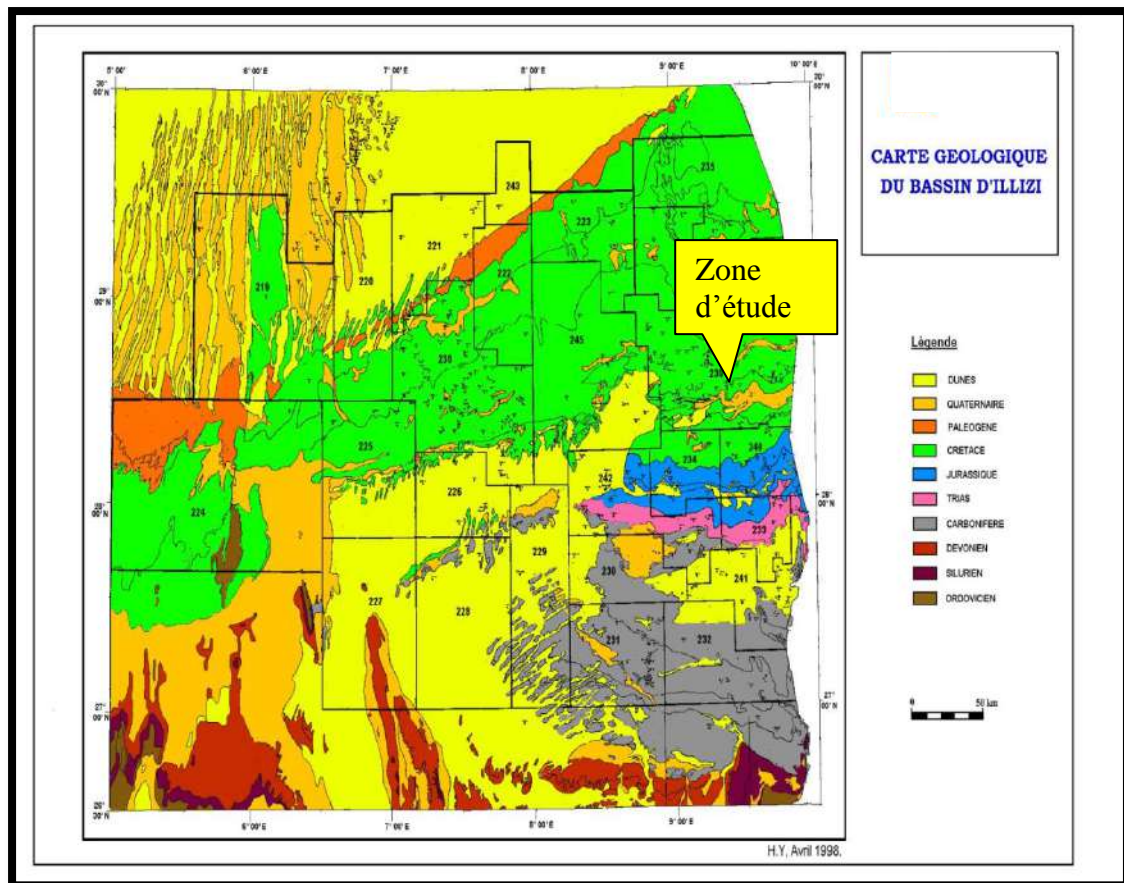


FIG I.05 : La carte géologique du bassin d'Ilizi. [10]

I.4.2. UTM

X	Y	Z.sol	Z. table
3 181 987.312 m	570 038.460m	692.597 m	701.647 m

Tableau I.01:UTM . [9]

I.4.3. Les coordonnées géographiques de ALNW-4

Latitude	Longitude
28° 43' 49.17572'' N	09° 44' 10.96793'' E

Tableau I. 02 : Les coordonnées géographiques. [9]

I.5. But de sondage

Au niveau du permis Tinrhert tous les réservoirs paléozoïques sont objectifs, en effet les différents réservoirs du Dévonien (F2, F3&F4) et du Siluro - Dévonien F6, constituent les principaux objectifs étant donné leur extension régionale et les résultats pétroliers enregistrés dans la région d'étude.

Très peu de sondages ont traversé les réservoirs du Cambro - Ordovicien, ils demeurent mal connus, l'exploration de tels réservoirs permettrait d'augmenter les réserves en hydrocarbures dans la région de Tinrhert.[9]

I.6. Informations générales sur le puits :

Pays	Algérie
Région	Tinrhert/Illizi
Permis	Ain Aminas
Bloc	239
Titulaire	SH/Exploration
Opérateur	GWDC
Nom du puits	Alrar Nord –West–4 Side track 1
Sondage	ALNW-4 ST1
Classification	Exploration
Objectifs	Quartzites de Hamra/ Cambrien Ri et Ra
Appareil de forage	Rig 157
Début de forage	04/06/2014
Fin de forage	30/09/2014
TD Foreur	3670m
TD Logging	3672.7m

Tableau I.03 : Informations générales sur le puits. [9]

I.6.1. Etat du puits :

Phases de forage (cotes sondeur)	De(m)	A(m)
26"	10	150
17 1/2"	150	926
12 1/4"	926	2430
8 1/2"	2631	3267
6"	3267	3336

Tableau I.04 : Etat du puits. [9]

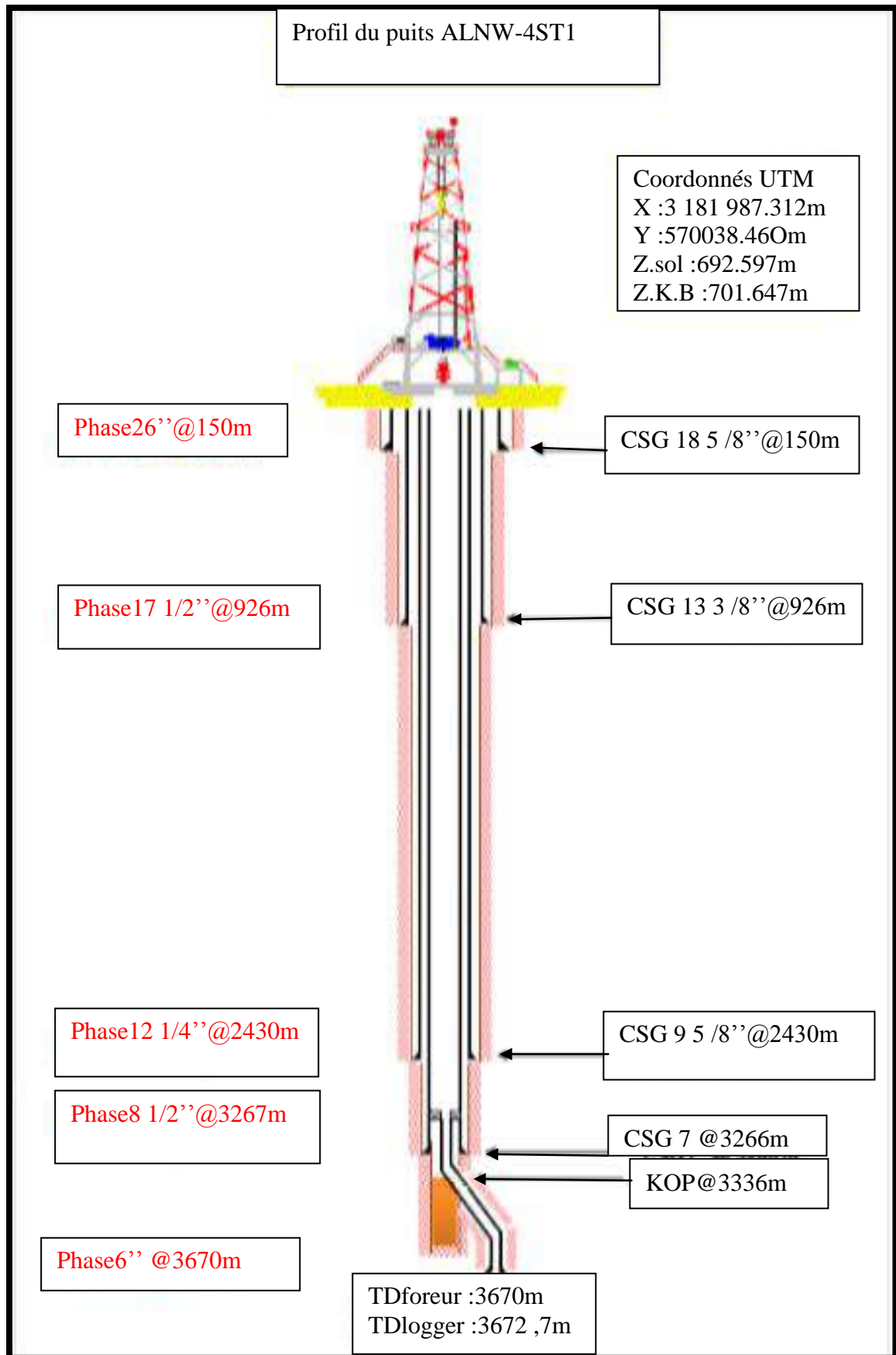


FIG I.06 : profil de puits. [9]

I.7. Description des Formations

A - Mésozoïque : Le Mésozoïque est discordant sur le Paléozoïque, il est formé par les séries suivantes : Sénonien, Turonien, Cénomaniens, In akamil, Taouratine, Zarzaïtine.

- Crétacé supérieur

- Sénonien - Turonien : De la surface (07m) à 107m.ép :100m.

Il est formé essentiellement d'intercalation de marne ; calcaire et de gypse(Sénonien), et de Dolomie blanc-beige, ocre, microcristalline, parfois vacuolaire, dure, avec fines passées de Gypse au sommet, rosâtre à blanc translucide, fibreux.

- Cénomaniens Argiles à gypses : de107m - 242m.ép:135 m.

Il est composé d'alternance d'Argile brun chocolat et gris-verdâtre, faiblement carbonatée, tendre à pâteuse et de Gypse blanc, translucide, fibreux intercalations et de Marne grise agris-clair.

- La série IN AKAMIL : de 242m à 292m.ép :50 m.

Elle est représenté par des argiles brune a brun-rouge et grise a gris verdâtre, légèrement carbonatée, silteuse, tendre à pâteuse. Présence de Dolomie beige, microcristalline, moyennement dure. Argile brune a brun-rouge, intercalée de Sable blanc, translucide, grossier a graveleux, bien arrondi Traces de Grès fin a très fin, siliceux, dur.

- Crétacé inférieur :

-Taouratine Sup –moy :de 292m à 337m.ép :45m.

Il est matérialise par des grès blancs à translucides, parfois roses, beiges, très fins à fins, parfois grossiers, à grains sub arrondi à sub anguleux, à ciment siliceux à silico argileux friable; et des argiles brun rouge, verdâtre, brun chocolat, plastiques, dolomitiques, tendresà indurées ; avec un passage de dolomie gris beige,microcristalline, dur.

-La série Taouratine inferieur : de 337m à 512m. ép. :175m.

Elle est formée d'alternance de grès blanc à gris clair, très fin à fin, parfois moyen, dur à friable, à grains arrondisàsubanguleuxdans un ciment siliceux àsilico argileux ; et d'Argile jaunâtre (voire orange), gris verdâtre, gris clair et brun rouge parfois plastique, dolomitique, indurée, et des intercalations de sable blanc à translucide.

-Trias - Jurassique : De 512m à 1045m.ép :533 m.

Il est connu sous le nom de la formation de Zarzaïtine dont la partie inférieure est indifférenciée du Trias.

- La série Zarzaïtine supérieur : de512 m à 857 m.ép :345 m.

Elle est composée de sable blanc, translucide, fin, localement grossier, à grains sub anguleux à arrondi, en alternance avec des argiles versicolore, gris vert, gris clair,

blanchâtre, brun chocolat, tendre, plastique ; renferment des traces de pyrite. A la base on note la présence des bancs de calcaire dolomitique gris blanc à gris beige, microcristallin dur, argileux ; qui passe à des dolomies gris beige, microcristalline dure, argileuse au plus bas de la série.

- ***La série Zarzaitine inférieure*** : de 857m à 1045 m.ép :188 m

Elle est constituée essentiellement par des sables blancs à brun rouge, argileux, moyen à grossier sub arrondi à sub anguleux, et des argiles brun rouge silteuse à sableuse, tendre à indurée, légèrement dolomitique fines passées de grès gris blanc à gris vert, très fin à fin, siliceux à silico argileux.

B – Paléozoïque : Le Paléozoïque présente une épaisseur de l'ordre de 2412 m et repose en discordance sur un socle cristallin métamorphique. Il est constitué essentiellement par des alternances de grès et d'argiles, avec des niveaux carbonatés dans les séries du carbonifère.

- **Carbonifère** : de 1045 à 2481m.ép :1436m.

- ***Tiguentourine*** : de 1045 m à 1205m.ép : 160m

Il est essentiellement argileux silteuse, ces argiles sont de couleur rouge brique à verte, avec quelques passées de sable blanc, moyen à grossier, et des passées de grès blanc à gris blanc, fin à moyen.

- ***Westphalien 'F'*** : de 1205 m à 1328m.ép :123m.

Il est formé de calcaire gris blanc à gris foncé, microcristallin, moyennement dur, argileux avec des passées de marne gris noire à gris claire, tendre à indurée.

- ***Westphalien - Namurien 'E'*** : de 1328 m à 1541m.ép :213m

Il est représenté par des alternances d'argile brun rouge, parfois jaunâtre, indurée, légèrement carbonatée, avec des bancs de calcaire blanc à gris blanc, tendre à moyennement dur, microcristallin ; à la base de la série les argiles sont intercalées par des passées d'anhydrite blanche, microcristalline, pulvérulente.

- ***Namurien 'D'*** : de 1541m à 1711m.ép :170m

Il est composé de grès beiges à gris blanc, très fin et d'argile gris clair à gris noire, indurée, silteuse, légèrement dolomitique ; et des intercalations de calcaire gris beige à gris foncé, microcristallin moyennement dur, argileux.

- ***Viséen 'C'*** : de 1711m à 1936m.ép :225m

Il est constitué d'argile gris foncé à noire, parfois gris vert indurée, légèrement dolomitique avec passées de grès gris blanc, très fin, argileux, carbonaté, et des intercalations de calcaire gris beige, microcristallin, tendre à moyennement dur.

- **Viséen 'B'** : de 1936m à 2171m.ép : 235m

Il est caractérisé par des alternances de grés gris blanc à gris foncée, fin à très fin, sub arrondi à sub anguleux, friable à dur par endroit, argileux à silico- argileux, avec des bancs d'argile noire à sombre, indurée, silteuse.

- **Tournaisien 'A'** : de 2171m à 2481m.ép : 310m.

Il est essentiellement matérialisé par des argiles gris foncées à noires, tendres à indurées, feuilletées par endroit, micacées, saleuses, et de silt gris noir à gris sombre, argileux, micacé.

- **Le Dévonien Supérieur** :

- **Le réservoir F2** : de 2481m à 2523m.ép : 42m

Grés blanc à gris blanc, fin à moyen, siliceux à silico quartzitique, compact, dur avec traces des grains de quartz, avec traces de pyrite et des intercalations d'argile gris foncé à noire, tendre à indurée, feuilletée, silteuse.

- **La série argileuse** : de 2523m à 2723m.ép : 200m

Formé d'argile gris foncé à noire, tendre à indurée, feuilletée, silteuse, micacée avec de rares passées de grés gris blanc à gris beige, très fin, siliceux, et de calcaire gris beige à gris fonce, microcristallin, moyennement dur, argileux. On note l'abondance de la pyrite en allant vers la base de la série.

- **Le réservoir F3** : de 2723m à 2775m.ép : 52m

Constitué essentiellement par des grés blancs à gris beige, très fin à fin, parfois moyen, subarrondiàsubanguleux, siliceux à silico argileux, dur à friable par endroit, et des intercalations d'argile gris foncé à noire, feuilletée, indurée, silteuse.

- **Le Dévonien argileux** : de 2775m à 2802m.ép : 27m

Formé d'argile grise à gris noir, tendre, parfois silteuse avec passées de grés blanc à gris blanc, silico-argileux, fin à moyen, friable.

- **Dévonien Inférieur** :

- **Le réservoir F4** : de 2802m à 2832m.ép : 30m

Grès gris blanc à gris clair, très fin à fin, dur, très friable, devenant fin à moyen à la base, friable, siliceux à silico-argileux avec passées d'argile grise à gris foncé, parfois gris noir, silteuse.

- **La série argileuse** : de 2832m à 2865m.ép : 33m

Constitué d'argile gris foncé, indurée, silteuse, légèrement micacée.

- **Le réservoir F6** : de 2865m à 3056m.ép : 191m.

***Unité C3** : de 2865m à 2875m.ép : 10m

Formé d'alternance de grés et d'argile grise à gris foncé, tendre à indurée.

***Unité C2** : de 2875m à 2899m.ép= 24m

Constitué de grés transparent à translucide, parfois sombre, siliceux à silicoquartzitique, sub arrondi à sub anguleux, fin à très fin, mal classée, bien consolidé compact ; et d'argile noire à grise, feuilletée, micacée, tendre.

***Unité A** : de 2899m à 2929m.ép : 30m.

Grés blancs à gris blanc, parfois beige, friable, siliceux à silico-quartzitique, sub arrondi à sub anguleux, moyen à fin et d'argile grise à noire feuilletée, silteuse, indurée, avec traces de pyrite.

