Nº Ordre...../FHC/UMBB/2023

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université M'Hamed Bougara - Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du Diplôme :

MASTER

Présenté par

KABACHE Skandar
NACEUR Mohamed Dhiaa Elddine

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Géologie Pétrolière

Thème

GESTION DES DONNEES DE FORAGE EN TEMPS REEL POUR L'EVALUATION DE LA QUALITE DU RESERVOIR SILURIEN ARGILEUX-GRESEUX « A1 » - PERIMETRE BIR-BERKINE OUEST (BLOC 404A) –BASSIN DE BERKINE

Devant le jury composé :

Mr. CHAOUCHI Rabah	Professeur	UMBB	Président
Mme. YAHIAOUI Lamia	MAA	UMBB	Encadreur
Mme. BENAYAD Soumya	MCA	UMBB	Examinateur

Année universitaire : 2022/2023

Remerciements

Louanges à Allah, Le Clément et Le Miséricordieux, Celui qui nous a créés, nous protège et reste toujours à nos côtés, ne nous laissant jamais seuls. Sans Sa miséricorde, ce travail n'aurait pas pu aboutir.

Avant de présenter ce travail, nous souhaitons exprimer notre gratitude envers tous ceux qui ont contribué, de quelque manière que ce soit, à sa réalisation.

Tout d'abord, nous tenons à remercier chaleureusement notre promotrice, Madame **YAHIAOUI Lamia**, pour la confiance qu'elle nous a accordée et le temps qu'elle a consacré à guider ce mémoire. Elle a toujours été présente, et nous lui sommes reconnaissants pour sa disponibilité, son ouverture d'esprit, son optimisme, ainsi que ses nombreux conseils scientifiques et professionnels précieux. Nous lui adressons mille remerciements.

Nous sommes également très reconnaissants envers Monsieur **SAHLI Ismail** pour son aide dans la réalisation du stage et pour nous avoir donné l'opportunité de bénéficier de ses vastes expériences dans le domaine pétrolier. Nous exprimons nos sincères gratitudes pour sa patience, sa gentillesse, sa disponibilité et ses précieux conseils, tant sur le plan professionnel que humain. Mille mercis.

Nous adressons nos vifs remerciements et notre profonde gratitude aux membres du jury qui nous ont honorés de leur présence. Nous remercions Monsieur **CHAOUCHI Rabah**, professeur à l'Université de Boumerdès, d'avoir accepté la présidence du jury et nous sommes reconnaissants de l'honneur qu'il nous a fait.

Nous souhaitons également exprimer notre sincère gratitude et reconnaissance envers nos professeurs Monsieur **SADAOUI Moussa** et Madame **BENAYAD Soumya**, pour tout ce qu'ils ont fait pour nous tout au long de ces années. Un grand merci à vous.

Nous remercions tous les membres du jury d'avoir accepté d'examiner ce modeste travail.

Nous tenons à exprimer toute notre gratitude envers nos enseignants depuis la première année primaire.

Enfin, nous souhaitons remercier toutes les personnes qui nous ont aidées de près ou de loin dans la réalisation de ce travail

Dédicace

À mes parents, ma chère famille et mes chers professeurs,

Avec fierté et bonheur, je vous dédie ce mémoire de fin d'études en signe de ma profonde gratitude et de mon amour infini pour vous. Je ne saurais exprimer par des mots à quel point je suis reconnaissant(e) envers vous pour le soutien que vous m'avez apporté tout au long de ce parcours académique.

Ma chère famille, vous êtes le pilier solide qui m'a soutenu et inspiré à chaque pas que j'ai fait. Grâce à votre amour incommensurable et à votre encouragement constant, j'ai surmonté les défis et réalisé mes rêves. Je n'aurais pu atteindre ce jour sans votre présence à mes côtés, et je vous suis reconnaissant(e) de tout mon cœur.

Mes chers professeurs, vous êtes les héros qui ont éclairé le chemin de l'éducation et du savoir devant moi. Grâce à vos connaissances et à votre expertise, j'ai pu apprendre et grandir en tant qu'étudiant(e). Vous avez été ma source d'inspiration et mon modèle, et je n'oublierai jamais les efforts que vous avez déployés pour m'aider à atteindre mon plein potentiel.

Mon mémoire porte vos précieuses empreintes, c'est le fruit de mes efforts et de vos précieuses directives. Je vous promets d'utiliser les connaissances que j'ai acquises pour être un membre actif et positif de la société. Je porterai le flambeau que vous m'avez transmis et je travaillerai avec diligence et dévouement pour réaliser le changement et le succès dans ma vie et celle des autres. Un grand merci à vous tous

Sommaire

Chapitre I: Généralités 3
I.1. Situation Géographique 4
I.2. Situation géologique 4
I.3. Cadre Structural 5
I.4. Cadre Stratigraphique : 9
I.4.1. Le Socle : 9
I.4.2. Le Paléozoïque : 9
I.4.3. Le Mésozoïque : 11
I.4.4. Le Cénozoïque: 11
I.4.5. Le Quaternaire : 11
I.5. Système Pétrolier : 13
I.5.1. Roches mères : 13
I.5.2. Les roches réservoirs : 13
I.5.3. Les roches couvertures : 16
I.5.4. Les Pièges 16
I.5.5. La migration : 17
I.5.6. Présentation de la zone d'étude 18
I.5.7. Roches réservoirs et résultats pétroliers : 20
Chapitre II: Gaz en cours de forage, méthodes et équipements 22
II.1. Introduction : 23
II.2. Systèmes de gaz en géologie pétrolière : 23
II.2.1. Collecte de données sur le gaz en surface 24
II.3. Les principaux gaz détectés : 25
II.3.1. Background Gaz : 25
II.3.2. Gaz libérés : 25
II.3.3. Gaz de formation (PFORM> PHYDR) : 25
II.3.4. Le gaz de reprise de fond BRF: 26
II.4. Les types de Gaz 26
II.4.1. Le gaz libéré: 27
II.4.2. Le gaz produit : 27
II.4.3. Le gaz recyclé : 28

II.4.4. Gaz de contamination : 28
II.5. Méthodes d'interprétation du gaz détectes : 29
II.5.1. Déterminer le type d'hydrocarbures huiles, gaz, condensât : 31
II.5.2. Évaluation des types de réservoirs de gaz et de liquides : 34
II.6. Résultats et Interprétation 37
II.6.1. Puits 1 SAG « A1 » : 38
II.6.2. Puits 2 SAG « A1» 40
II.6.3. Puits 3 SAG «A1» : 42
II.6.4. Puits 4 SAG « A1» 44
II.7. Conclusion 46
Chapitre III: Approche Diagraphique 47
III.1. Introduction : 48
III.2. Le Gamma Ray (GR) : 48
III.3. La Résistivité : 48
III.4. La Densité Neutron et Sonique : 48
III.5. Le Calcul Du Volume D'Argile (Vsh): 48
III.6. La Saturation en eau (Sw): 49
III.7. Résultat et interprétation : 49
III.7.1. PUITS 1 -SAG A1 : 50
III.7.2. PUITS 2 -SAG A1 : 53
III.7.3. Puits 3 –SAG A1 : 56
III.7.4. Puits 4 –SAG A1 : 59
III.8. Conclusion : 60
Chapitre IV: Caractérisation Pétrophysique Error! Bookmark not defined.
IV.1. Introduction 62
IV.2. Calcul de la Porosité(ϕ): 62
IV.3. Notions générales : 62
IV.3.1. Paramètres pétrophysiques : 62
IV.4. Méthodologie du travail **Error! Bookmark not defined.**
IV.5. Interprétation des cartes en iso-valeurs : **Error! Bookmark not defined.**
IV.5.1. La carte en iso-épaisseur du réservoir SAG A1: 64
IV.5.2. La carte en iso-porosité (Φ) du réservoir SAG « A1 »: 65
IV.5.3. La carte en iso-Perméabilité (Φ) du réservoir SAG « A1 »: 66
IV.5.4. . La Carte En Iso-Saturation en eau (Sw) du réservoir SAG « A1 »: 67
IV.6. Interprétation des histogrammes de la porosité et de la perméabilité : 68
IV.6.1. Histogrammes de la porosité - Puits 2(Φ): 68
IV.6.2. Histogrammes de la porosité Puits 4 (Φ): 69
IV.6.3. Histogrammes de la Perméabilité puits 3 (K): 70
IV.6.4. Histogrammes de la Perméabilité Puits 4 (K): 71
IV.7. Corrélation entre la perméabilité et la porosité : 72

IV.7.1. Corrélation entre la perméabilité (K) et la porosité (Φ) 3 72
IV.7.2. Corrélation entre la perméabilité (K) et la porosité (Φ) et 4 : 72
IV.8. Conclusion 73
Conclusion Générale 74
Recommandation 77
BIBLIOGRAPHIE 79

Liste des figures

Figure I-1: Situation géographique du bassin de Berkine (Fabre 2005) 4
Figure I-2: Situation géologique du bassin de Berkine (modifiée d'après Boote et al. 1998). 5
Figure I-3: Eléments structuraux du bassin de Berkine (Chaouche. A 1992). 7
Figure I-4: Les phases tectoniques ayant esquissées la plateforme saharienne (Chaouche. A 1992). 8
Figure I-5: Colonne stratigraphique et lithologique synthétique du Bassinde Berkine (Document Sonatrach) .. 12
Ce dernier processus est à envisager dans le cas du remplissage du TAGI par les hydrocarbures ayant migré à travers les unités gréseuses du Carbonifère qui se biseautent sous la discordance hercynienne, puis suivant cette dernière en amont pendage (Figure I-6) 17
Figure I-7: Plan de position du périmètre Bir Berkine Ouest 19
Figure I-8 : Plan de position des puits concernés dans la région d'étude 21
Figure II-1: Exemple:(la cabine Géo service GEO6000). ALS 3 (IAP- Div. Exploration) 23
Figure II-2: Système de gaz 25
Figure II-3 : gaz libéré / recyclé 26
Figure II-4: Réponse du gaz libéré et recyclé. 29
Figure II-5: Réponse du gaz produit 29
Figure II-6: rapport est proportionnel à la densité du fluide analysé 31
Figure II-7:Wetness Ratio (WH) 31
Figure II-8:balance ratio (BH) 32
Figure II-9: Caractère ratio (Ch) 33
Figure II-10: La relation et l'interprétation de Wh, Bh et Ch peuvent être illustrées 35
Figure II-11: Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz 36
Figure II-12: Cas d'un réservoir à l'huile 36
Figure II-13: Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz 37
Figure II-14: Log diagraphique du puits 1 38
Figure II-15: Log diagraphique du puits 2 40
Figure II-16: Log diagraphique du puits 3 42
Figure II-17: Log diagraphique du puits 4 44
Figure III-1: Masterlog du puits 1 -SAG A1 50
Figure III-2 : Log diagraphique du Puits 1 – SAG A1 51
Figure III-3: Masterlog du puits 2 -SAG A1 53
Figure III-4: Log diagraphique du Puits 2 –SAG A1 54
Figure III-5: Masterlog du puits 3 -SAG A 1 56
Figure III-6:Log diagraphique du Puits 3 –SAG A1 57
Figure III-7: Masterlog du puits 4 -SAG A1 59
Figure IV-1: carte en iso-épaisseur du réservoir SAG « A1 » 64
Figure IV-2: La carte en iso-porosité (Φ) du réservoir SAG « A1 » 65
Figure IV-3:carte en iso- Perméabilité (Φ) du réservoir SAG « A1 » 66
Figure IV-4: Carte en Iso-Saturation en eau du réservoir SAG « A1 » 67
Figure IV-5: Histogramme de la porosité au niveau du puits 3 68
Figure IV-6 : Histogramme de la porosité au niveau du puits 4 68

Figure IV-7: Histogramme de la porosité au niveau du puits 4.....69
Figure IV-8: Histogramme de la perméabilité au niveau du puits 3 70
Figure IV-9: Histogramme de la perméabilité au niveau du puits 4 71
Figure IV-10: Corrélation entre la perméabilité et la porosité 3 72
Figure IV-11: Corrélation entre la perméabilité et la porosité 4 72

Liste des tableaux

Tableau n° 1 : le chemin de migration des hydrocarbures 16
Tableau n° 2 : Tableau récapitulatif des éléments du système pétrolier 17
Table 3: Résultats de calculs 46

Introduction générale

Le pétrole et le gaz jouent un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays. L'extraction de cette source du sous-sol demande un grand investissement et nécessite de grands travaux, complémentaires et successifs. La réalisation d'un forage pétrolier nécessite la présence de différentes sociétés de service parmi laquelle se trouve la surveillance géologique (Mud Logging) qui représente un élément principal dans la réalisation d'un forage pétrolier dans des bonnes conditions de sécurité. Le terme mud logging signifie tout enregistrement de données ou informations acheminées par la boue de forage, ce dernier capte et enregistre les informations importantes des réservoirs qui peuvent être perdues autrement (sans lui), la quantité et la nature du gaz extrait de la boue qui sera détecté et analysé représente la première source d'information très importante pour le géologue d'exploration et permettant d'évaluer l'intérêt ainsi que la nature du réservoirs traversés qui peuvent être évalués en temps réel en utilisant des applications basés sur les méthodes des Gaz Ratios et gaz dryness C1%.