***Unité M2** : de 2929m à 2988m.ép : 59m.

Alternance de grés transparent à blanc, parfois translucide, ferrugineux, friable, sub arrondi à sub anguleux, fin à moyen bien classé et d'argile grise à gris clair, feuilletée.

***Unité M1** : de 2988m à 3056m.ép : 68m

Au sommet formé de grés gris à gris blanc à gris verdâtre, friable, siliceux et quartzitique, et d'argile gris noir, feuilletée, silteuse, induré, avec un passage de silt, qui passe à la base à du grés transparent à translucide, parfois sombre, compact, siliceux, sub arrondi à sub anguleux, fin à très fin, mal classe, et d'argile gris clair, fortement silteuse, feuilletée et indurée.

- Silurien argileux : de 3035m à 3304m.ép : 248m.

Essentiellement argileux, les argiles sont de couleur gris foncé à gris clair, parfois noire, feuilletées, silteuses, dure à indurées, avec fines passées de grés blanc transparent à gris blanc, parfois gris vert silico-quartzitique, on note la présence de trace de pyrite et d'argile noire, charbonneuse, feuilletée, micacée, silteuses.

- Réservoir Ordovicien :

- Unité IV (IV-3/IV2&IV-1) : de 3304m à 3634m.ép : 30m

Elle est des grés blanc à gris blanc, transparent, silico quartzitique, parfois quartzitique, moyen à fin, sub arrondi à sub anguleux, dur à moyennement dur, avec des passées d'argile gris foncé à gris noir silteuse feuilleté tendre.

- Unité IV-2/1 : de 3334m à 3629m.ép : 295m

Grés clairs à blanc fin à très fin silico argileux, bien consolidée avec intercalations d'argile gris noir à gris sombre, indurée, silteuse, micacée, feuilletée.

- Socle : prévu à 3629 m / à TD (3670m) ép. : 30m

Il est composé de roches métamorphiques vert pâle à aspect vitreux moyennement dure à dure.[2]

Introduction

On appelle "Forage Pétrolier" l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux.

L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettent de se faire une idée sur la constitution du sous-sol et des possibilités de gisements, mais elles ne peuvent pas préciser la présence d'hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches.

L'incertitude quant à la nature des fluides piégés dans le sous-sol et la complexité des dépôts sédimentaires expliquent le nombre encore élevé de forages d'exploration négatifs et la part importante du coût des forages dans le coût de la recherche.

II.1. Hydrocarbures**II.1.1. Définition**

Le pétrole "normal", ou, dans le jargon des pétroliers, "conventionnel", désigne un liquide composé principalement de molécules d'hydrocarbures (formées uniquement de carbone et d'hydrogène). Ce pétrole "normal" contient également, en proportions assez variables (15% en moyenne), des molécules lourdes plus complexes (incluant de l'oxygène, de l'azote et du soufre) appelées résines ou asphaltènes.

Ce pétrole s'est formé à partir d'organismes vivants (algues, plancton, parfois végétaux continentaux...) qui ont vécu il y a fort longtemps. Chaque réservoir de pétrole de part le monde fournit une huile qui a ses caractéristiques propres : comme il n'y a pas deux êtres humains exactement semblables, il n'y a pas deux champs de pétrole qui fournissent exactement le même liquide.[5]

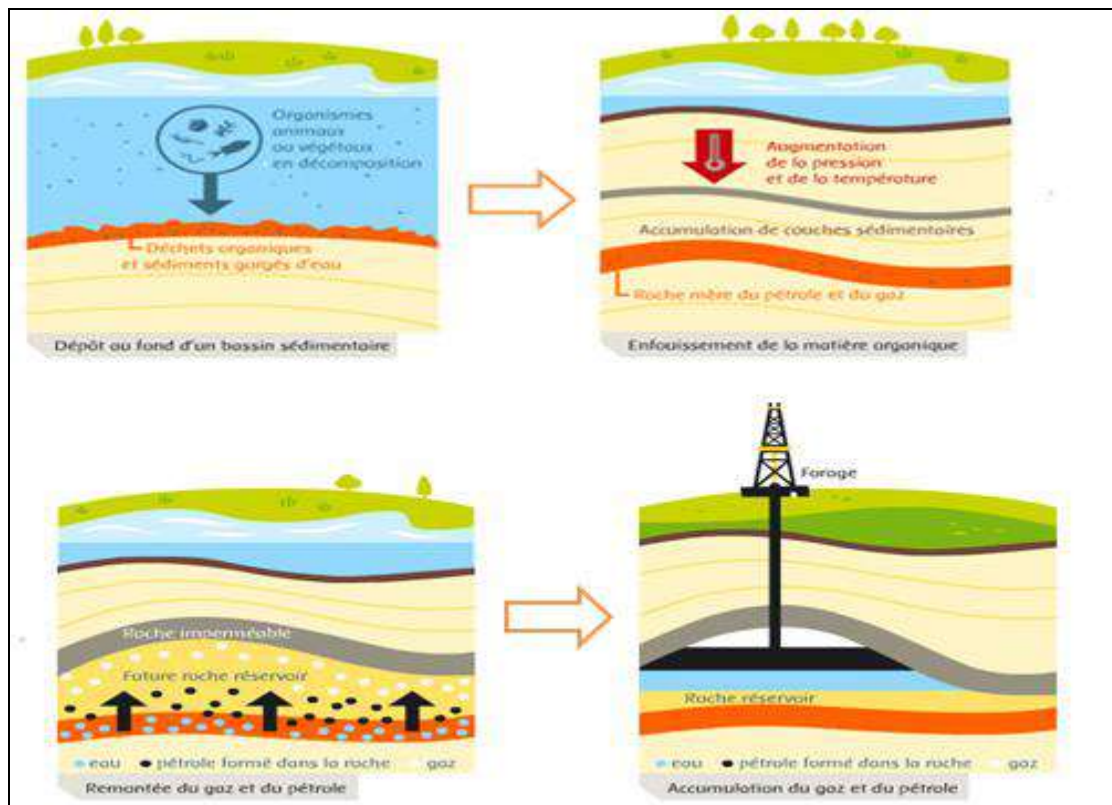


FIG II.07 : Les hydrocarbures des organismes jusqu'au pétrole. [14]

II.1.2. Origine et formation des roches sédimentaires

Tout commence par le dépôt de micro-organismes ou plancton sur le fond de lacs, de lagunes, de mers ou encore de côtes océaniques abritées. Ces matières organiques, aux structures chimiques plus ou moins complexes, mêlées aux fines particules minérales arrachées par les rivières et les fleuves érodant les reliefs immergés, constituent ainsi des vases. En milieu privé d'oxygène, ces vases riches en matière organique, protégées par l'accumulation répétée de nouveaux sédiments, sont progressivement enfouies et consécutivement portées à des pressions et des températures de plus en plus élevées.

Cet enfouissement entraîne une transformation progressive des vases et boues de surface en roches sédimentaires par compaction, déshydratation, dissolution et recristallisation selon des processus complexes connus sous le terme de diagénèse.

C'est ainsi que se forment les roches sédimentaires qui sont qualifiées de roche mères quand elles possèdent des débris de matière organique, de roches réservoirs quand elles possèdent un réseau poreux perméable (grès et carbonates) et de roches couvertures quand elles sont imperméables (argiles-sels).[6]

II.1.3. Formation des hydrocarbures

Les matières organiques contenues dans ces roches n'échappent pas à ces transformations en prenant alors des structures plus résistantes aux contraintes du milieu. Elles donnent ainsi naissance à des chaînes moléculaires constituées principalement d'un assemblage de carbone et d'hydrogène à l'état liquide et / ou gazeux selon la nature de la matière organique initiale et / ou selon les températures subies.

Vers 80°Celsius environ, les matières organiques d'origine principalement animales se transforment en hydrocarbures essentiellement liquide ou pétrole (températures atteintes entre 2000 et 3 000 mètres de profondeur. La roche mère est alors dite mature et se situe dans ce que l'on appelle la « fenêtre à huile ». L'enfouissement des roches se prolongeant, la « fenêtre à gaz » est alors atteinte vers 140°C, les liquides pétroliers sont transformés en gaz (gaz thermogénique secondaire ou gaz métagénique) et en bitumes résiduels (pyrobitumes). Cette température est atteinte entre 4 500 et 6 000 mètres de profondeur.

Si ces transformations n'ont pas été atteintes on parle alors de roches ou de schistes bitumineux et de pétrole non conventionnel.

Quand la matière organique est d'origine végétale elle ne forme guère que du gaz. Ce gaz peut se former dès les premiers mètres d'enfouissement par biodégradation, comme c'est le cas par exemple dans certains marécages et on parle alors de biogaz. Il représente environ 20 % des réserves actuelles en gaz conventionnel, et se distingue du gaz thermogénique généré en plus grande profondeur en ne contenant guère que du méthane associé à une part non négligeable de dioxyde de carbone. Par l'élévation des températures lors de l'enfouissement, le gaz thermogénique dit primaire est généré par la roche mère en opposition au gaz thermogénique secondaire lié à la pyrolyse du pétrole au-delà des 140°C. Le gaz thermogénique primaire représente plus de 30 % des réserves actuelles en gaz conventionnel et le gaz thermogénique secondaire près de 50%. [6]

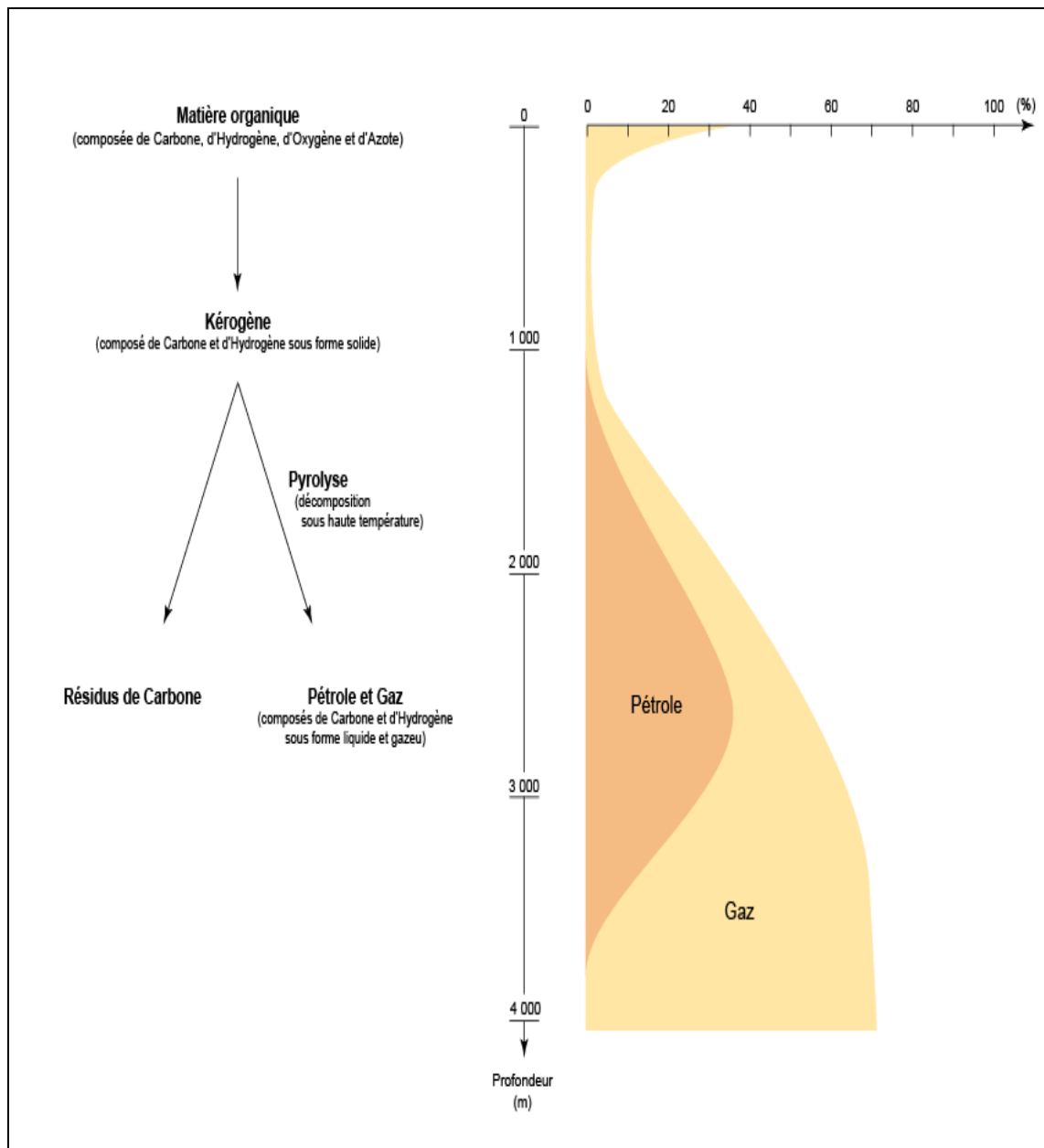


FIG II.08 : Types d'hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement. [13]

II.1.4. Migration des hydrocarbures

Une partie des hydrocarbures liquides ou gazeux générés par la roche mère sont expulsés de celle-ci, par la pression due à leur enfouissement et à leur tassement, vers des formations poreuses et perméables où la pression est plus faible car à moindre profondeur. Les hydrocarbures, plus légers que les eaux salées contenues dans ces roches, cheminent alors dans ces roches réservoirs constituant des aquifères en quête permanente de zones à plus faible pression. Si aucun obstacle ne s'oppose à cette migration, ils peuvent arriver à la surface à l'occasion de fractures ou tout simplement par

l'affleurement de la couche aquifère. Les hydrocarbures les plus légers se perdent alors dans l'atmosphère, les fractions les plus lourdes sont altérées par les agents atmosphériques et ou par les activités bactériologiques et donnent des huiles très lourdes, très visqueuses qui imprègnent les sables et calcaires et forment les sables et calcaires bitumineux bien connus au Canada où ils sont exploités. Ces arrivées en surface ont été exploitées dès l'antiquité (Mésopotamie, Chine, Caucase ...) et constituent encore une source importante de pétrole dit non conventionnel mais aussi des indices précieux pour la recherche des hydrocarbures dans les zones inexploitées.[6]

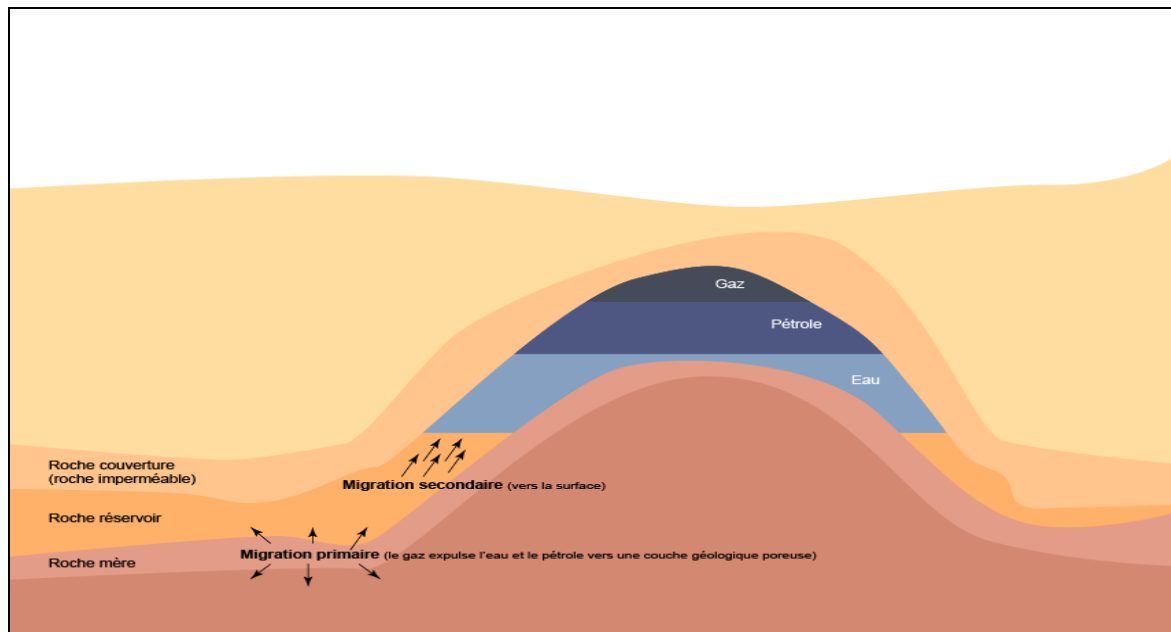


FIG II.09 : migration primaire et secondaire. [13]

II.1.5. Formation des gisements d'hydrocarbure

Dans le cas où les hydrocarbures sont arrêtés par une barrière au cours de leur migration, ils s'accumulent en amont de celle-ci pour former un gisement. La combinaison d'une telle barrière au couple réservoir-couverture constitue un piège. Il existe toute une série de pièges. Ils peuvent être le résultat de la présence de l'écran d'une faille, d'un repli de la couche en dôme ou anticlinal, d'un biseau sédimentaire marquant la terminaison des qualités réservoirs de la couche drainant les hydrocarbures (pièges simples) voire d'une combinaison de plusieurs facteurs de piégeage (pièges mixtes). Ces types de pièges, structuraux ou sédimentaires constituent les objectifs classiques d'exploration. [6]

II.1.6. Classifications des Hydrocarbures

Par définition, les Hydrocarbures sont constitués entièrement de l'hydrogène et des atomes de carbone et ils peuvent être saturés (alcanes) ou insaturés (aromatiques).