Les réservoirs du SAG (Silurien Argileux Gréseux) avec toutes leurs unités réservoirs (A1, A2, M2 et parfois les unités B) sont connus par leur phénomène de basse résistivité, ce phénomène est expliqué par l'existence des minéraux ferrifères tel que : le chlorite, la chamosite, pyrite…

L'opération MDT /RCI/RDT (échantillonnage des fluides et pressions) n'est pas toujours réussie à cause de plusieurs contrainte à savoir :

-Réservoirs considérés profonds où ces outils ne fonctionnent pas.

-La pression élevée rend l'échantillonnage très difficile à impossible.

-Si la phase réservoirs est forée avec 6'', le risque de coincement de l'outil est très élevé (c'est le cas des derniers puits forés en 2022 et en 2023).

A l'instar de ces problèmes, l'exploitation de toutes données disponibles est indispensable, à l'exemple du torque, ROP (rate of pénétration) et surtout les data du gaz libérés pendant le forage.

Le but de notre étude est d' :

- Identifier les tops réservoirs en temps réel.
- Identifier les côtes carottage en temps réel.
- Identifier le type de fluide contenu dans le réservoir avant le forage.

Bien que les données réelles de la perméabilité n'existent pas, nous utiliserons des formules de « Timur » et des données des gaz libérés lors du forage pour calculer la perméabilité. Cela nous permuterai d'effectuer une caractérisation précise du réservoir SAG (Siégenien argilo-greseux).

Afin d'atteindre l'objectif souhaité, quatre chapitres ont été réalisés :

- Généralités sur la zone d'étude.
- Gaz en cours de forage, méthodes et équipements.
- Approche diagraphique
- Caractérisation pétrophysiques.

Chapitre I: Généralités

I.1. Situation Géographique

Le bassin de Berkine (ex GHADAMES) se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien Entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est (Figure I-1).

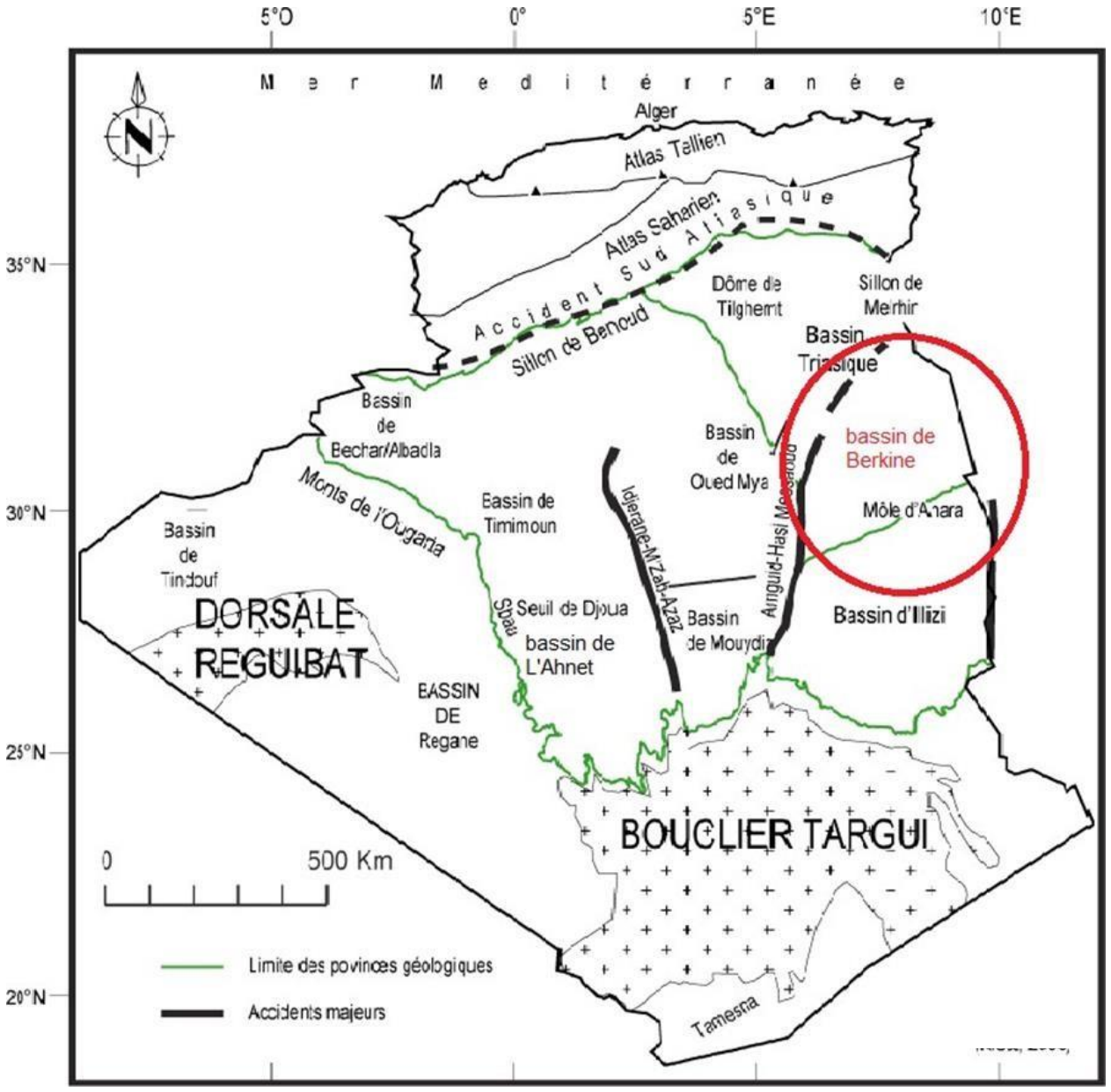

Figure I-1: Situation géographique du bassin de Berkine (Fabre 2005)

I.2. Situation géologique

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type intracratonique (Wec 2007), il est situé dans la partie Nord- Est de la plateforme saharienne, sa superficie globale est de 102395 Km²

Le bassin de Berkine est limité :

- Au Nord, par la bordure Sud de la voûte de Dahar.
- À l'est, à travers le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, se trouve une série de failles orientées Nord-Ouest/Sud-Est.
- Au Sud, par le môle de d'Ahara qui les sépare du bassin d'Illizi.
- A l'Ouest, par le môle d'Amguid ElBiod -Hassi Messaoud.

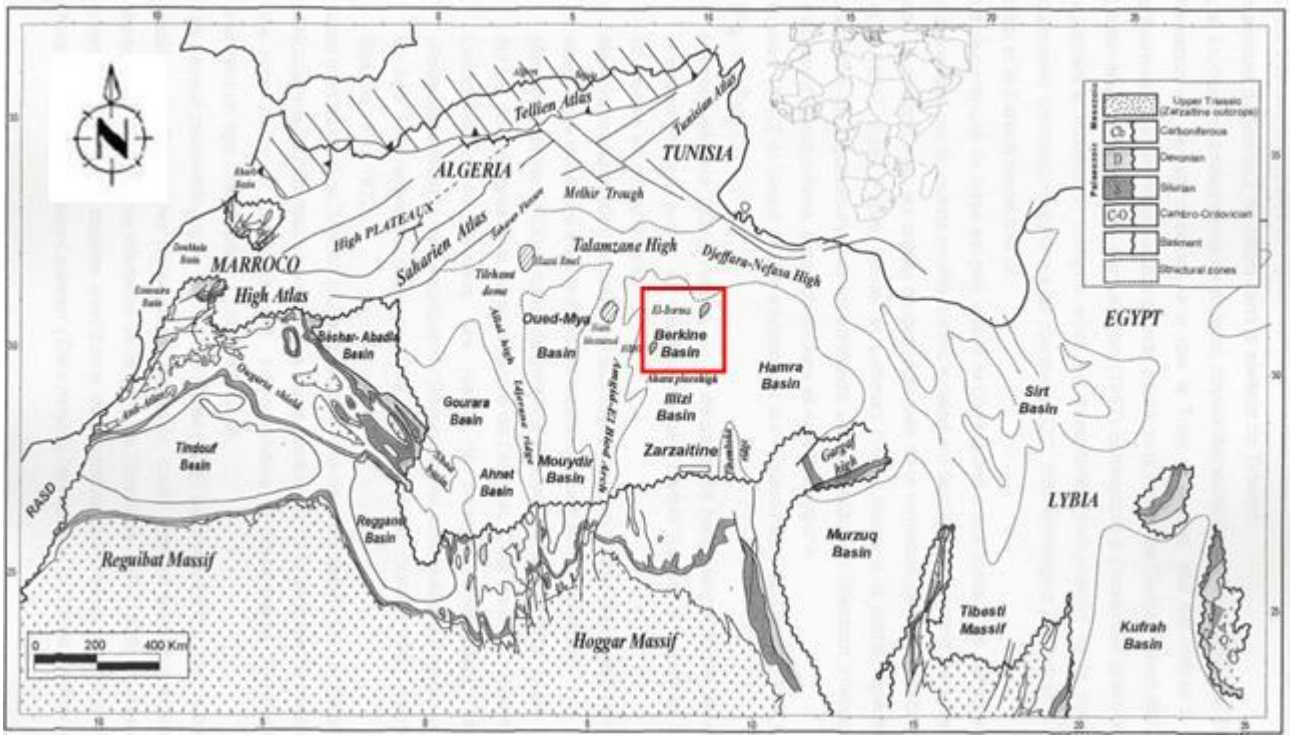

Figure I-2: Situation géologique du bassin de Berkine (modifiée d'après Boote et al. 1998).

I.3. Cadre Structural

L'analyse structurale de la plateforme saharienne met en évidence des accidents profonds longitudinaux affectant à la fois le socle et la couverture sédimentaire, ces déformations d'âge panafricain ont conditionnées le déroulement ultérieur de la structuration de la plateforme saharienne. Il est à noter l'existence de deux époques d'activité tectonique intense:

- L'époque paléozoïque dominée par des déformations amples dont les effets sont perçus sur de longues distances.

- L’époque méso-cénozoïque beaucoup plus expressive sur le plan morphologique ayant modelés des structures de manière définitive.

L'image structurale actuelle qui est le résultat de plusieurs phases de déformations successives, depuis les phases qui ont structurées le substratum jusqu'aux phases les plus récentes ont fait apparaitre deux directions d'accidents majeurs (Beicip 1991) (figure.I.3):

- **Une direction d’accidents Est-Ouest:**

Qui apparait sur la bordure Nord du môle d'Ahara, ce trend n'est pas une faille unique mais il correspond à un réseau de failles et de flexures d'orientation E-W, cette zone d'accident présente un rejet modéré vers le Nord, du fait que les séries dévoniennes et carbonifères montrent un épaississement considérable vers le Nord.

- **Une direction d'accidents Nord Est-Sud-Ouest:**

Très différente de la précédente particulièrement sur la partie centre, ces accidents ont jouées en failles inverses ont données naissance à des grandes structures au centre et à l'Est du bassin de Berkine.

Les orientations secondaires de failles sont (figure. I.3):

- DirectionN70: à l'ouest du bassin dans la région de Rhourd Nouss, Gassi Touil, et Menzel Lejmat.
- Direction subéquatorial: au sud du môle d'Ahara séparant Berkine du bassin d'Illizi.
- DirectionN150: au Nord Est du bassin du côté des champs de Keskessa, Bir Berkine et Bir Rebaa.