A- Les hydrocarbures saturés ou alcanes

Une liaison covalente simple entre les atomes de carbone (C-C) Ils sont constitués de courtes chaînes d'atomes de carbone liées avec des atomes d'hydrogène à tous les emplacements disponibles.

Les Alcanes sont gazeux de C1 à C4, liquide de C5 à C16 et solides à partir de C17 (à température normale et pression atmosphérique).

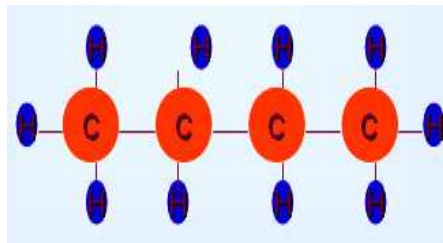
Les chaînes d'atomes de carbone peuvent être droites, ramifiées ou cycliques, ainsi trois séries d'alcanes seront définies.

Les séries droites ou ramifiées, sont appelées Paraffines alors que les séries cycliques sont appelées naphènes.

Les paraffines sont les groupes les plus communs des Hydrocarbures et comprennent deux de la série des Alcanes :

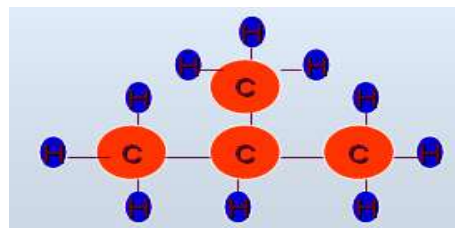
La série de chaînes droites, appelée Alcanes normaux de formule C_nH_{2n+2} :

Butane normal: nC4 C4H10



La série de chaînes ramifiées sont appelées Iso Alcanes de formule C_nH_{2n+2} :

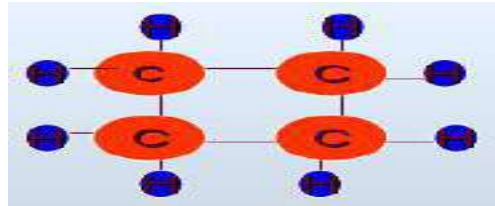
Iso Butane: iC4 C4H10



Les Naphènes : est le nom donné à la troisième série des alcanes où les atomes de carbone sont enchaînés et saturés avec des atomes d'hydrogène.[5]

La formule générale de Naphtènes C_nH_{2n} et le nom donné à divers composés sera préfixé par Cyclo :

Cyclo Butane: $cC_4 C_4H_8$



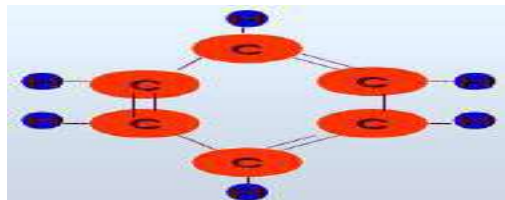
B- Hydrocarbures non saturés ou aromatiques

Liaisons doubles entre les atomes de carbone ($C = C$).

Les séries aromatiques sont constituées de chaînes fermées d'atomes de carbone liés aussi à des atomes d'hydrogène. Toutefois atomes d'hydrogène n'occupent pas tous les liens disponibles, et les molécules aromatiques ne sont pas saturés d'hydrogène.

La formule générale des aromatiques est C_nH_{2n-6} et la série est généralement une Composante secondaire du pétrole brut, même si le plus commun des aromatiques, le benzène (C_6H_6), est presque toujours présent dans l'exploitation pétrolière.[5]

Benzene: C_6H_6



-Une autre aromatique commune est le Toluène de formule : $C_6H_5CH_3$.

Sur le site de forage, avec l'analyse chromatographique, seulement peu de paraffines seront révélés comme des hydrocarbures gazeux :

- C1 = CH_4 Methane.
- C2 = C_2H_6 Ethane.
- C3 = C_3H_8 Propane.
- iC4 = C_4H_{10} isobutane.
- nC4 = C_4H_{10} normalButane.
- iC5 = C_5H_{12} isoPentane.
- nC5 = C_5H_{12} normalPentane.

A la pression de surface, le pentane se condense à l'état liquide au point d'ébullition de 36 ° C et il est normalement détectable comme un gaz (en fonction de la température de la boue et aussi la température de la ligne de gaz).

L'Hexane ne sera pas détectable sous forme de gaz dans des conditions normales, étant qu'il se trouve à l'état liquide. Naphtènes, cyclopropane et le Cyclo Butane restent normalement à l'état gazeux, mais, puisque leur poids moléculaire est similaire, la chromatographie va les révéler comme étant du propane et du butane de la série des paraffines. Évidemment, aucune aromatique ne sera dévoilée par la chromatographie.[5]

C- Hydrocarbures gazeux (classification en amont)

-Hydrocarbures légers ou lourds

- ✓ C1 & C2 sont des hydrocarbures légers
- ✓ C3 & C4, C5 sont des hydrocarbures lourds

-Gaz sec

- ✓ Mélange de gaz composé principalement de méthane, et contenant une petite quantité d'hydrocarbures condensables.

-Gaz humide

- ✓ Mélange de gaz contenant une forte proportion d'hydrocarbures lourds.

-Condensats

- ✓ Mélange d'hydrocarbures lourds dans une phase gazeuse à l'intérieur du réservoir et la condensation avec une phase liquide à la surface.

D- Hydrocarbures liquides (API Classification)

-La densité est mesurée à 16 ° C et à pression atmosphérique.

-Plus grande est la gravité API, plus faible est la densité de l'huile (API densité élevée signifie une faible densité).

- ✓ Faible densité API :10 : huile lourde (sg = 1.00)

-Brun foncé à noir.

-Brun à l'orangé (fluorescence).

- ✓ Densité moyenne API : 10 à 35 : huile moyenne (SG 1 à 0,85)

-Du vert au brun.

-Jaune, or (fluorescence).

- ✓ Haute densité API:> 35 : huile légère (SG inférieur à 0,85) incolore

Blanc, bleu (fluorescence).

API	Density (sg)	API	Density (sg)
10	1.00	26	0.90
11	0.99	27	0.89
12	0.99	28	0.89
13	0.98	29	0.88
14	0.97	30	0.88
15	0.97	31	0.87
16	0.96	32	0.87
17	0.95	33	0.86
18	0.95	34	0.85
19	0.94	35	0.85
20	0.93	36	0.84
21	0.93	37	0.84
22	0.92	38	0.83
23	0.92	39	0.83
24	0.91	40	0.83
25	0.90	41	0.82

Tableau II. 05 : Tableau de classification API. [5]

API Gravity = $(141.5 / \text{Density of crude oil}_{sg}) - 131.5$.

Density of crude oil_{sg} = $141.5 / (\text{Density API} + 131.5)$.

Mais Comment peut-on récupérer ces Hydrocarbures ?

Pour s'assurer de la présence des hydrocarbures dans un lieu donné on fait recours au forage.[5]

II.2. Le Forage

II.2.1. Définition de forage

Le forage est l'opération de désagrégation mécanique des roches en vue de pénétrer progressivement dans le sous sol et d'atteindre le réservoir d'hydrocarbure située à une certaine profondeur.

Cette opération nécessite un programme technique fourni par le maître de l'œuvre à l'intention de l'entrepreneur de forage.

II.2.2. Principe de forage

Avant de forer un puits, on doit passer par plusieurs études et suggérer de nombreuses hypothèses concernant le terrain à forer, la cible à atteindre, la stratigraphie à connaître et le profil de forage à adopter. On passe par les phases suivantes :

❖ *Phase d'exploration*

Les géophysiciens et les géologues font des études pour découvrir la caractéristique chimique et géologique des terrains à forer.

Les géophysiciens émettent l'hypothèse de l'existence ou non d'une roche réservoir, c'est la strate débitante du fluide recherché, aussi, on cherche à connaître la stratigraphie du sol considéré.

Par la suite les ingénieurs de génie civil se chargent de la construction du camp de vie et de la plateforme en béton qui va soutenir les installations de forage tel que le Derrick, le treuil, la table de rotation ...

❖ *Phase d'exploitation*

Généralement, le puits d'exploration devient par la suite des puits d'exploitation pour estimer la taille de la couche réservoir, on fore les puits délimitation pour assurer une bonne exploitation. Il faut savoir que la réalisation d'un puits pétrolier peut aller de quelques semaines à une année selon la profondeur et les difficultés de forage régional ; donc il existe trois techniques de récupération selon la nature du puits foré.

A-Technique de récupération primaire

C'est lorsqu'on a un puits éruptif l'eau se trouvant sous l'huile et le gaz va exercer une pression capable de refouler ces derniers à la surface (pression hydrostatique) le gaz puis l'huile vont jaillir spontanément à la surface.

B- Technique de récupération secondaire

En fin de vie, la pression de fond dans un puits diminue et n'a plus la capacité de refouler des fluides à la surface, on doit injecter un fluide non réactif de la surface vers le fond pour créer ce mouvement pour lui permettre de remonter, c'est le balayage.

C- Technique de récupération tertiaire

Dans cette technique il faut injecter le fluide réactif

II.2.3. Description et fonctionnement d'un appareil de forage

❖ *Description de l'appareil de forage*

L'ensemble de l'appareillage qui sert au forage est constitué des éléments suivants :

- une tour appelée « derrick » qui sert à supporter et manœuvrer le train de tige par l'intermédiaire d'un câble passant dans des poulies fixes et dans les poulies mobiles (moufle).
- une table de rotation qui permet les mouvements de rotation de l'ensemble du train de tiges auquel est fixé l'outil de forage (trépan).
- un treuil qui permet l'enroulement et le déroulement du câble de manœuvre du train de tige.
- des bassins de boue de forage permettant de préparer cette boue en vue de son injection dans le puits de forage et de la recueillir à la sortie.
- des pompes à boues permettant son pompage sous pression.
- Un ensemble de moteur diesel qui délivre l'énergie nécessaire à toutes les machines.

❖ *Fonctionnement d'un appareil de forage*

Un système à poulie (moufle), monté sur le derrick permet de positionner et de retirer le train de tiges, et de réaliser l'assemblage des sections de tige avant qu'elles soient descendues dans le sol.

La rotation de l'outil est assurée par la table de rotation, tandis que le pompage des boues se fait grâce à un système de circulation, qui fait déplacer les déblais dans l'annulaire (l'espace délimité par les tiges de forage et la paroi du puits) vers la surface.

II.2.4. Les opérations de tubage et de cimentation

Le puits, une fois foré, doit être couvert pour empêcher les parois de s'effondrer. On descend alors des tubes appelés (tubage), Ces tubes d'une dizaine de mètres chacun, comportent des filetages (mâle en bas et femelle en haut). Ils sont vissés l'un dans l'autre et descendus jusqu'au fond du puits. On utilise une clé automatique pour les visser.

Ce tubage peut être une colonne complète qui remonte jusqu'en surface, ou une colonne qui s'arrête plus bas, appelée « colonne perdue » [liner].

Une fois le tubage est complètement descendu, on doit le cimenter pour bien le sceller dans le puits. Le ciment utilisé doit résister à la température élevée qui règne dans le puits.

Le ciment est mélangé à l'eau à laquelle on ajoute des produits pour ajuster les caractéristiques du laitier de ciment. On injecte ensuite ce dernier dans le tubage et on le pousse après par la boue, jusqu'à ce qu'il arrive au fond, remonte par l'espace annulaire entre les tubes et le puits, jusqu'à ce qu'il arrive à la côte voulue.

Le ciment est séparé de la boue par des bouchons en caoutchouc, initialement contenus dans une tête de cimentation. il est fabriqué et injecté dans le puits à l'aide d'une unité de cimentation.[8]

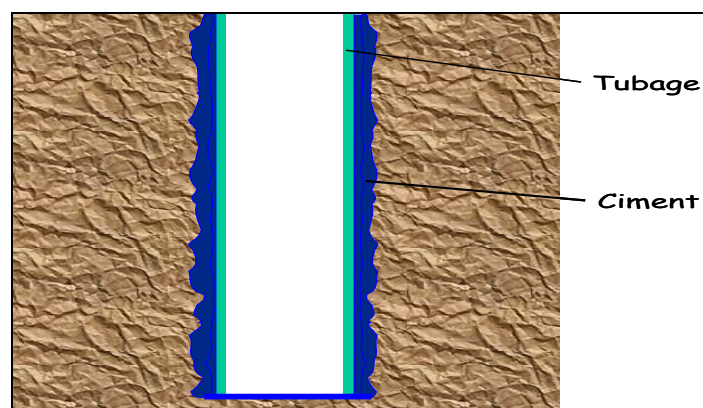


FIG II.10: Cimentation du tubage. [8]

II.2.5. Circuit de la boue

1. La boue est fabriquée et conservée dans des bacs de réserves.
2. Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits.
3. La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où le trépan est en train de forer la formation rocheuse.
4. La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan.
5. La boue remonte dans l'espace annulaire, entre les tiges de forage et les parois du puits.
6. À la surface, la boue circule dans la conduite appelée goulotte, une tige qui mène au tamis vibrant.
7. Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines (toiles) et est renvoyée vers les bacs de décantation.
8. Un traitement plus élaboré est effectué par un ensemble d'équipements d'épuration mécanique.
9. Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés. En fonction des impératifs environnementaux, notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits.[8]

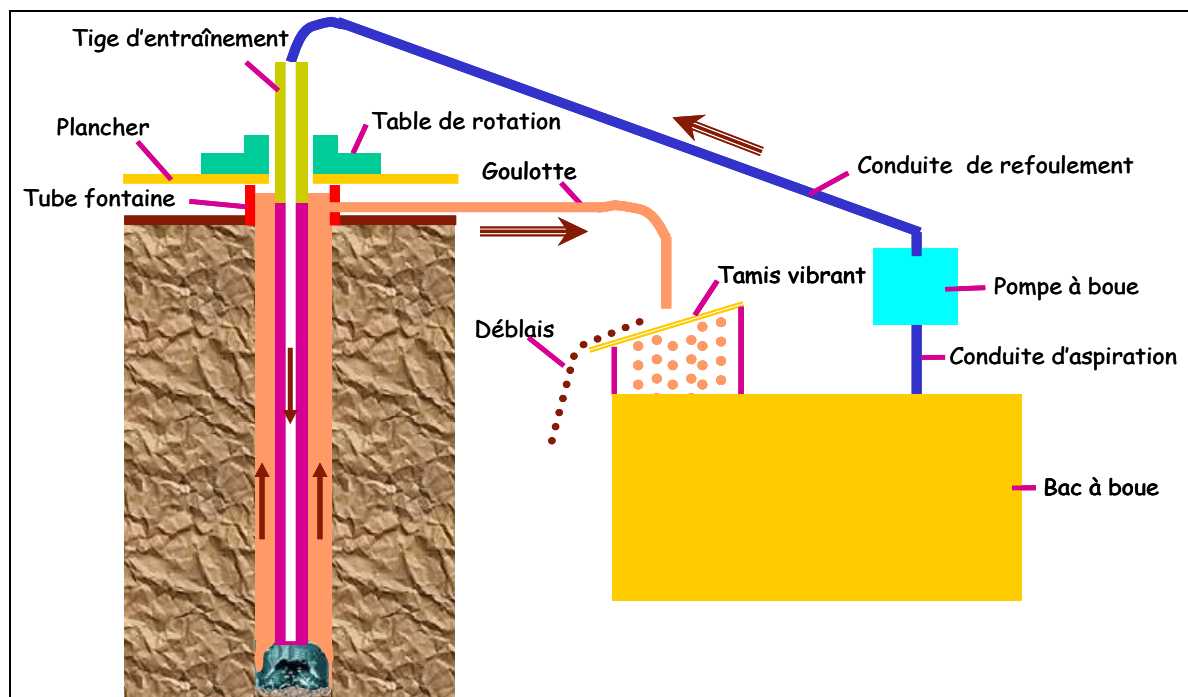


FIG II.11: circuit de boue. [8]

II.2.6. Equipements d'épuration mécanique

A- Les tamis vibrants ou vibrateurs

Ils se composent de deux parties : l'une est fixe (support), l'autre mobile (la toile). Le support est doté d'un moteur qui engendre des mouvements elliptiques ou linéaires. Le cadre vibrant est isolé du support par des amortisseurs l'appareil est défini par le mesh qui est le nombre d'ouverture par pouce. [8]

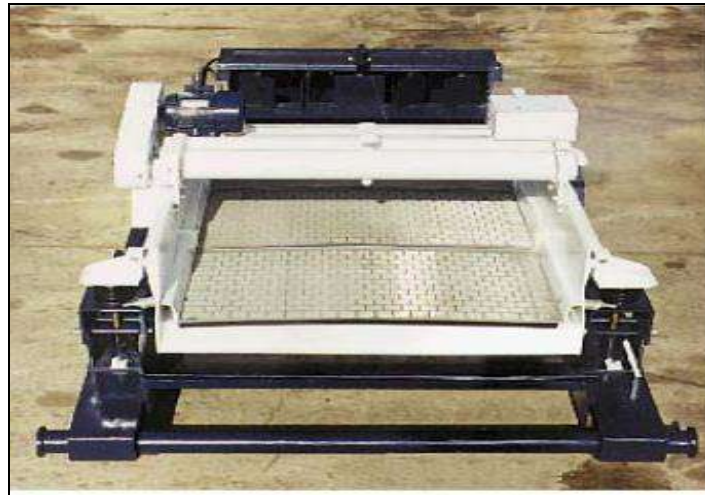


FIG II.12: tamis vibrant. [8]

B- Les hydrocyclones

Comme leur nom indique, elles fonctionnent de la même manière que les cyclones naturels. Un centre de basse pression autour duquel la pression augmente ce qui donne en bordure de vent convergents vers le centre, et au centre des vents ascendants. La taille des particules évacuées est en fonction de la dimension des cônes. [8]

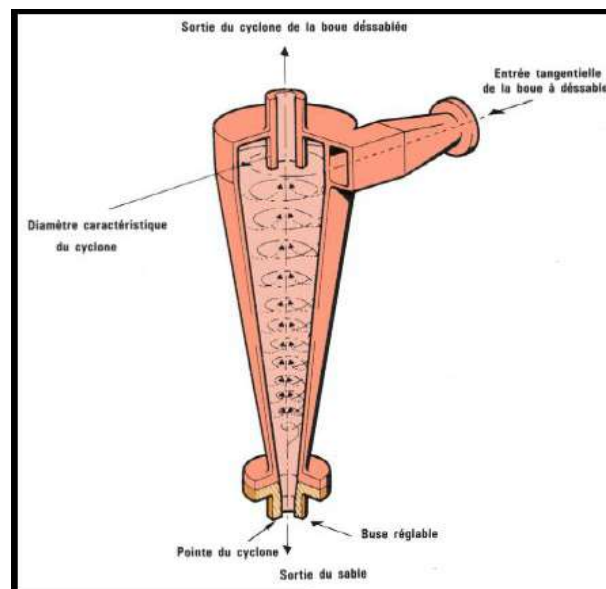


FIG II.13: hydrocyclone. [8]

C- Les Mud cleaners

Ce sont des desilteurs par lesquelles l'effluent lourd de la boue passe par un tamis vibrant. Cette fine toile (100 à 325 mesh) augmente la récupération de la phase liquide.