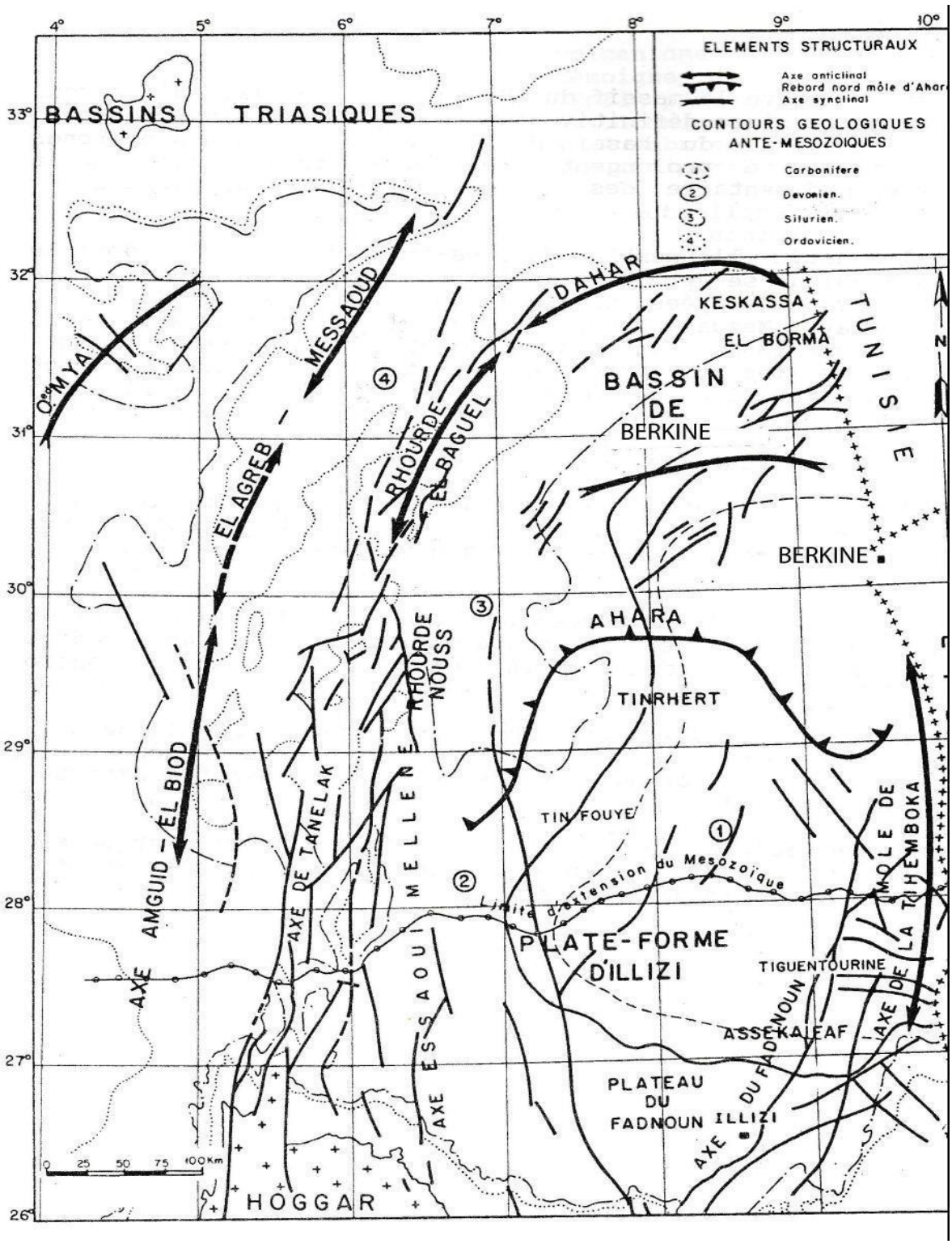

Figure I-3: Eléments structuraux du bassin de Berkine (Chaouche. A 1992).

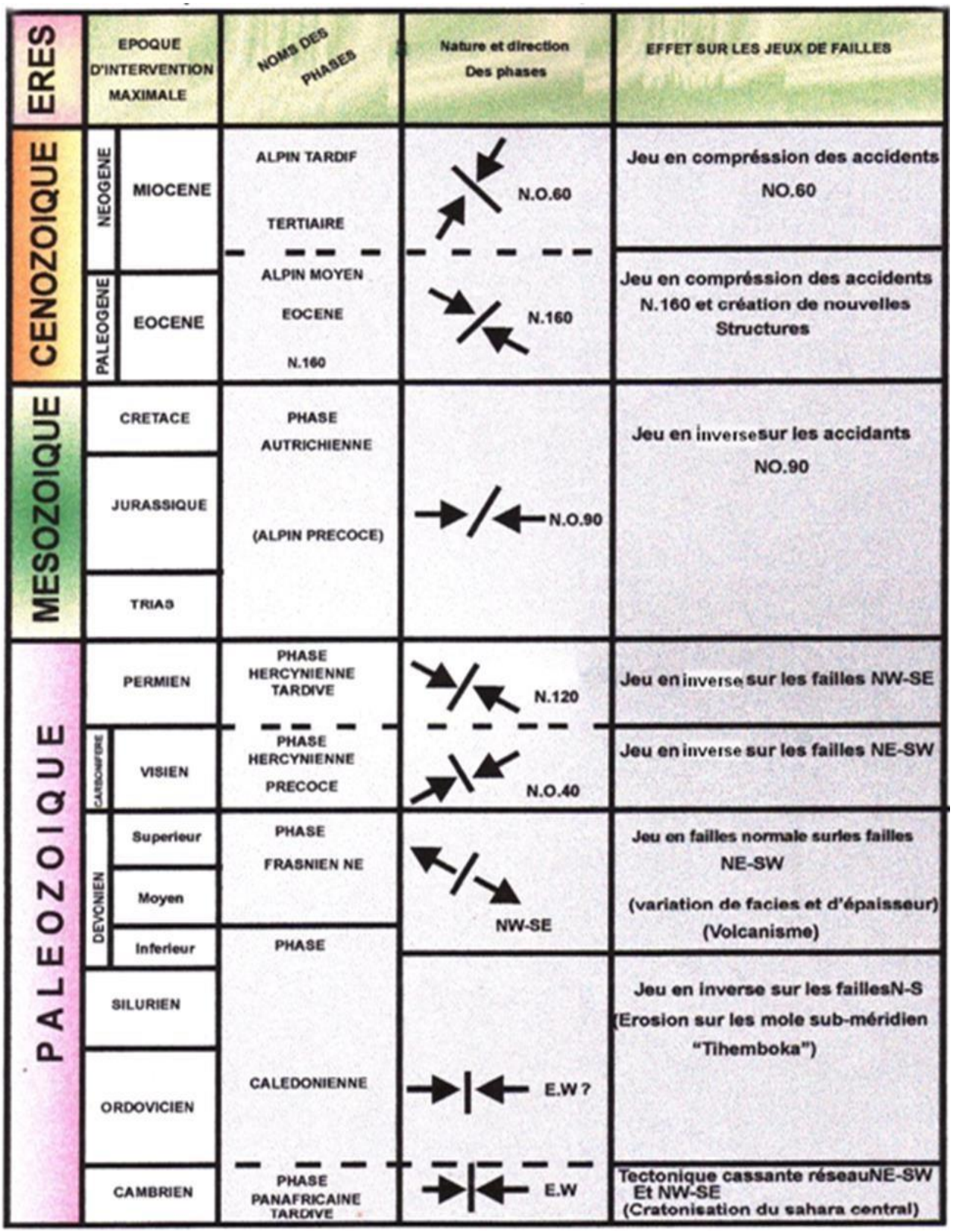

Figure I-4: Les phases tectoniques ayant esquissées la plateforme saharienne (Chaouche. A 1992).

I.4. Cadre Stratigraphique :

La colonne litho stratigraphique traversée par les sondages du permis de bassin Berkine est en général analogue aux prévisions et aux puits de référence, avec toutefois de faibles variations latérales de faciès et d'épaisseurs des formations. La série stratigraphique de la région est essentiellement composée de dépôts mésozoïques, reposant en discordance sur le Paléozoïque. Enfin, un faible épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque, (FigureI-4.)

I.4.1. Le Socle :

Le socle composé de roches précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

I.4.2. Le Paléozoïque :

Celui-ci est constitué par :

I.4.2.1. Le Cambrien :

Ces dépôts reposent sur un socle précambrien, représenté par des grés et des quartzites a passées conglomératiques, avec une épaisseur moyenne de 300m, il est subdivise de bas en haut par :

- La zone R_3
- La zone R_2
- La zone R_a
- La zone R_i
- La Zone des alternances

I.4.2.2. L'Ordovicien :

Qui repose sur le cambrien est composé d'une alternance de grès et d'argile :

- Les argiles d'ElGassi.
- Les grés d'ElAtchane.