FIG II.14: mud cleaner.[8]

D- La centrifugeuse

Cet appareil à axe horizontal et vis convoyeuse sont à fonctionnement continu.

Le bol horizontal tourne entre 1500 et 3000 *tr/min*, la vis convoyeuse a une vitesse légèrement inférieure. Leur débit étant généralement faible par rapport au débit de forage, ce type d'appareil ne pourra traiter qu'une partie du débit du retour.[8]



FIG II.15: centrifugeuse.[8]

III.1. Généralité sur la cabine Mud-logging

L'unité de Mud-logging est une conception prouvée développée comme résultat de plus de 40 ans d'expérience avec la technologie, la fabrication et l'entretien de L'unité. Chaque dispositif à l'intérieur est installé de façon à fournir un environnement de fonctionnement sûr, et Confortable. Le Mud-logging consiste à la surveillance des différents paramètres de forage et de gaz en temps réel ainsi que l'analyse des matériaux remontés en surface pendant le forage, l'acquisition de données caractérisant le processus afin d'optimiser le forage, d'évaluer la présence d'hydrocarbures et d'assurer la sécurité de l'opération.

L'objectif du Mud Logging se résume en 02 parties :

- Evaluation Géologique.
- Evaluation forage.

La 1° se résume à :

- la collecte des échantillons.
- préparation des échantillons.
- Description et identification lithologique.
- Détection des indices hydrocarbures.
- Analyse gaz.

La 2ème se résume à :

- l'Enregistrement des paramètres de forage : MD, WOH, RPM, Torque, SPM, Volume bacs, T°,...
- le calcul du : WOB, ROP, Lag time.

Dans notre travail nous nous intéressons seulement à la première partie concernant la détection et l'analyse des échantillons de gaz.[4]

Problématique

- quels sont les composants essentiels d'un système de détection de gaz.
- quels sont les gaz enregistrés et comment interpréter les résultats obtenus.

III.2. Détection des gaz en forage

Parmi les nombreux paramètres qui sont enregistrés en cours de forage, la détection du gaz est certainement celui qui a sensibilisé et qui sensibilise toujours à la fois foreurs et géologues. C'est une préoccupation permanente qui s'explique par des problèmes de sécurité qui touchent les personnes et les puits, et par le fait que la quantité et la nature du gaz qui sera détecté et analysé sont des éléments très importants pour le géologue d'exploration.[5]

III.2.1. Types de gaz enregistrés et détectés dans la boue en cours de forage

A- Gaz libérés (cuttings gaz)

L'invasion de la formation par le filtrat de boue repousse en partie les hydrocarbures éventuels du front de taille et de la paroi du puits. Les hydrocarbures résiduels restent en place et se retrouvent dans les déblais quand la roche est broyée. Si du gaz est présent dans la formation, l'action mécanique de l'outil libère en partie ce gaz qui est véhiculé par la boue de forage.

Celui-ci sera détecté et analysé en surface. Une quantité non négligeable de ce gaz pourra être piégée dans la porosité et préservée par l'humidité présente autour des déblais.

Durant un carottage, le volume de roche broyée par l'outil étant peu important, la quantité de gaz libéré dans la boue sera faible. Par contre une quantité importante de gaz restera au sein de la carotte. La décompression de cette dernière au cours de son cheminement vers la surface aidera la libération du gaz.

Les dégagements de ces gaz peuvent durer quelques heures voire après la sortie de la carotte.

L'expérience montre qu'une carotte n'est en général que partiellement envahie par le filtrat de boue et que les hydrocarbures contenus dans celle-ci, peuvent être comparés à ceux de la formation vierge.[5]

B- Gaz de formation

Cette situation anormale provoquée par un déséquilibre du puits est à l'origine des venues éruptives (pression formation > pression hydrostatique). Ces venues proviennent soit de la dernière formation forée, soit de formations forées depuis quelques temps mais devenant éruptives suite à une baisse de pression hydrostatique (pertes totales ou diminution de la densité de boue dans l'annulaire).[5]

C- Bouchon d'ajout de tige (gaz de connections)

La pression différentielle appliquée sur les formations diminue et peut même s'annuler à cause de l'arrêt de circulation et du pistonnage éventuel provoqué par cette opération.

D- Bouchon de reprise de forage (BRF)

Même origine que précédemment (arrêt de circulation et pistonnage lié à la remontée des tiges). La manœuvre étant plus longue qu'un simple ajout, un bouchon plus important peut se former. D'après le lag time, on peut confirmer les phénomènes de diffusion à partir des formations moins profondes.

III.2.2. Les gaz extraits de la boue

Ce sont essentiellement de la série des paraffines ($C_n H_{2n+2}$) : le méthane CH_4 (C1), l'éthane C_2H_6 (C2), le propane C_3H_8 (C3), l'iso-butane C_4H_{10} (iC4), Butane normal C_4H_{10} (nC4), le pentane C_5H_{12} (C5).

Occasionnellement on peut avoir de l'hydrogène sulfure H_2S , le dioxyde de carbone CO_2 , de l'azote N et des gaz rares (hélium).

En général, les gaz sont classés comme suit :

-gaz secs : exclusivement C1.

-gaz humides : essentiellement C1 avec des proportions variables de C2, C3, C4 et rarement des traces de C5.

-gaz acides : contenant l' H_2S qui agit comme acide sur les métaux et perturbe les caractéristiques de la boue.[5]

III.3. Système de détection de gaz

La détection du gaz s'effectue grâce à un système composé de plusieurs éléments qui se répartissent de bac de décantation jusqu'à l'unité de mud logging. Chacun de ces éléments a un rôle bien précis, et dont le but ultime est l'analyse du gaz collecté au cours du forage.

Le procédé communément utilisé sur chantier est le dégazage par agitation.

Ce système comporte :

A- Piège à gaz ou Dégazeur ou extracteur

Le dégazeur est installé le plus près possible de la sortie de la boue du puits au niveau de la goulotte.

Il agite violemment la boue afin de séparer le gaz de la phase liquide. De l'air balaie l'intérieur du dégazeur et transporte l'indice jusqu'au détecteur par aspiration de la cabine.

Ce dispositif doit permettre :

- D'extraire les gaz contenus dans le fluide de forage, indépendamment de variables telles que la densité de la boue, sa viscosité et sa thixotropie.
- L'échantillonnage de manière cohérente, à des débits contrôlés de fluides de forage à travers le système d'extraction de gaz.[5]

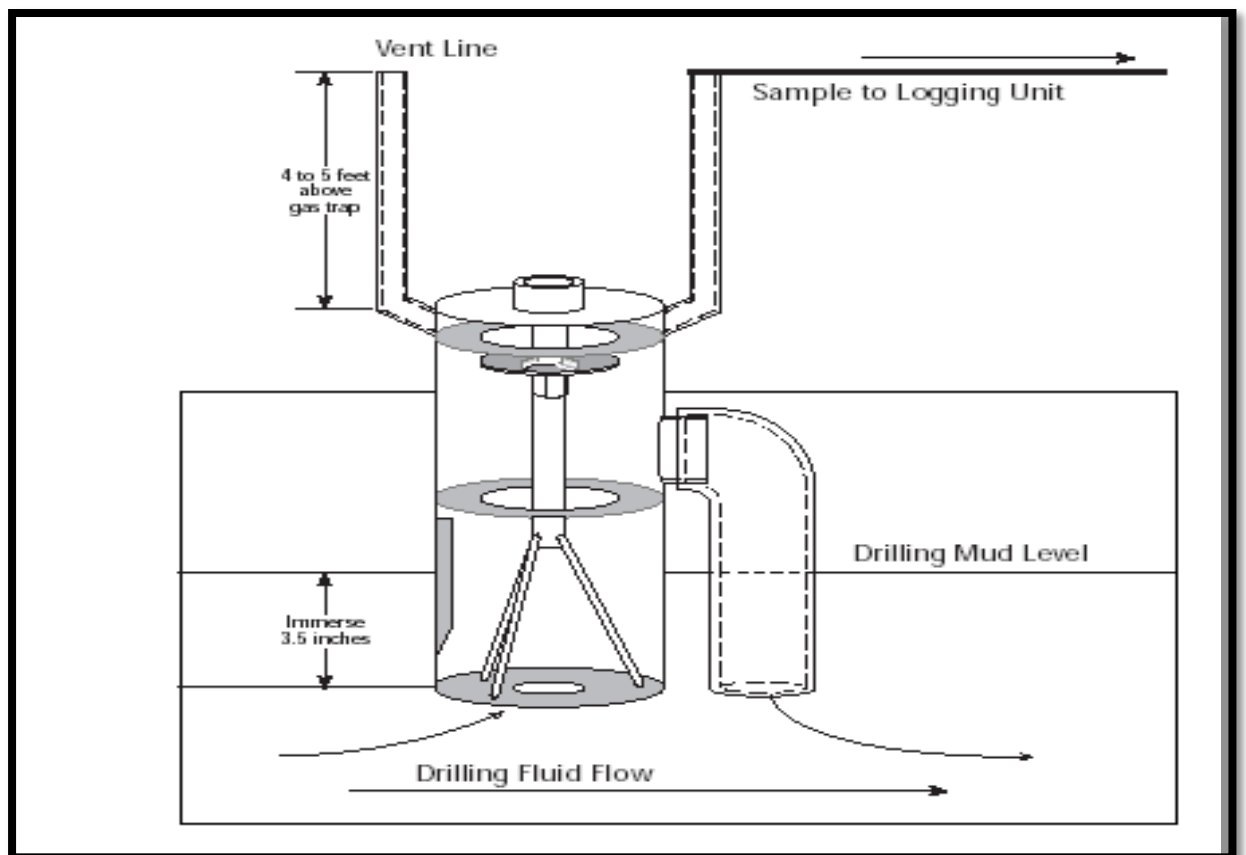


FIG III. 16 : piège à gaz ou dégazeur. [5]

B-Ligne de gaz

La ligne de gaz (3 millimètres de diamètre) transporte le gaz extrait par le piège vers la cabine Mudlogging. Là, ils passent dans un système de vases permettant de les déshumidifier et de les dessécher (chlorure de calcium CaCl_2).

A ce stade l'échantillon "propre" passe dans la pompe puis au travers d'un régulateur de pression et de débit pour arriver enfin au détecteur.

C- Détecteur de gaz

Les détections de gaz sont basées sur le principe physique suivant :

* l'ionisation de flammes.

L'analyse est faite à l'aide de chromatographe qui sépare les gaz et les dose avec des détecteurs très sensibles.

Les détecteurs à ionisation sont maintenant employés dans la plupart des cabines sur les Chantiers.

Des ions sont formés par la flamme provenant de la combustion de l'hydrogène dans l'air. Si une substance carbonée (organique) est présente dans cette flamme, le nombre d'ions formés augmentent considérablement.

La buse du bruleur étant une des bornes d'un circuit et une électrode collectrice l'autre, les ions produits captés par cette dernière permettent le passage du courant et indique par le fait même la présence d'un gaz.

Quand un échantillon, contenant des hydrocarbures, est introduit dans la chambre, il se produit un craquage des composés organiques dans la zone chaude de la flamme, puis ionisation chimique avec l'oxygène de l'air.

Ces ions produits entraînent une variation de potentielle au niveau du circuit.

Cet appareil nécessite un compresseur à air et une source d'hydrogène qui est fournie par un générateur permettant la fabrication du gaz pre-cite à partir de l'hydrolyse de l'eau. [15

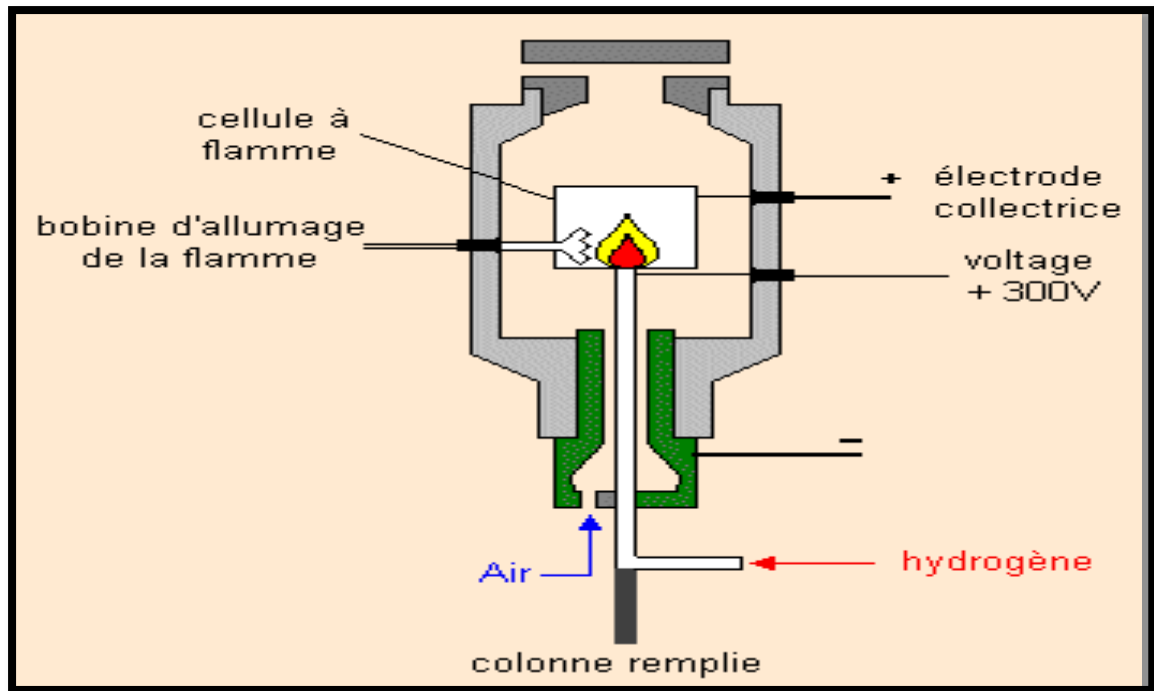


FIG III.17 : Principe d'un détecteur à ionisation. [11]

Remarque

Il existe aussi des types de détecteurs à conductivité thermique et combustion catalytique. Dans ces détecteurs à conductivité thermique, une résistance sensible à la température (Tungstène, platine ou thermistance) est placée dans un flux gazeux.

Le déséquilibre de ce pont génère un signal qui indique la présence d'un gaz. Le gaz porteur pour ce type de détecteur est l'hélium.

Les détecteurs à combustion catalytique comportent également deux filaments chauffés électriquement. Si on envoie de l'hélium rien ne se passe, le pont est en équilibre.

D'autre part si on envoie un mélange gazeux dans la cellule, ce mélange brûle en entraînant un dégagement de chaleur, donc la résistance chauffe avec élévation de température et déséquilibre le pont.[11]

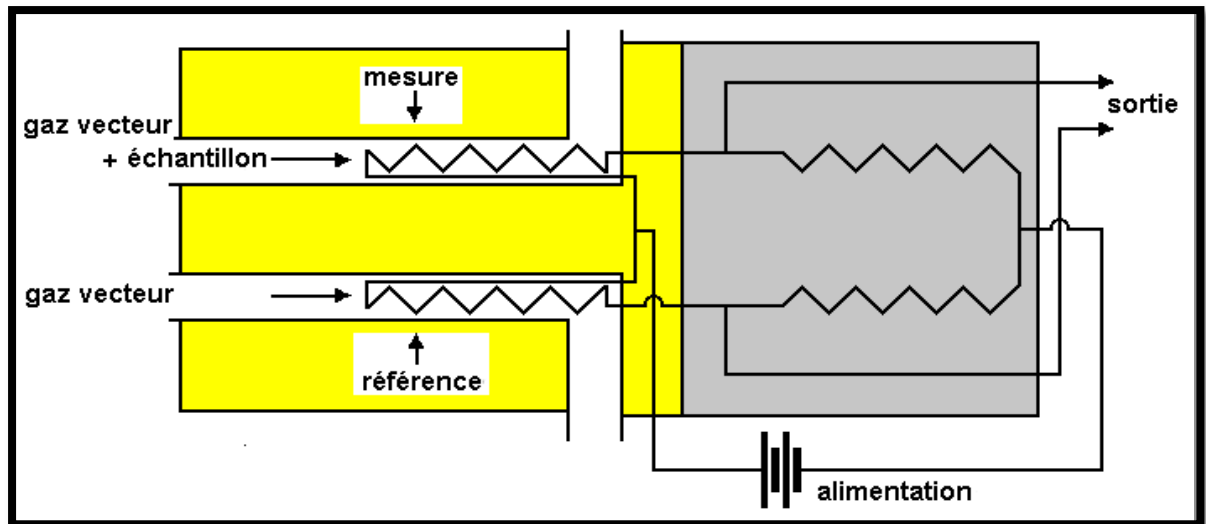


FIG III.18 : Principe d'un détecteur à conductivité thermique et à combustion catalytique. [5]

D- l'analyseur chromatographique

Cet appareil mesure la quantité des différentes composantes de l'échantillon de gaz (du méthane au pentane). Son principe est basé sur le FID (flamme ionisation detector) comme le Total Gas Detector et son calibrage est assuré en utilisant des mélanges de gaz certifiés pour chaque échelle spécifique.

Une analyse globale à une durée de 60 secondes et les valeurs sont exprimées en ppm.

Les principaux éléments sont :

- un injecteur
- une colonne chromatographique (tube en laiton spirale contenant un mélange de silicagel et de squalane).
- une cellule de détection.
- un dispositif de circulation inverse (refoulement de tous les gaz vers l'extérieur).
- enregistreur.



FIG III.19 : Le chromatographe.

-Le principe de la chromatographie

La chromatographie est la séparation des substances liquides, par des moyens physiques. Ce résultat est obtenu en utilisant une substance chimique qui a une affinité chimique semblable à la substance à analyser. Par conséquent, cette substance ou soluté va capturer ou absorber le matériau analysé pendant de courtes périodes de temps, avant de les rejeter à nouveau. Cette substance est revêtue en un morceau de tuyauterie (généralement un tube de métal), et aussi enduit sur un support inerte du matériau de remplissage, qui est compressé dans le pré-tube de métal revêtu, désormais désignés comme la colonne. (Fig.20)

Les éléments constituant le mélange (échantillon + air) vont se déplacer au travers de la colonne à des vitesses différentes en fonction de leur capacité à être adsorbés ou retenus.

La caractéristique principale de chaque colonne est de présenter des temps de rétention différents pour chaque type de gaz l'ayant traversé jusqu'à l'arrivée de chacun d'eux dans la chambre du détecteur à un moment bien précis du cycle d'analyse. Le pourcentage du type de gaz est en fonction de la valeur du pic ou de la surface de la courbe.[11]

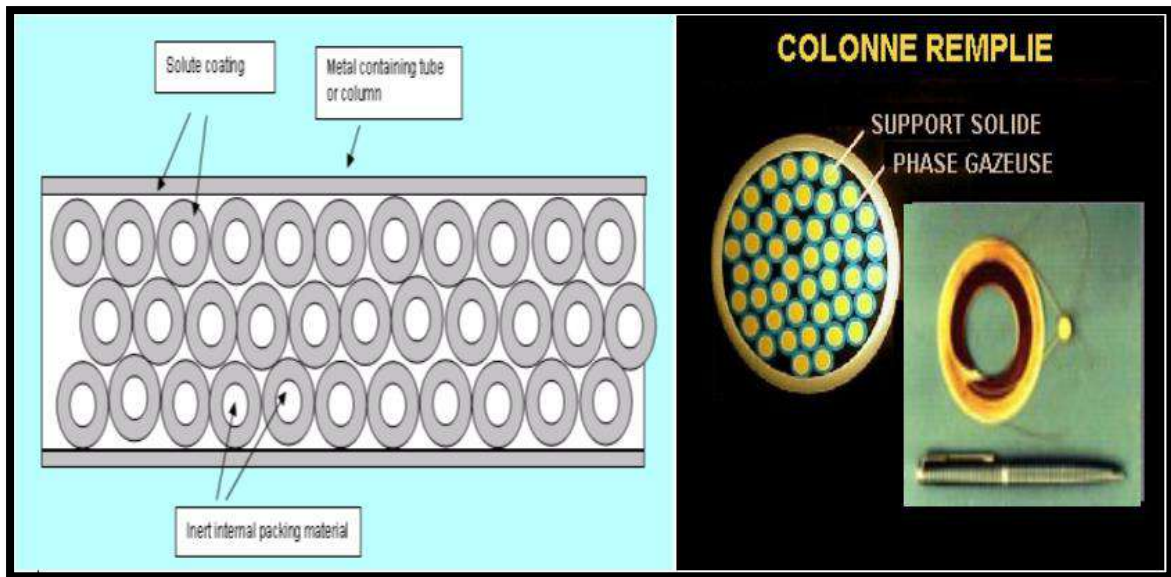


FIG III.20: colonne de séparation de gaz. [11]

L'échantillon à analyser est poussé à l'intérieur de la colonne par un gaz qui ne gêne pas et a de bonnes qualités thermiques, pureté et stabilité.

Ce gaz est appelé le transporteur. Le gaz utilisé est L'hydrogène.

Ensuite, les différentes composantes de l'échantillon seront absorbées par le soluté, mais pas le gaz porteur. Les Fractions plus légères ne subiront pas des absorptions très fortes comme les fractions plus lourdes, donc une séparation physique des différentes fractions de l'échantillon se produira avec les fractions plus légères passeront plus rapidement à travers la colonne. (Fig.21).[11]

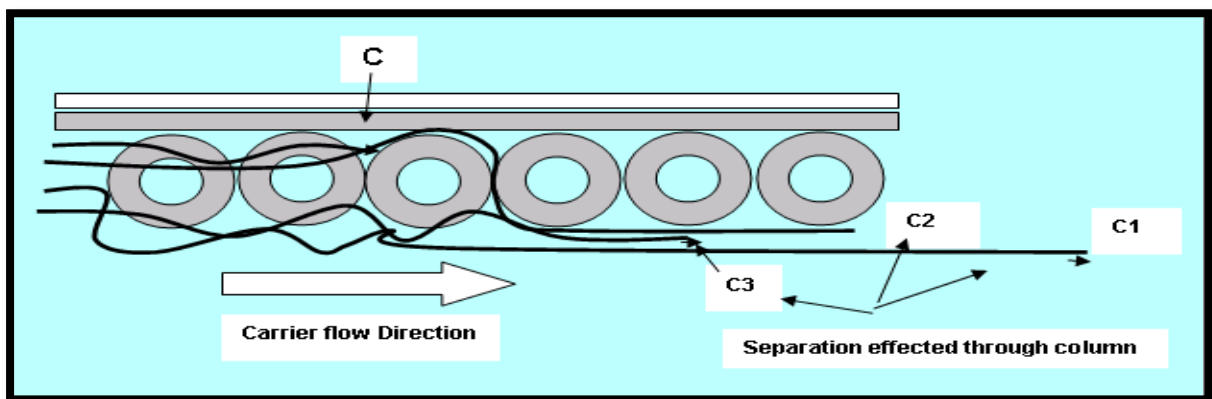


FIG III.21: passage des particules plus légères en premier. [5]

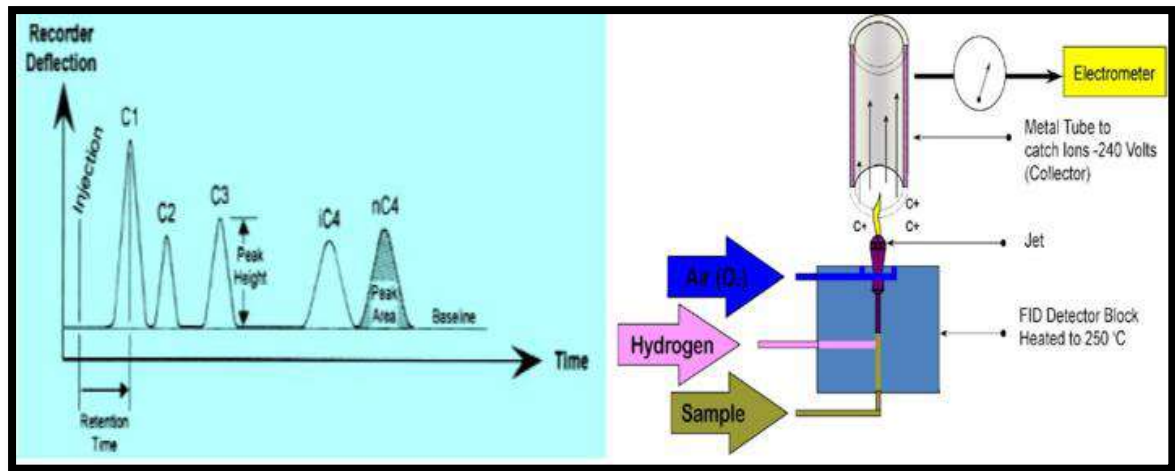


FIG III.22: principe de fonctionnement (chromatogramme et chromatographe). [11]

Dans le cas où le chromatographe possède deux colonnes, la première permet de séparer les gaz légers C1-C2, et la deuxième colonne permet de séparer les gaz lourds C3-nC5.

E- Le Générateur de H₂



FIG III.23: Générateur de H₂.

L'hydrogène est utilisé comme un transporteur de gaz et pour l'allumage de l'échantillon. Il peut être obtenu avec des bouteilles H₂ ou, plus couramment, via un générateur de H₂.

Le générateur d'hydrogène produit de l'hydrogène pur (et de l'oxygène comme sous-produits) par l'électrolyse de l'eau. L'élément principal de la génératrice est un assemblage de cellules électrochimiques qui contiennent un électrolyte polymère solide. Pas d'acides libres ou alcalins sont utilisés. Dé ionisée ou pur, l'eau distillée est un seul liquide qui peut entrer en contact avec la cellule. Comme celle-ci est consommée, elle doit être remplie de temps à autre selon les besoins.

- Le gaz d'hydrogène généré est accumulé dans le séparateur hydrogène/eau et le logement déshydratant.
- La pression intérieure est contrôlée par un capteur de pression.
- La pression de sortie est contrôlée par une vanne proportionnelle.
- L'hydrogène est séché par passage dans le séchoir automatique.
- L'hydrogène passe ensuite à travers le port de sortie à l'arrière.[5]

III.4. Interprétation

Grace à la méthode de chromatographie, il est possible d'évaluer et d'estimer les taux et la répartition des composantes (C1-C5) du gaz libéré à la surface. Ceci, et après interprétation de ces données, permet par la suite à un ingénieur d'obtenir des informations précieuses et « en temps réel » au cours du forage :

- La reconnaissance des zones de passage d'hydrocarbure
- La détermination de type de contacts fluides dans le réservoir.
- L'évaluation du potentiel de production du réservoir.
- L'évaluation de pression et la détection des éruptions et par la suite permettre d'entreprendre rapidement des actions pour éviter ces éruptions.

Tout au long de l'historique de l'analyse des données de gaz, diverses méthodes ont vu le jour pour permettre l'interprétation correcte des données obtenues. On cite:

- Rectangular Plot – Baroid (1969).
- Triangular Plot – Geoservices (1973).
- Three Ratio Plot – Exploration Logging (1984).
- GOR (GAS OIL RATIO) Equations – Texaco (1995).[5]

A- Nature du fluide :

Les rapports qui donnent la nature de fluide contenu dans le réservoir sont :

- **Rapport De Charcter** $Ch = (C4 + C5) / C3 \dots (1)$

Ce rapport sert à résoudre des ambiguïtés au sujet de la nature de la phase d'alcane :

- Si $Ch < 0.5$: le fluide sera un gaz humide ou des condensations (phase gazeuse)
- Si $Ch > 0.5$: le fluide a lieu dans une phase liquide (huile)

- **Rapport de wetness** $Wh = ((C2 + C3 + C4 + C5) / (C1 + C2 + C3 + C4 + C5)) * 100 \dots (2)$

- Il mesure la proportion d'alcane lourds et indique la densité du mélange d'alcane contenu dans la zone potentielle de roulement :
- Si $Wh < 0.5$: gaz léger et sec avec potentiel productif.
- Si $0.5 < Wh < 17.5$: gaz productif potentiel.

- Si $17.5 < Wh < 40$: huile productive potentielle (augmentations de pesanteur d'huile avec Wh).
- SI $Wh > 40$: huile lourde/résiduelle avec le potentiel productif.

- Rapport De Balance $Bh = (C1 + C2) / (C3 + C4 + C5) \dots (3)$

Ce rapport mesure la proportion d'alcanes lourds purs contre les alcanes légers purs (Méthane et éthane) et est combiné avec le rapport d'humidité pour améliorer la fiabilité de l'interprétation :

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

Tableau III.06 : Evaluation du potentiel pétrolier des réservoirs.

B- Evaluation quantitative

Comme noter précédemment, les données de gaz obtenues par chromatographie peuvent nous fournir des informations fort précieuses et en temps réel, non seulement des informations sur la nature du fluide dans le réservoir qui a donné le gaz, mais en collaboration avec d'autres données (ROP, Profondeur, diamètre de l'outil, pression estimée de la formation forée, etc.).

On est capable de déterminer la porosité apparente de la formation (en %). Ce type d'évaluation est appelée évaluation quantitative de la formation.

Pour le calcul de la porosité apparente on a :

$$P a \text{ (en \%)} = (100) * G_n / G_e \dots (4)$$

Avec $G_n = V_s / V_c$ et $G_e = V_s / V_f \dots (5)$

V_s : (volume total de gaz en surface) = $(0.2451) * (\% \text{ Gas}) * (V \text{ mud})$.

V_f : volume de gaz en condition de la formation.

V_c : Volume cylindrique des déblais.

III.5. Les Facteurs affectants l'interprétation

Le taux du gaz mesuré en surface dépend d'un certain nombre de facteurs. Certains sont en relation avec la géologie, d'autres sont dus à la manière avec laquelle on a foré le puits.

Pour cela, comme Mud logger ou bien ingénieur de données, on doit être capable de comprendre la relation entre la variation des lectures de gaz et la formation qu'on est en train de forer.[5]

III.5.1. Vitesse d'avancement (ROP: Rate of Penetration)

Le ROP est considéré comme le facteur le plus influent sur les lectures de gaz en surface ; cela s'explique par le fait que quand on fore rapidement, un grand volume de roche est détruit par la rotation de l'outil, ainsi plus de gaz détecté en surface dans le même intervalle de temps. Cette augmentation de taux de gaz est indépendante de changement de lithologie et par la suite cela ne peut pas être considéré comme une indication d'une formation productive.

De même, forer un trou de grand diamètre libérera plus de gaz par unité de profondeur, ainsi le diamètre de trou est considéré aussi comme étant un facteur influent sur les lectures de gaz en surface.[5]

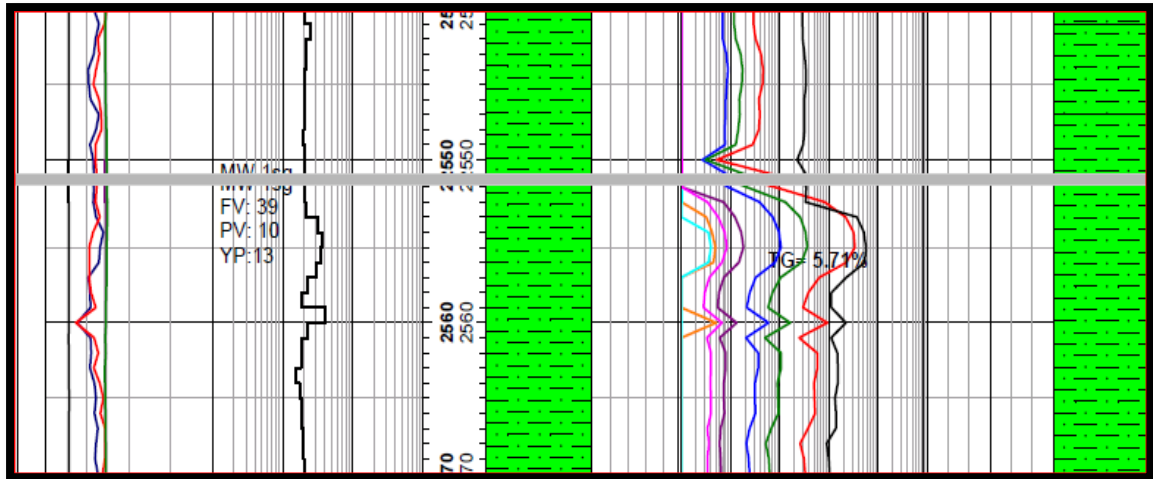


FIG III.24: Schéma représentatif de l'effet du ROP sur le volume de gaz. [7]

III.5.2. Type de l'outil (trépan)

- Outil de forage : des déblais sont produits par l'insertion d'un outil de forage spécialement les trépan à diamant qui produisent des déblais très petites par rapport à ceux produites par des outils à lames. Par conséquent, un plus grand nombre de déblais est produit et une plus importante surface et de vide sera exposé, et par la suite cela provoquera la libération d'un volume important de gaz et de fluide de formation.
- Outil de carottage : le taux de déblais produits au cours du carottage est réduit suite à la faite que le carottage central (l'échantillon) reste intact à l'intérieure de la colonne de carottage et retient ainsi tout le fluide de la formation carotté. Cela provoquera évidemment une réduction signifiante du volume de gaz libéré à partir de l'intervalle de formation collecté. De même, le carottage est effectué par un ROP relativement faible, causant une diminution de taux de gaz par rapport au temps.[5]

III.5.3. Vitesse de circulation (FR : Flow rate)

Une augmentation du FR provoquera une dilution importante du gaz dans la boue. Par exemple : le même volume de déblais avec le gaz de formation va être libérer dans un volume important de boue. Si on effectue un échantillonnage de cette boue à la surface, on notera une réduction du volume de gaz. Il faut noter qu'il y a d'autres effets qui doivent être pris en considération.[5]

III.5.4. Densité de la boue

Plus la boue est dense, plus on notera une pression différentielle dans le puits. Une boue de densité très importante va repousser le gaz à l'intérieur de la formation, ainsi peu de gaz va rejoindre la surface. Dans le cas d'un déséquilibre important, aucun gaz ne sera détecté, puisque le fluide de forage aura occupé l'espace des pores et poussera le fluide et le gaz de formation à l'intérieure de la roche.