- Les quartzites de Hamra.
- Les grés d'Ouargla.
- Les argiles d'Azzel.
- Les grés d'OuedSaret.
- Les argiles micro-conglomératiques.
- Les grés de Ramade.

I.4.2.3. Le Silurien :

Reposant sur l'ordovicienne et composée d'argiles noires riches en matière organique qui forme une importante roche mère, celle-ci est surmontée par un important dépôt argilo-gréseux.

I.4.2.4. Le Dévonien

Il est formé par :

- **Dévonien inférieur:**

Il est composé d'une alternance argilo-gréseuse.

- **Dévonien moyen:**

Il est caractérisé par un dépôt argileux comporte des intercalations de niveaux carbonaté.

- **Dévonien supérieur:**

Il est représenté par des argiles à passées de marnes de calcaire et de dolomites, au sommet on trouve des grès et des siltstones.

I.4.2.5. Le Carbonifère

Le Carbonifère correspond au cycle sédimentaire paléozoïque final. Il est constitué par:

- **Carbonifère inférieur:**

Qui débute par des argiles à passes des siltstones et de calcaire. Au sommet, on distingue une alternance d'argiles, de siltstones et des grès avec des passées de roches carbonatées.

- **Carbonifère supérieur:**

Quiestreprésentéàlabaseparunealternancedesgrèsetdesargilessaufdanslapartie centrale où

on observe des carbonates.

- **Le Permien :**

Il est complètement érodé dans le bassin de Berkine et dans la plateforme saharienne

I.4.3. Le Mésozoïque :

I.4.3.1. Le Trias :

Il est subdivisé en quatre niveaux :

- Le Trias Argilo- Gréseux inférieur (TAGI)
- Le Trias Carbonaté
- Le Trias Argilo- Gréseux supérieur (TAGS)
- Le Trias Argileux

I.4.3.2. Le Jurassique :

Il est constitué par trois niveaux :

- Jurassique inférieur
- Jurassique moyen
- Jurassique supérieur

I.4.4. Le Cénozoïque:

I.4.4.1. Le Mio-Pliocène :

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

I.4.5. Le Quaternaire :

Il est forme de sable dunaires du grand Erg oriental.

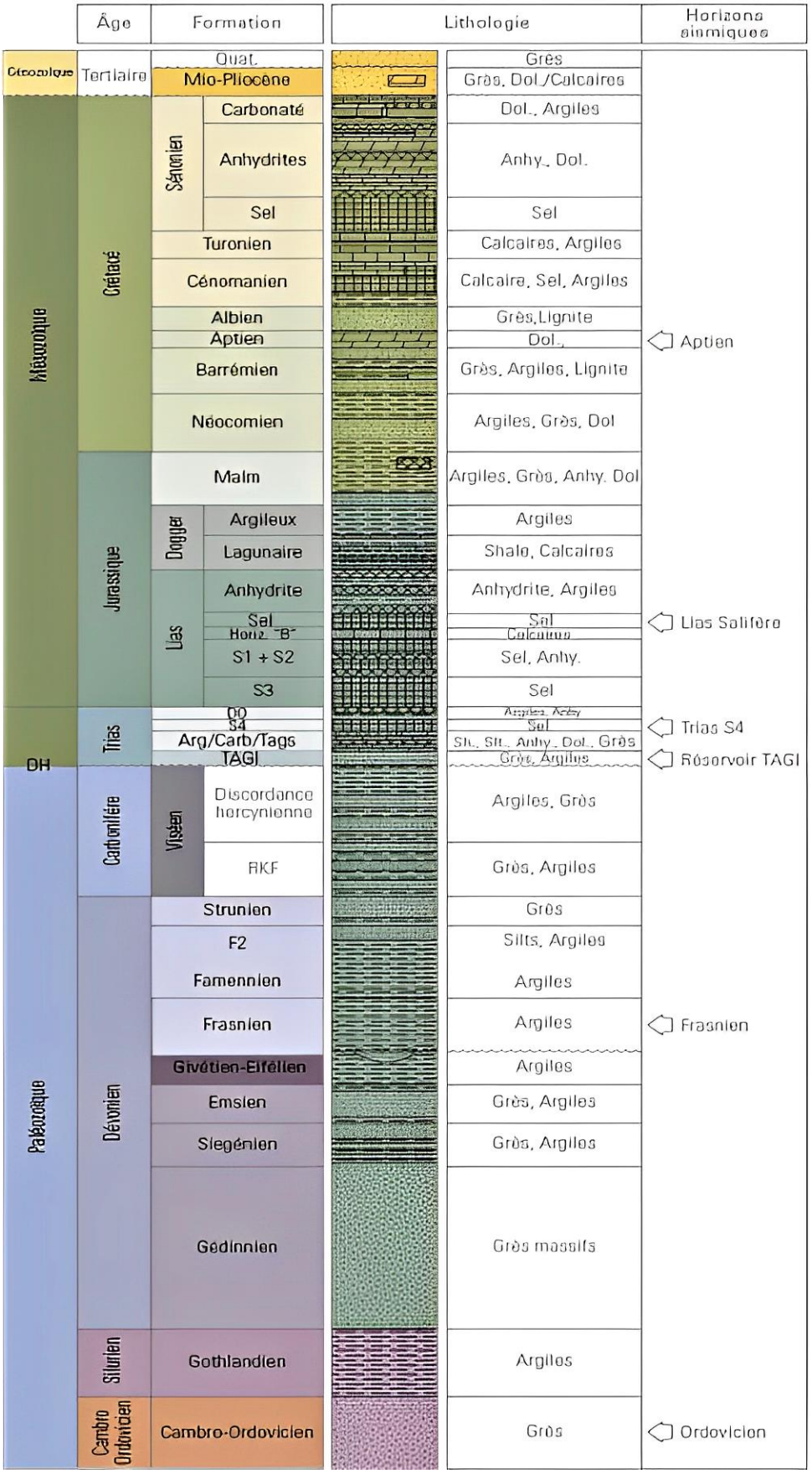

Figure I-5: Colonne stratigraphique et lithologique synthétique du Bassin de Berkine (Document Sonatrach 2012)

I.5. Système Pétrolier :

I.5.1. Roches mères :

Dans le bassin de Berkine existe des roches mères principales et d'autres secondaires on cite :

I.5.1.1. . Les roches mères principales :

I.5.1.1.1. La roche mère Silurienne :

Le Silurien argileux est présent sur la quasi-totalité du bassin sauf en bordure Ouest et au Nord ou il a été érodé durant la phase hercynienne ; son épaisseur varie de 300 à 400 m dans la partie centrale. La zone la plus subsidiant se trouve sur l'axe de Hassi Chergui-Brides.