La viscosité de la boue est un facteur aussi influent. Par exemple, avec une boue très visqueuse, il sera très difficile d'extraire du gaz par le piège à gaz.[5]

III.5.5. Température de la boue

La température de la boue a un effet direct sur le contrôle de la solubilité des gaz.

Une boue très « froide » tend à garder les gaz en solution et ils ne sont pas libérer avec l'agitation mécanique.

Une boue « chaude » libérera les hydrocarbures plus facilement. Cette différence est notée surtout dans la boue à base d'huile. De plus, les composants du gaz sont affectés différemment. Le méthane se libère de la boue dans la majorité des températures, alors qu'un pourcentage de C5 tend à rester en solution dans la boue à base d'huile synthétique même avec une température à l'environ de 100°C.

Ainsi, plus froide est la boue, moins la lecture de gaz on obtient.[5]

III.5.6. Position du piège à gaz (Gaz Trap)

La position du piège à gaz doit être vérifiée régulièrement pour assurer une position optimale dans la boue.

- Si le piège est hors de la boue, elle ne peut plus extraire du gaz et par la suite on ne peut plus détecter ce dernier.

- Si le piège est trop submergé ou loin du flux principal de la boue, on obtiendra un niveau très faible de gaz.

La maintenance du piège à gaz, des lignes de gaz et des filtres est vitale pour obtenir des lectures de gaz consistants.[5]



FIG III.25: Position de piège à gaz : à gauche (position optimale), à droite (position submergée). [5]

III.5.7. Volume des lignes de gaz (Gas line)

Une ligne de gaz trop longue avec trop de filtres et de vides causera la dilution et la perte des taux de gaz. Le même résultat sera obtenu si la ligne de gaz nécessite d'être inspectés régulièrement, remplacer ou améliorer.[5]

III.5.8. Changement de formation

Une fois que les paramètres de boue, le ROP et l'efficacité du piège à gaz sont prises en considération, il nous reste les facteurs de type géologiques affectants les lectures de gaz.

On peut citer ici :

- Teneur des hydrocarbures dans la formation forée.
- Propriétés Pétro physiques de formation (porosité et perméabilité).
- Propriétés physiques de formation (la température et pression).
- Stabilité de formation : dans les formations peu consolidées ou friable, le volume de déblais est peu plus grand par rapport au diamètre de l'outil de forage, cela influe positivement sur la quantité de gaz mesurée.[5]

IV.1. Interprétation des données de gaz

Dans notre travail on utilise la méthode nouvelle des ‘gas ratios ‘ pour :

IV.1.1. Déterminer le type d'hydrocarbures

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

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

Ces rapports :

-Déterminé à partir de la comparaison des rapports de gaz de forage-boue et de données de production.

-Calculer en temps réel l'évaluation immédiate et la reconnaissance des changements et des contacts des réservoirs.[3]

A-Wetness Ratio (Wh)

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

Ce rapport est proportionnel à la densité du fluide analysé.

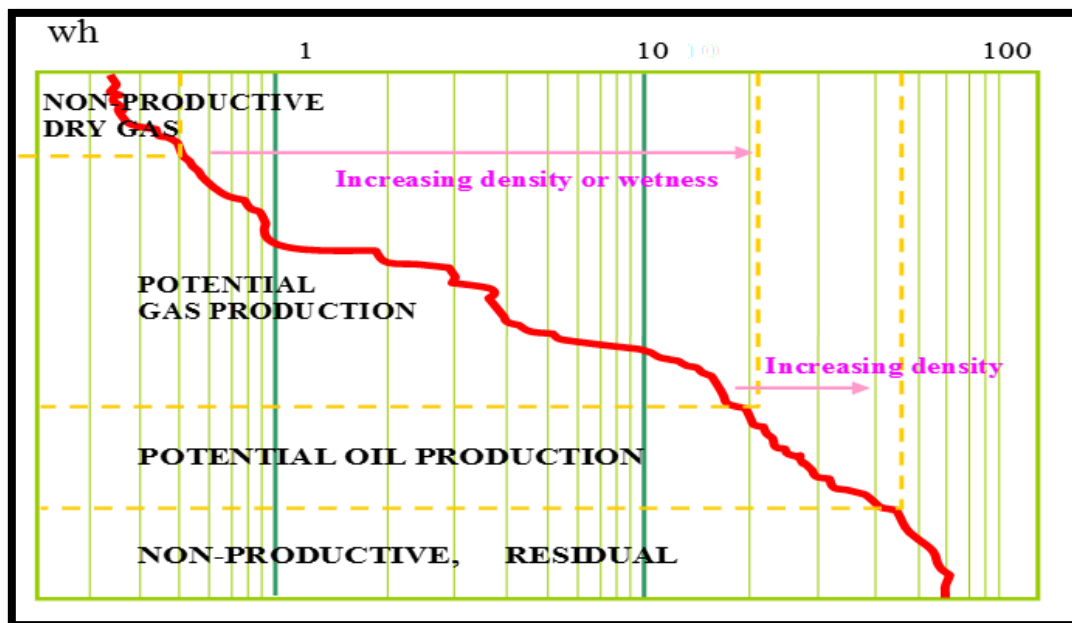


FIG IV.26: Wetness Ratio (Wh). [3]

B-Balance Ratio (Bh)

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

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

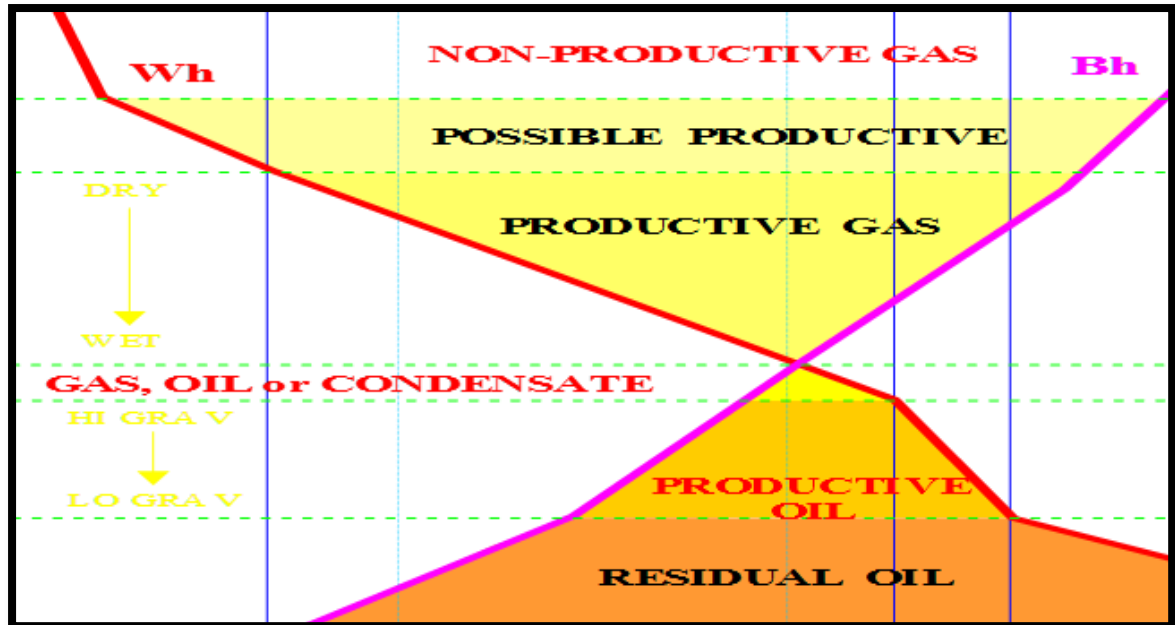


FIG IV.27: Balance Ratio (Bh). [3]

C-Character Ratio (Ch)

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

Ce rapport compare les composants lourds des gaz, à savoir le propane, le butane et le pentane. Il permet de déterminer finalement l'état physique des hydrocarbures en place, donc le type de réservoirs : gaz ou liquide. [3]

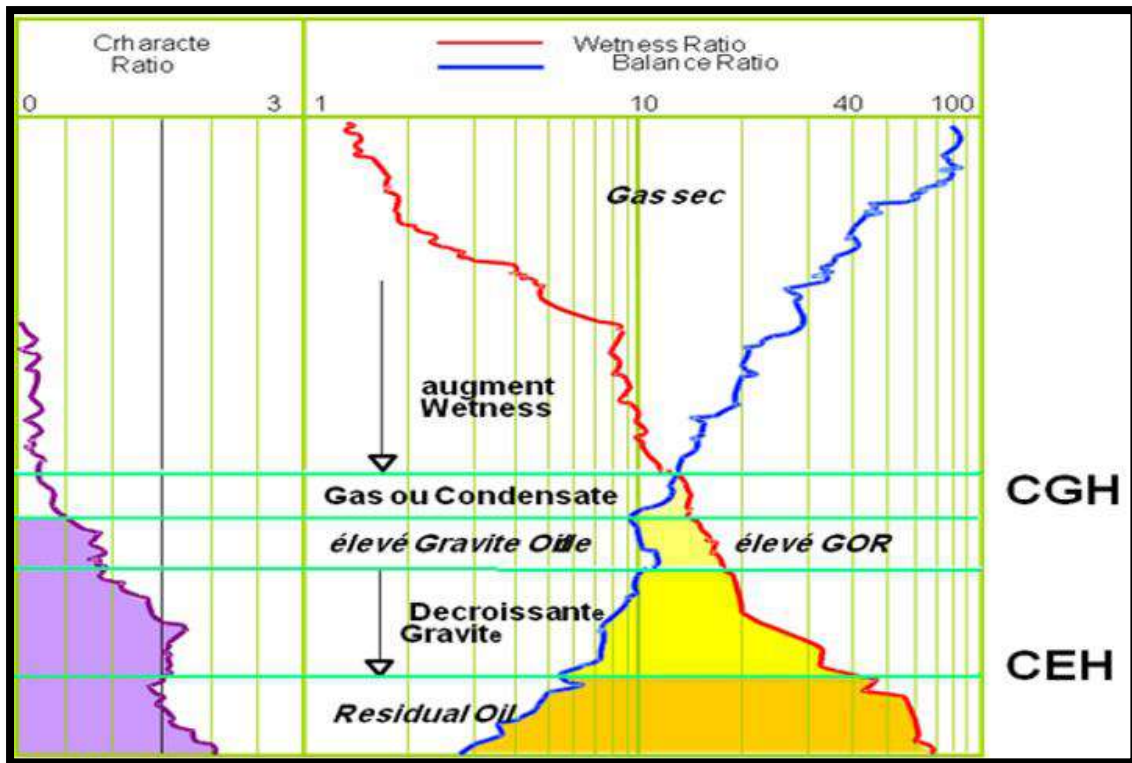


FIG IV.28: Character Ratio (Ch). [3]

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

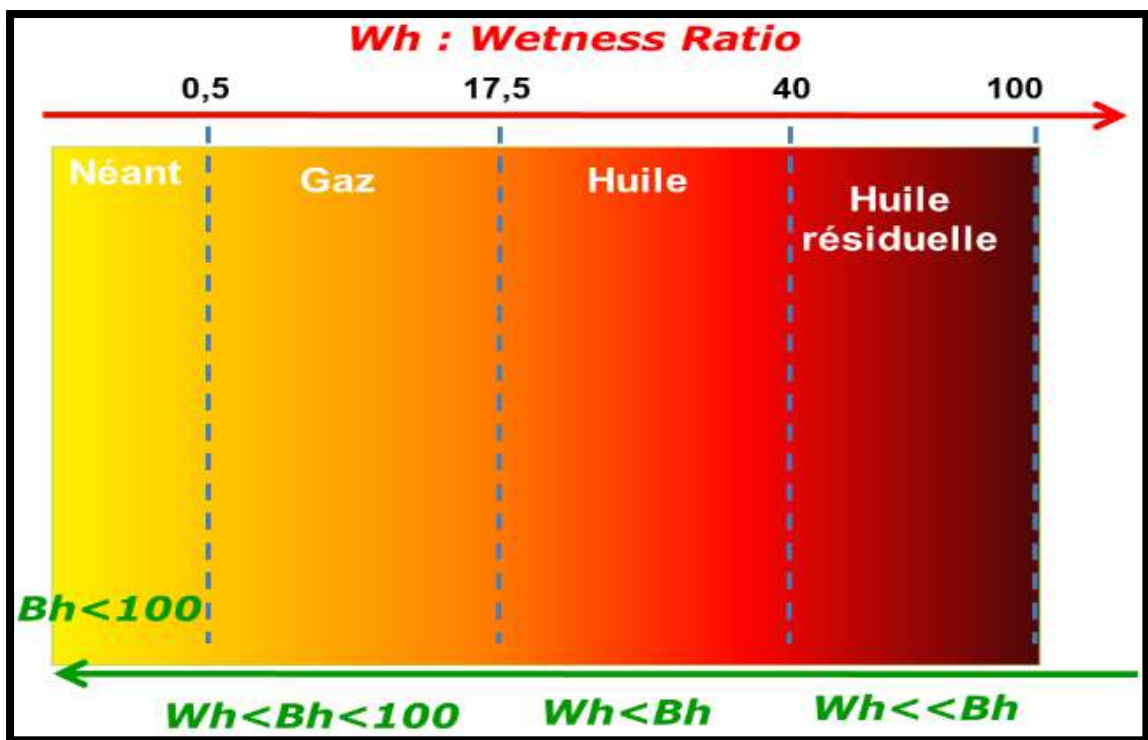


FIG IV.29 : Evaluation de nature gaz huile eau. [3]

IV.1.2. Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz

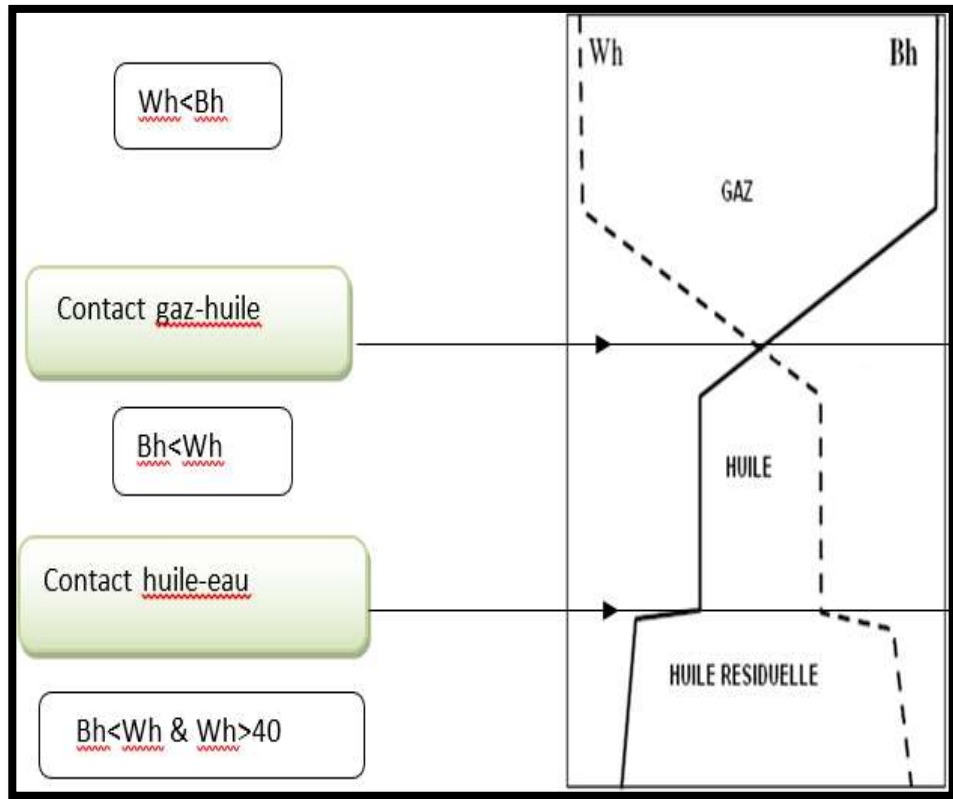


FIG IV.30: Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz. [3]

IV.2. Cas du puits ALNW-4

À partir des data gas détectés et enregistrés par le système de gaz, on a établi un graphe représentatif pour faire une analyse précise et entière de plusieurs intervalles, parmi eux l'objectif principal du sondage en déterminant les couches à gaz, à l'huile et/ou à condensat.