Le Silurien argileux est subdivisé en deux parties :

- **Une partie basale:**

Marquée par un pic radioactif, son épaisseur moyenne varie de 10 à 20 m d'argiles noires à graptolites riche en matière organique.

- **Une partie supérieure:**

Moins radioactive.

I.5.1.1.2. La roche mère Dévonienne :

Localisée dans le Dévonien supérieur ; elle est subdivisée en deux zones :

- Une zone inférieure radioactive au Frasnien:

Présente les meilleurs potentiels avec une épaisseur variant de150 à 300 m.

- Une zone supérieure du Frasnien-Famenien :

Avec une épaisseur qui varie de 50 à 500m.

I.5.1.1.3. Les autres roches mères :

- La roche mère ordovicienne :

Localisée dans les argiles micro conglomératiques de l'Ordovicien supérieur ; la matière organique est de type II.

- La roche mère carbonifère :

Les analyses géochimiques montrent que des niveaux argileux présentent de bons potentiels pétroligènes ; la matière organique est de type III favorable à la génération du gaz.

I.5.2. Les roches réservoirs :

Principalement il y'a les formations gréseuses du paléozoïque et du Trias argilo gréseux.

I.5.2.1. Les réservoirs du paléozoïque :

- **Le réservoir Cambrien:**

Il a été atteint sur la bordure Nord et Sud - Ouest du bassin ou sa profondeur est faible ; son épaisseur varie de 500 à 600 m où on a une réduction sur le môle de Dahar ainsi que vers la partie Sud-Ouest du bassin en raison de son érosion partielle. Le Cambrien produit avec une porosité variant de 4 à 11 %.

Ce réservoir est formé par le niveau Ri, Ra où la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi de l'Ordovicien.

- **Le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) :**

C'est dans la partie Sud-Est de la province que les quartzites de Hamra ont révélées leur importance. Leur épaisseur maximale est de 325m, situé sur l'axe Gassi Touil-Nezla. Dans la région de Nezla la porosité varie de 5 à 10 %. Les principaux résultats de ce réservoir sont :

-Huile et gaz à Nezla.

-Gaz à condensat à Nezla Nord.

- **Le réservoir Silurien argilo-gréseux:**

Cette formation correspond à la partie supérieure du Silurien, elle est subdivisée en unités M1, M2, A, B1 et B2 qui constituent la partie inférieure et moyenne du réservoir " F6".On note que cette formation est particulièrement subsidiant dans la partie Nord-Est de la province triasique ou elle atteint près de 900 m d'épaisseur dans le sillon de Marafag. Les grés sont fins à moyen avec une porosité variant de 8 à 12 % et une perméabilité de 100 md (unités M, A et B)

Cette série produit de l'huile et du gaz à condensât à Rhourd Nous et à Rhourd Adra ; l'étanchéité de ces réservoirs est formée par les argiles assurant une bonne couverture.

- **Les réservoirs du Dévonien inférieur :**

Ils sont constitués par des grés massifs de la base du Gédinnien ainsi que le Siégènien et l'Emsien (alternance de grés et d'argile).

- **Les Grés massif Gedinnien ou grés de Tadraat:**

Ils peuvent avoir une épaisseur utile de l'ordre de 300 m ; ils sont présentés dans la partie Sud du bassin où ils ont été épargnées par l'érosion hercynienne ; ces paramètres pétrophysiques sont assez bons, la porosité varie entre 5 et 7 % alors que la perméabilité atteint les 500 md.

- **Le réservoir Siégènien-Emsien** :

Il est constitué par des alternances d'argiles et de grés fins à moyens ; son épaisseur varie de 30 à 90m ; ces paramètres pétro-physiques sont meilleurs avec une porosité variant de 15 à 20 % et une perméabilité de 100 md. D'importantes accumulations d'huile ont été rencontrées dans ce réservoir à Bir-Berkine (BBK-1) et Bir-Rebaa Nord (BRN).

- **Le réservoir Carbonifère** (grés de Rhourd El Khrouf(RKF)) :

Il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétro-physiques, où la porosité varie entre 8 et 17 % ; il produit à Rhourd El Khrouf et Berkine

I.5.2.2. Les réservoirs Mésozoïques :

Au niveau du Mésozoïque, il y a les réservoirs du Trias qui peuvent être considérés comme potentiels ; Ces réservoirs sont subdivisés en trois :

- **Le TAGI:**

Les isopaques du Trias argilo-gréseux inférieur sont présents dans tout le bassin sauf sur la bordure Sud-Ouest où ils présentent une lacune dépôt, son épaisseur est de 100 m dans la partie centre et Ouest. Au Nord son épaisseur varie de 10 à 200 m avec un développement des roches éruptives dans la partie Nord-Ouest perdant toutes ses qualités réservoirs on aura ainsi une porosité qui varie entre 7 et 26 % et une perméabilité moyenne de 27 à 35 md. De nombreuses découvertes d'huile et de gaz ont été faites dans ce niveau sur des pièges situés sur le trend Nord Est - Sud-Ouest axe El Merk-Rhuord El Khrouf. La couverture est assurée par les argiles du Trias carbonaté ou par le Trias salifère.

- **Le TAC:**

D'origine lacustre, il est constitué d'argile brune-rouge dolomitique et siliteuse, passée de dolomie microcristalline et de grés fins siliceux à silico-argileux, il est aussi caractérisé par la présence de roches éruptives dans la région de Nezla .Dans la dépression Sud-Est triasique, le Trias carbonaté est subdivisé de la base au sommet par trois unités :

- Intermédiaire 1
- Argileux moyen.
- Intermédiaire 2.

Les réservoirs du Trias Carbonaté correspondent aux grés de l'unité intermédiaire 1 et 2, séparés par l'argileux moyen, l'étanchéité de ces derniers est assurée par les argiles sus-jacentes.

- **Le TAGS :**

Il a une extension limite à la dépression du Sud -Est triasique ; il est d'origine fluviatile formé de grés blancs, silico-argileux localement anydritique, fin à moyen, son épaisseur est de 200 m. Sur le plan pétrolier le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la

dépression Sud- Est triasique, d'autre part d'excellents résultats pétroliers ont été enregistrés à Nezla, Hassi Touareg et Hassi Chergui qui produisent de l'huile et du gaz à condensât. La couverture est assurée par la puissante série évaporitique du Trias.