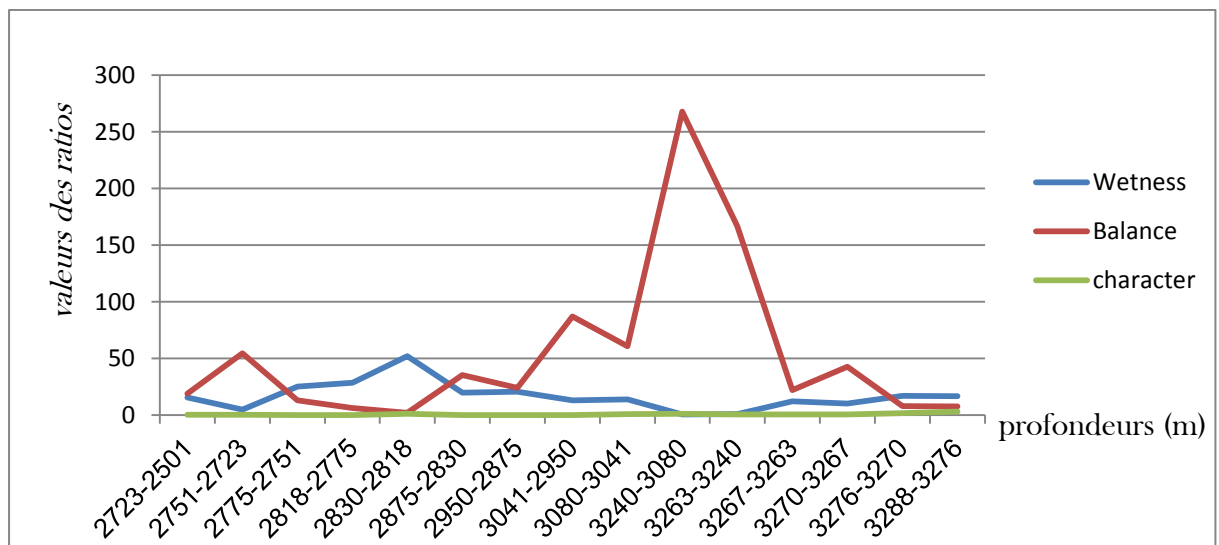


FIG IV.31: graphe représentatif de la zone choisie.

Afin de caractériser notre zone, on a calculé les rapports de gaz figurés dans le tableau suivant :

profondeurs (m)	Wh	Bh	Ch
2501-2723	15.6336428	19.0773426	0.49034677
2723-2751	5.01037403	54.5545171	0.47719298
2751-2775	25.1396648	12.9222222	0
2775-2818	28.5077951	6.24193548	0
2818-2830	52.1640091	2.03806228	1.29365079
2830-2875	19.8526402	35.2821782	0
2875-2950	20.662612	24.1935484	0
2950-3041	13.1978298	87.0138408	0.17479675
3041-3080	13.9579566	60.8741259	0.84516129
3080-3240	0.5777276	267.910714	1.28571429
3240-3263	1.00739778	166.669872	0.75280899
3263-3267	12.2526484	22.108545	0.54092527
3267-3270	10.3089553	42.7178082	0.74641148
3270-3276	16.9370539	7.95930233	1.73015873
3276-3288	16.8627451	7.6440678	3.06896552

Tableau IV.07 : rapport caractéristique des gaz.

Les données de gaz analysées et interprétées sont du dévonien et du silurien, la profondeur forée est 3300 m. Le tableau ci-dessous illustre les quantités de différents gaz analysées.

profondeurs (m)	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	C4 ppm	C5 ppm
2501-2723	34165	4314	1067	850	100
2723-2751	33879	1145	342	300	0
2751-2775	938	225	90	0	0
2775-2818	1284	264	248	0	0
2818-2830	420	169	126	163	0
2830-2875	5874	1253	202	0	0
2875-2950	4957	1043	248	0	0
2950-3041	22079	3068	246	43	0
3041-3080	15226	2184	155	131	0
3080-3240	89832	186	147	90	99
3240-3263	51786	215	178	71	63
3263-3267	8780	793	281	86	66
3267-3270	14312	1280	209	96	60
3270-3276	1280	89	63	65	44
3276-3288	848	54	29	43	46

Tableau IV.08 : données de gaz du dévonien et du silurien du puits ALNW-4 en fonction de la profondeur (m). [6]

A- Analyse de graphe

L'analyse de ce graphe nous permettait de subdiviser notre objectif en plusieurs strates différentes selon le contenu de chaque couche traversée.

-Rapport de Whetness (Wh)

On observe une croissance progressive de Wh en fonction de la profondeur, ou elle a commencé de 5 à la profondeur 2723 m, jusqu'à 52 à la cote entre les profondeurs 2818 m et 2830 m puis, une décroissance jusqu'à la valeur 0.52 près de la cote 3240 suivi d'une deuxième croissance au-delà de 20 à 3288 m de profondeurs.

-Rapport de balance (Bh)

On observe une décroissance rapide de Bh en fonction de profondeur, elle a débuté de 54.55 à la cote entre les profondeurs 2723 m et 2751 m jusqu'à la cote entre 2818 m et 2830 m, puis une nouvelle fois une croissance jusqu'à 267 à la profondeur 3240 m, suivi d'une décroissance jusqu'à la valeur 7 à 3288 m.

-Rapport de charcter (Ch)

Il est négligeable ou ces valeurs sont presque nulles.

A.1. Interprétation du graphe

Selon les valeurs représentées dans le graphe on peut déterminer plusieurs intervalles :

-Intervalle entre 2501 m et 2751 m

profondeurs (m)	Wh	Bh	Ch
2501-2723	15.6336428	19.0773426	0.49034677
2723-2751	5.01037403	54.5545171	0.47719298
2751-2775	25.1396648	12.9222222	0

Tableau IV.09 : rapports caractéristiques de l'intervalle 2501-2751m.

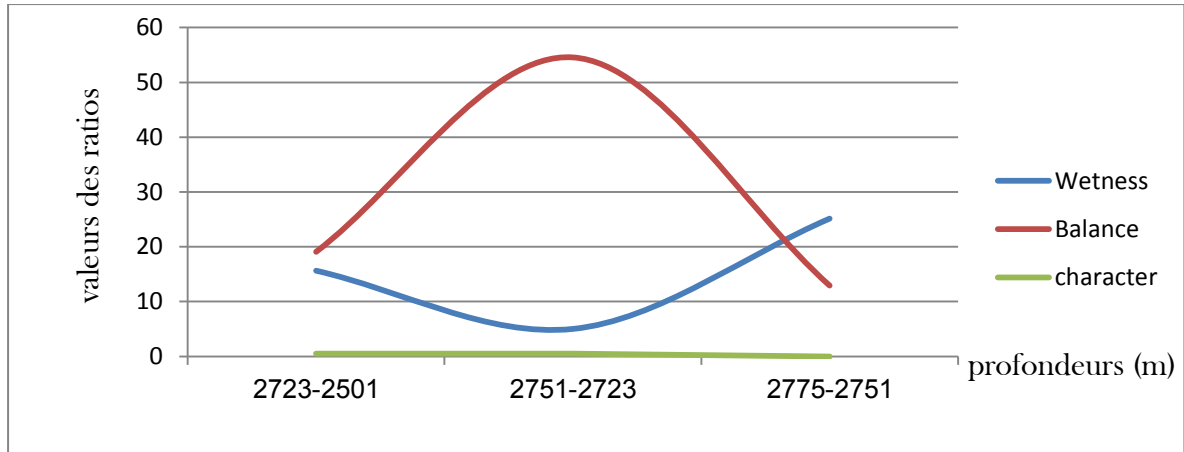


FIG IV.32: graphe représentatif de l'intervalle 2501-2751m.

Dans cet intervalle il est indiqué que la valeur du Whetness varie entre 5.01 et 15.63, tandis que la valeur de balance varie entre 54.5 et 19.05, et que le rapport de balance est supérieur à whetness et cela veut dire que cette zone peut être une zone productive de gaz, et que la valeur du charcter confirme ce résultat $Ch < 0.5$.

- *intervalle entre 2751 m et 2818 m*

profondeurs (m)	Wh	Bh	Ch
2751-2775	25.1396648	12.9222222	0
2775-2818	28.5077951	6.24193548	0
2818-2830	52.1640091	2.03806228	1.29365079

Tableau IV.10 : rapports caractéristiques de l'intervalle 2751-2818m.

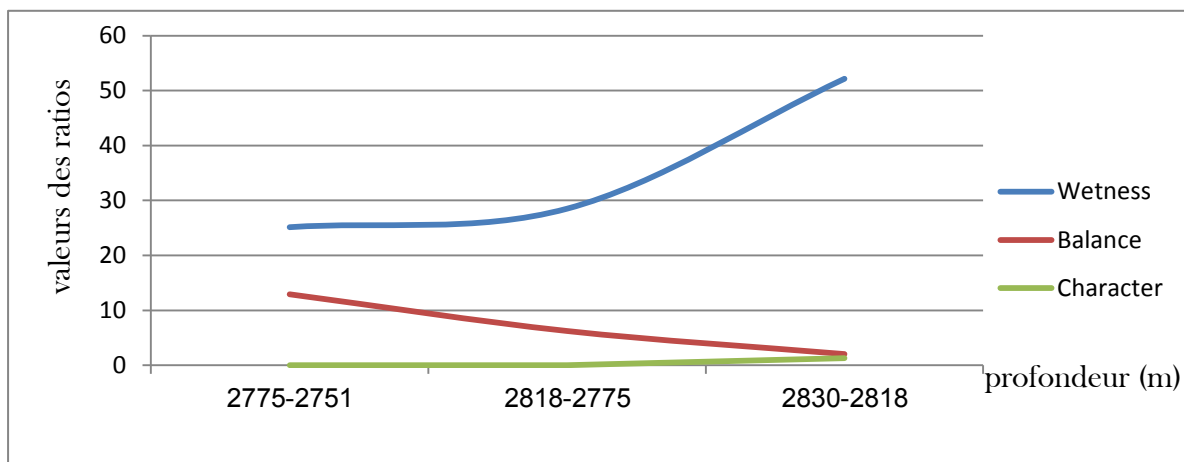


FIG IV.33: graphe représentatif de l'intervalle 2751-2818m.

Dans cet intervalle la valeur du whetness varie entre 25.13 et 28.5 et aussi elle est supérieure à celle de la balance qui varie entre 6.24 et 12.9, selon ces données on peut dire que cette partie comporte une zone productive d'huile et que la densité d'huile croît avec la séparation des courbes.

-intervalle entre 2818 m et 2830 m

profondeurs (m)	Wh	Bh	Ch
2775-2818	28.5077951	6.24193548	0
2818-2830	52.1640091	2.03806228	1.29365079
2830-2875	19.8526402	35.2821782	0

Tableau IV.11 : rapports caractéristiques de l'intervalle 2818-2830m.

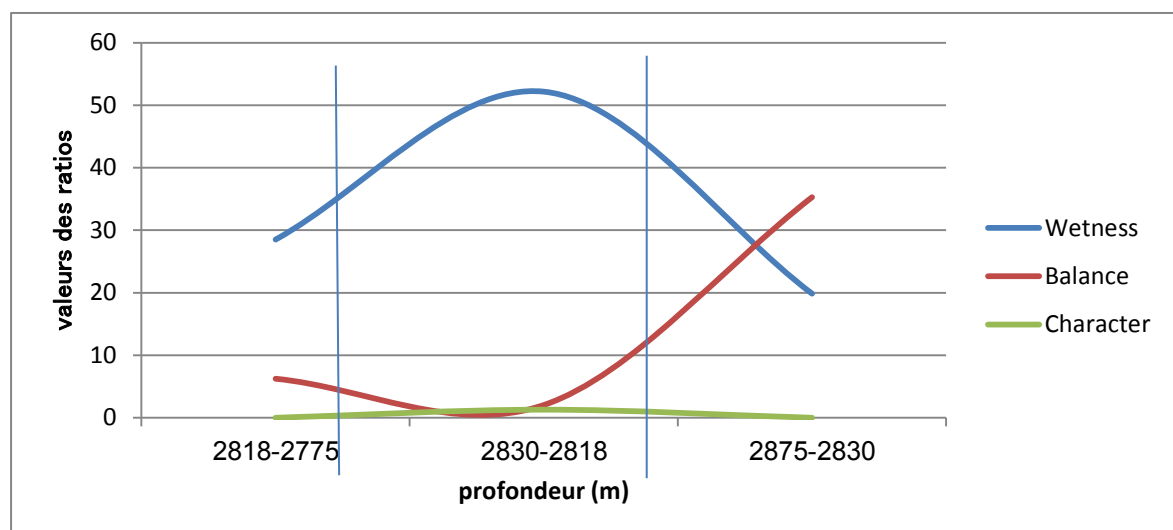


FIG IV.34: graphe représentatif de l'intervalle 2818-2830m.

Dans cet intervalle le whetness est supérieur à 40, sa valeur est de 52.16 cette valeur nous permet de dire clairement que cette zone est non productive elle contient peut-être des huiles lourds, résiduels ou de l'eau, la valeur du Ch > 0.5 confirme le résultat.

-intervalle entre 2875 m et 3267 m

profondeurs (m)	Wh	Bh	Ch
2830-2875	19.8526402	35.2821782	0
2875-2950	20.66261204	24.1935484	0
2950-3041	13.19782985	87.0138408	0.17479675
3041-3080	13.9579566	60.8741259	0.84516129
3080-3240	0.577727605	267.910714	1.28571429
3240-3263	1.007397779	166.669872	0.75280899
3263-3267	12.25264841	22.108545	0.54092527
3267-3270	10.30895532	42.7178082	0.74641148

Tableau IV.12 : rapports caractéristiques de l'intervalle 2875-3267m.

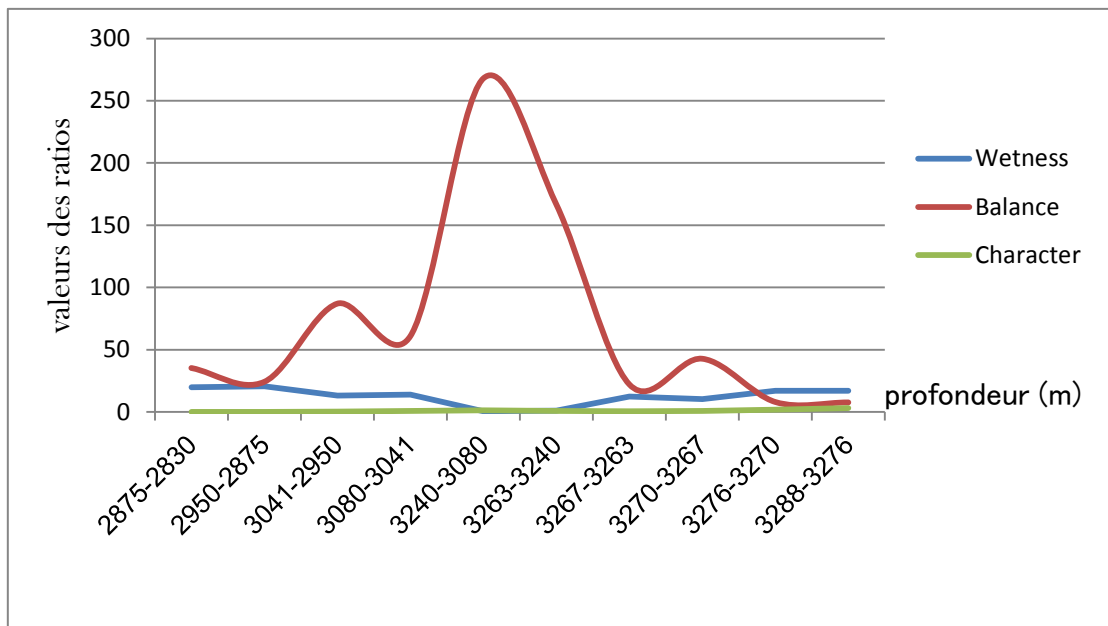


FIG IV.35: graphe représentatif de l'intervalle 2875-3267m.

La valeur du whetness dans cette zone varie entre 0.57 et 20 tandis que la valeur de balance varie entre 22 et 267, elle est toujours supérieure à celle du whetness. Cela peut dire que cette zone est une zone productive de gaz.

Remarque

Les zones de contacts huile-gaz et huile-eau sont représentés dans la figure suivante :

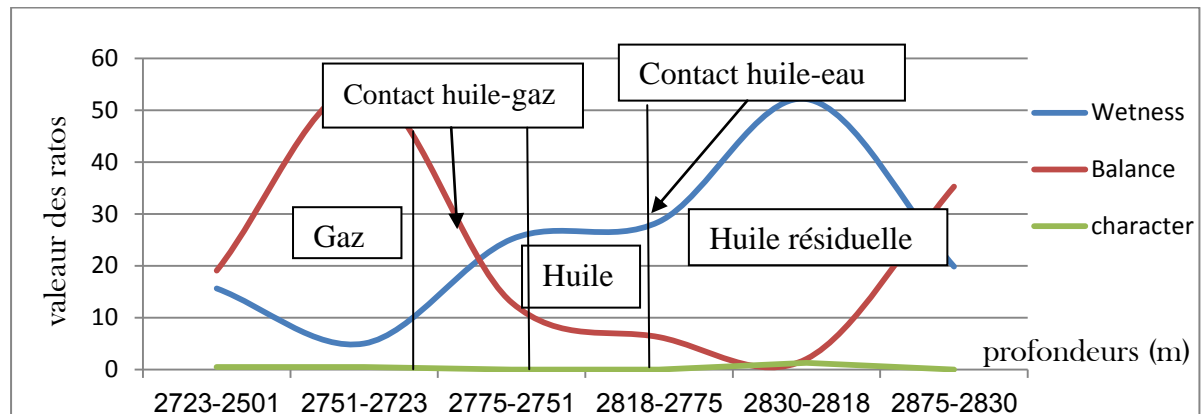


FIG VI.36: Zone de contacts huile-gaz et huile-eau.

Toutes les données et les valeurs détectées par le chromatographe et le total gas detector seront présentes dans un master-log qui englobe beaucoup d'informations.

A.2. Définition du Master-log

Le Master-log est le plus important document élaboré pendant le forage, il comprend toutes les données géologiques et d'ingénierie concernant la lithologie, caractéristique de la boue, vitesse d'avancement, porosités et perméabilité estimées, indices de gaz et d'huile et enfin les résultats de test de formations. Il se joint aux diagrammes d'interprétation de diagraphies différées sur ordinateur pour former l'ensemble des documents de base avec lequel toutes décisions de mise en production et/ou de poursuite de l'exploration seront mises.

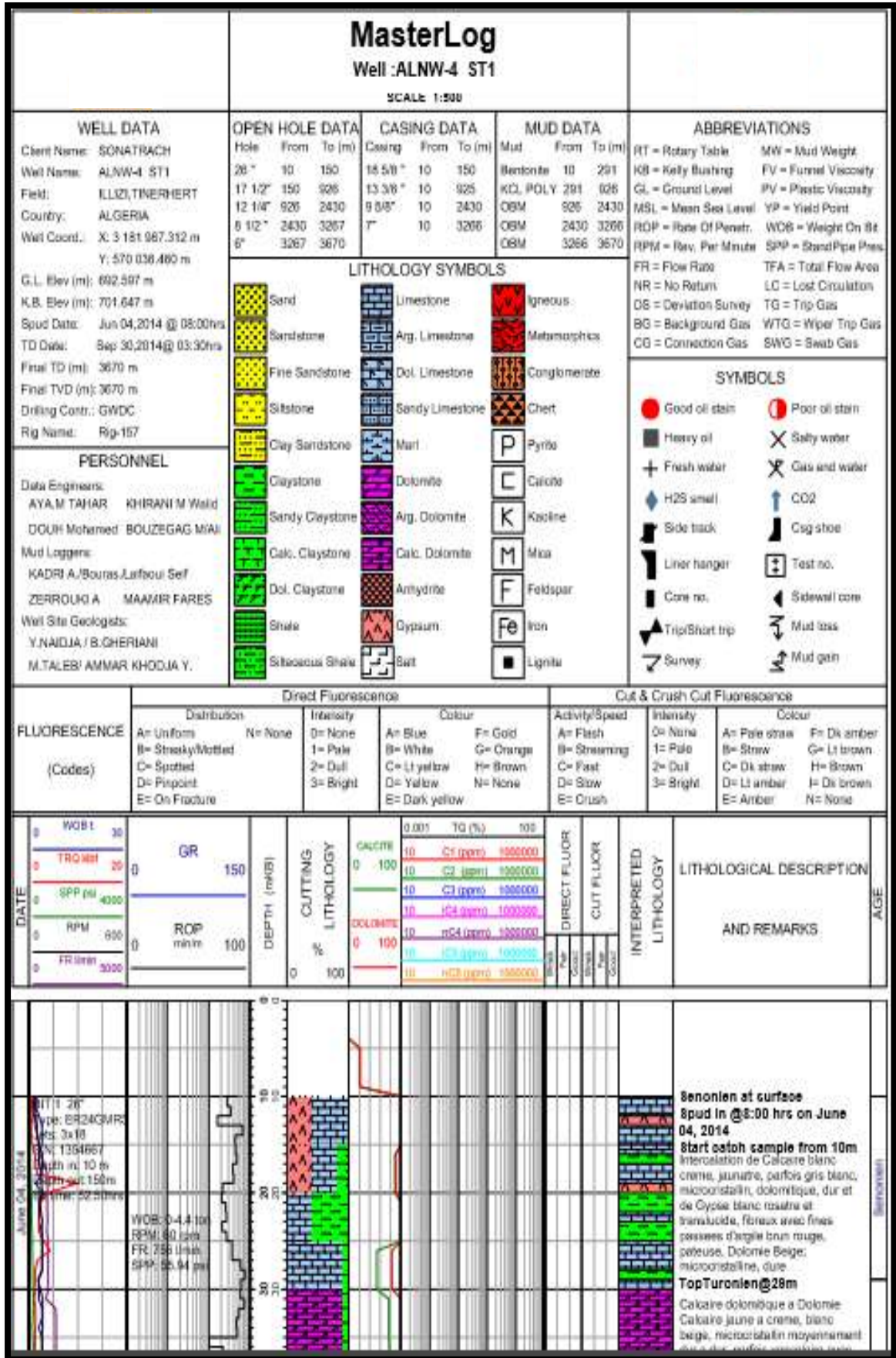


FIG IV.37 : exemple du master log (puits ALNW-4). [7]

B- Discussion des résultats

D’après les résultats obtenus à partir de notre interprétation et les tableaux précédents et le master log aussi, en comparant ces résultats avec celles des puits voisins de la région d’étude on a fait les commentaires suivants :

-le chromatographe et le total gas detector n’ont rien détectés en traversant toutes la longueur forée en passant par le réservoir F2 qui est parmi les objectives de ce forage.

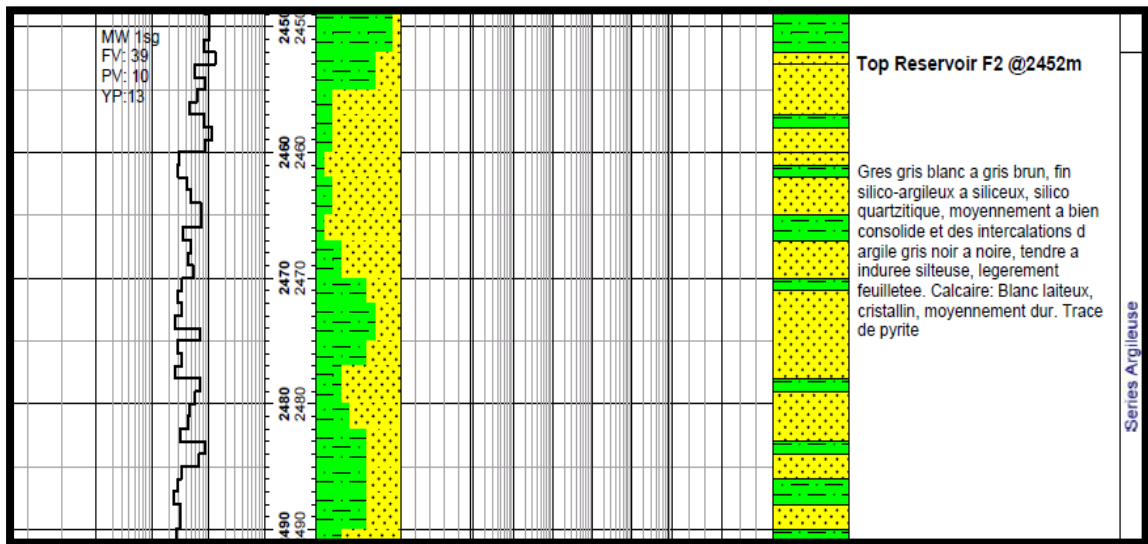


FIG IV.38: master log représentatif de l’intervalle 2450-2490m (réservoir F2).

[7]

-les puits voisins ALNW-1et ALSO-2 foré en 2008 et 2009 ont aussi des résultats similaires, des terrains sec (pas de gaz), dans le puits ALNW-1 tandis que ALSO-2 a connu une faible production d’huile et de gaz.

-la détection de gaz a eu lieu à partir de 2500m de profondeur à partir des séries argileuses qui servent comme couverture, et en passant par le réservoir F3 à partir de 2723 m.

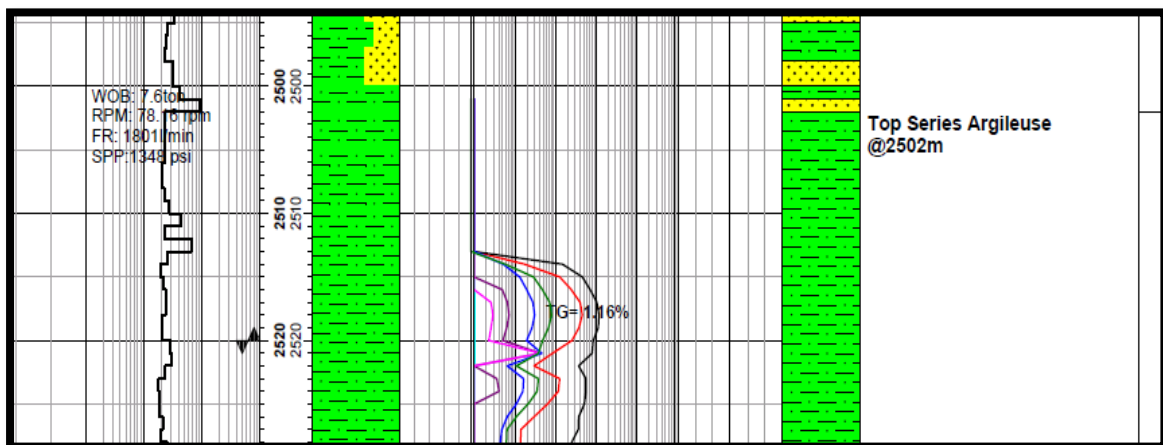


FIG IV.39 : master log partiel de l’intervalle 2500-2520m. [7]

-d'après les résultats interprétés de l'intervalle 2501-2751 m qui contient le réservoir F3 et les résultats du puits voisin ALBO-1 qui a débité 9004 mètre cube/heure de gaz et 1.9 mètre cube/heure de condensat dans le même réservoir nous permet de confirmer la présence du gaz avec une estimation d'avoir un bon potentiel.

-la présence d'une série argileuse dans l'intervalle 2751-2818 m est la cause de la présence de l'huile piégée dans ces pores.

-la présence de la zone non productive dans l'intervalle 2818-2830 m qui comporte le réservoir F4 signifie que ce réservoir est non productif qui est le cas du puits voisin ALRO-2 qui a subi un test réussi techniquement mais non productif.

-la zone productive de gaz estimée qui correspond au dernier intervalle 2875-3267 m comporte un autre réservoir visé par le forage du puits ALNW-4 qui est le réservoir F6 intéressant notamment les grés de l'unité C3 qui a produit du gaz avec un débit 7860m³/h de gaz avec une pression en tête de 1220psi sous duse 32/64 au niveau du puits ALNW-1 et 4.22m³/h de condensat.

D'après toutes ces résultats interprétés la mise en production de ces deux réservoirs F3 et F6 reste à savoir ultérieurement après la collaboration de ces données avec les données des tests subie pour ce puits qui permet de déterminer sa valeur commerciale.

Conclusion

Le forage d'exploration dans le périmètre de Tinhert comporte des réservoirs objectifs. En effet, les différents réservoirs du dévonien F2, F3, F4 et du siluro dévonien F6 sont les principaux objectifs vu les grands volumes attendus de gaz qui varient entre 7081 et 12870 milliard de m³.

L'analyse de gaz joue un rôle fondamental durant toute l'opération du forage afin de déterminer le pourcentage des différents gaz libérés des formations traversées, ainsi que pour faire une analyse quantitative et qualitative à l'aide d'un système d'analyse très sophistiqué.

La qualité et la nature du gaz extrait de la boue qui sera détectée et analysée représente la première source d'information afin d'évaluer l'intérêt du réservoir.

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

-L'analyse chromatographique des gaz (analyse qualitative) consiste à séparer les gaz et les concentrations des composants d'un mélange de substances chimiques contenues dans un échantillon.

L'interprétation par la méthode des ratios sert à calculer plusieurs rapports (wethness, balance et character).

Le wethness (Wh) est rapport proportionnel à la densité du fluide analysé, le Bh ou le balance ratio, ce rapport permet une comparaison directe entre les hydrocarbures lourds et légers et enfin le character ratio permet de déterminer finalement l'état physique des hydrocarbures en place, donc le type de réservoirs : gaz ou liquide.

Ces analyses permettent de déterminer et caractériser les réservoirs (réservoir à gaz ou à huile) et les zones productrices ou non productrices et localiser les zones de contact entre les fluides, et c'est le cas de notre applications sur le puits ALNW-4 st-1 qu'on a fait qui a donné trois réservoirs productifs F3 (gaz) ,F4 (huile) ,F6 (gaz), ainsi que des zones de contacts gaz-huile (2751-2775 m) et huile-eau (2775-2818 m).

Bibliographie :

- [1] Askri.H, A. Belmecheri, Geology of Algeria, contribution de sonatrach division exploration.
 - [2] Halilali.H, Said,S, Rapport d'implantation du puits ALNW-4 , Mai 2014.
 - [3] Hydrocarbon evaluation and interpretation-gas ratio, whetherford.
 - [4] Maamar. J, Cours mud-logging, IAP boumerdess (juin 2007), p21-44.
 - [5] Mansor S, étude et interprétation des échantillons de gaz au cours de forage .
 - [6] Mathieu y, Perrodon A, Géologie et géodynamique de la terre, article 009-mai 2014.
 - [7] Master log du puits ALNW-4 ST1.
 - [8] M.Dadou, introduction à l'industrie pétrolière et initiation au forage ,IAP novembre2007, p32-33.
 - [9] Rapport Final Du Puits ALNW-4 ST1, SH/exploration, (juin-octobre 2014), p96-104,107.
 - [10] Romaiassa H, Seif eddin B, exposé sur le bassin d'illizi (tp gisement),3ème année géologie pétrolière LMD , université kasdi merbah 2014-2015.
 - [11] Samir A, Cours de géologie de sonde wellsite geology, IAP-SPA,(2010/2011),p18-50.
 - [12] Smaine Z, Noureddine B, Rabih L, well evaluation conference Algérie 2007.
- site web :
- [13] www.connaissancedesenergies.org, February 23, 2017, 10:05:58 AM
 - [14] www.marees-noires.com, Avril 16, 2017, 06:31:25 PM

Résumé :

Différents types d'hydrocarbures peuvent être récupéré par le moyen d'un forage pétrolier (gaz, huile), lourds ou légers . le forage peut atteindre plusieurs kilomètres de profondeur et traverse plusieurs couches , qui peuvent générées du gaz .

Pour cette raison la cabine mud-logging est équipée d'un système de détection de gaz qui permet de suivre ou mesurer plusieurs paramètres, afin d'établir des rapports sur l'état d'avancement et la reconnaissance de réservoir, parmi les paramètres les plus exigés est celle du rapport des gaz (gas ratio) ; trois rapports du gaz sont calculés à savoir ; rapport des gaz humide (wetness, Wh), le rapport balance de gaz (balance ratio, Bh) et le troisième le rapport caractéristique (character ratio, Ch). Ces trois paramètres permettent la détermination de types de fluide, zone de contact entre les différents fluides.

Abstract :

Different types of hydrocarbons can be recuperated by a drilling operation (gas, oil) with a weak or high density. a drilling operation can reach kilometers of depth and go through different formations generating gas.

For these reason, a gas detection system is set in mud-logging cabin for measurement or monitoring of several parameters, in order to establish progress reports and reservoir recognition, among the parameters most demanded is that of the gas ratio; Three gas ratios are calculated namely; The wet balance ratio (wetness, Wh), the gas balance ratio (balance ratio, Bh) and the third characteristic ratio (character ratio, Ch). These three parameters allow the determination of production areas, types of hydrocarbons and contacts zones.

ملخص :

أثناء عملية حفر بئر بترولية يمكن استخراج عدة أنواع من المحروقات سواء كانت غازية او سائلة ، خفيفة أو ثقيلة عملية الحفر يمكنها بلوغ العديد من الكيلومترات مرورا بمختلف الطبقات الجيولوجية المنتجة والحاملة للغاز.

ومن أجل ذلك توضع كابينة مجهزة بنظام الكشف وتحليل الغاز لأن هنالك العديد من الخصائص والمعلمات التي يجب حسابها أو قياسها بهدف إصدار تقارير حول حالة تقدم الحفر ونوع الخزان ، ومن بين هذه المعلمات نجد معامل الرطوبة ، معامل التوازن ، معامل النوعية، هذه المعاملات تسمح بتحديد نوعية المحروقات او الموانع ، الطبقات المنتجة و مناطق الاتصال بين مختلف أنواع هاته الموانع .