I.5.3. Les roches couvertures :

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intra formation elles. Sur les bordures du bassin, la couverture du réservoir TAGI est formée par des argiles et des évaporites du Trias carbonaté, Trias S4 ainsi que le Lias S3. Les réservoirs F1a / F1b, F2 sont couverts par des argiles sus - jacentes de même âge.

Les passages du TAGI basal avec de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien.

Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures.

I.5.4. Les Pièges

Nous distinguons en générale deux types structuraux et Stratigraphiques.

- **Les pièges structuraux :**

Sont des pièges liés aux phases compressives hercynienne et autrichienne. Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de Rhourde el Khrouf (RKF), qui est polyphasée et non faillée.

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté- Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale. Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nouss.

- **Les pièges stratigraphiques**

Sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère).

- **Les pièges sous discordance :**

Se trouvent dans la partie Nord-Ouest du bassin où le Dévonien inférieur se biseaute sous les roches éruptives ou sous le Trias. Les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures (Tableau n° 1)

Réservoir	Roche mère	Roche couverture	Piège
Trias	Silurien radioactif et Frasnien	Argiles et évaporites Intra-Trias et Trias-Lias	De type structural, associé à des failles (structures anticlinales à fermeture contre faille), engendrant une juxtaposition des réservoirs avec les formations argileuses Trias–Lias
Carbonifère	Argiles du Silurien radioactif et du Frasnien	Argiles Intra-Carbonifères	Structural
Siluro-Dévonien	Argiles du Silurien et argile micro conglomératique de l'ordovicien	Argiles de l'intra-Dévonien	Le piégeage des hydrocarbures dans les réservoirs dévoniens est de type mixte, structural et stratigraphique. Les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales
Cambro-Ordovicien	les argiles micro conglomératiques de l'Ordovicien supérieur	Argiles d'El Gassi, couverture du Cambrien ; Argiles d'Azzel, couverture de l'Ordovicien	Le piégeage des hydrocarbures dans les réservoirs cambro-ordoviciens est de type mixte, structural et stratigraphique

Tableau n° 2 : Tableau récapitulatif des éléments du système pétrolier (IAP- Div. Exploration

I.5.5. La migration :

Les voies de migration et les systèmes de charge des pièges dans la région sont complexes et difficiles à établir avec précision pour chaque cas, mais néanmoins il est reconnu que les hydrocarbures se sont mis en place à la faveur de deux mécanismes :

- Verticalement à la faveur des failles.
- A travers les formations gréseuses ayant servi de drains.

Ce dernier processus est à envisager dans le cas du remplissage du TAGI par les hydrocarbures ayant migré à travers les unités gréseuses du Carbonifère qui se biseautent sous la discordance hercynienne, puis suivant cette dernière en amont pendage (Figure I-6)

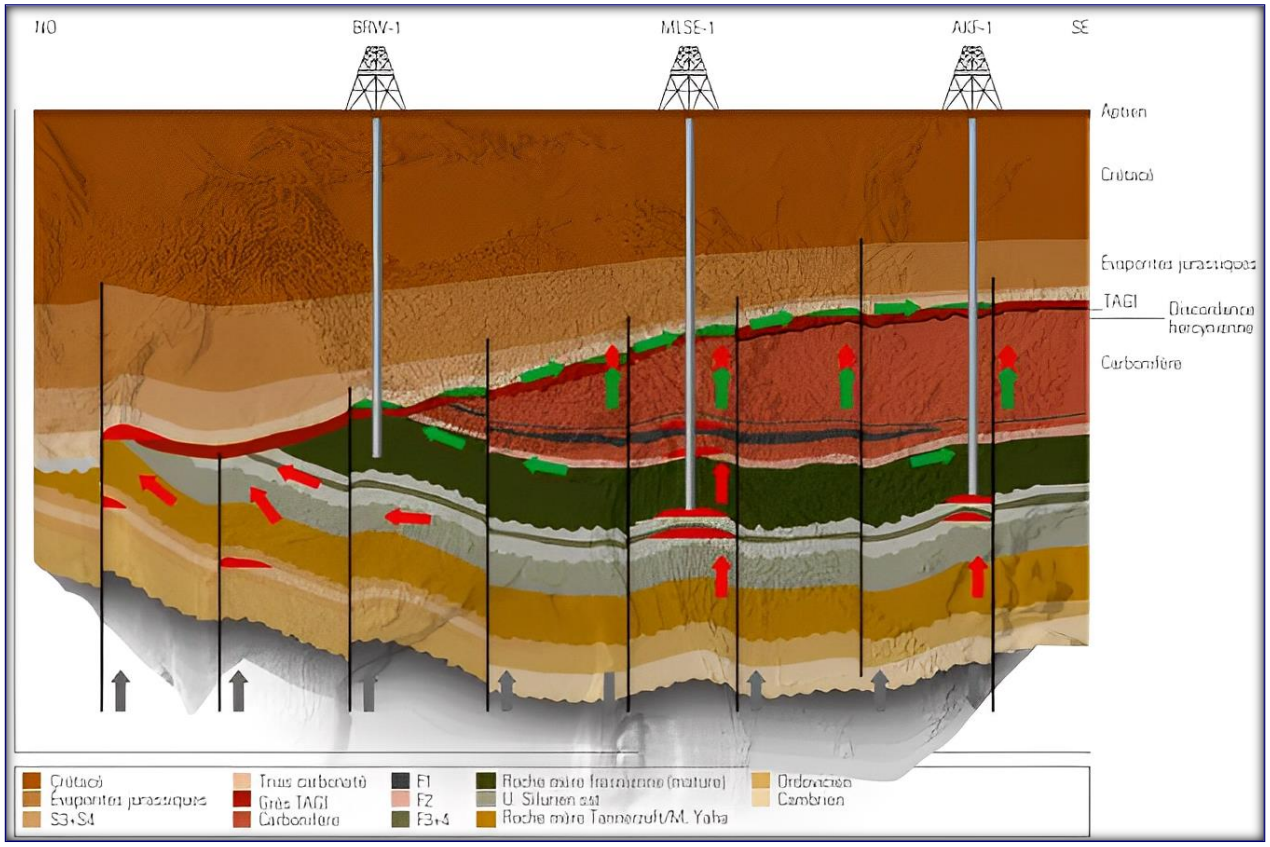

Figure I-6: Pièges et migration dans le bassin de Berkine. (WEC, 2007).

I.5.6. Présentation de la zone d'étude

Le bloc 404a du périmètre Bir Berkine Ouest se situe dans la partie nord-ouest du bassin de Berkine. Il est caractérisé par le développement de plusieurs trends structuraux essentiellement orientés NE-SW, parallèles à l'axe structural majeur Wadi El-Teh/El-Borma et sur lesquels plusieurs accumulations d'hydrocarbures sont mises en évidence. (Figure I-7)

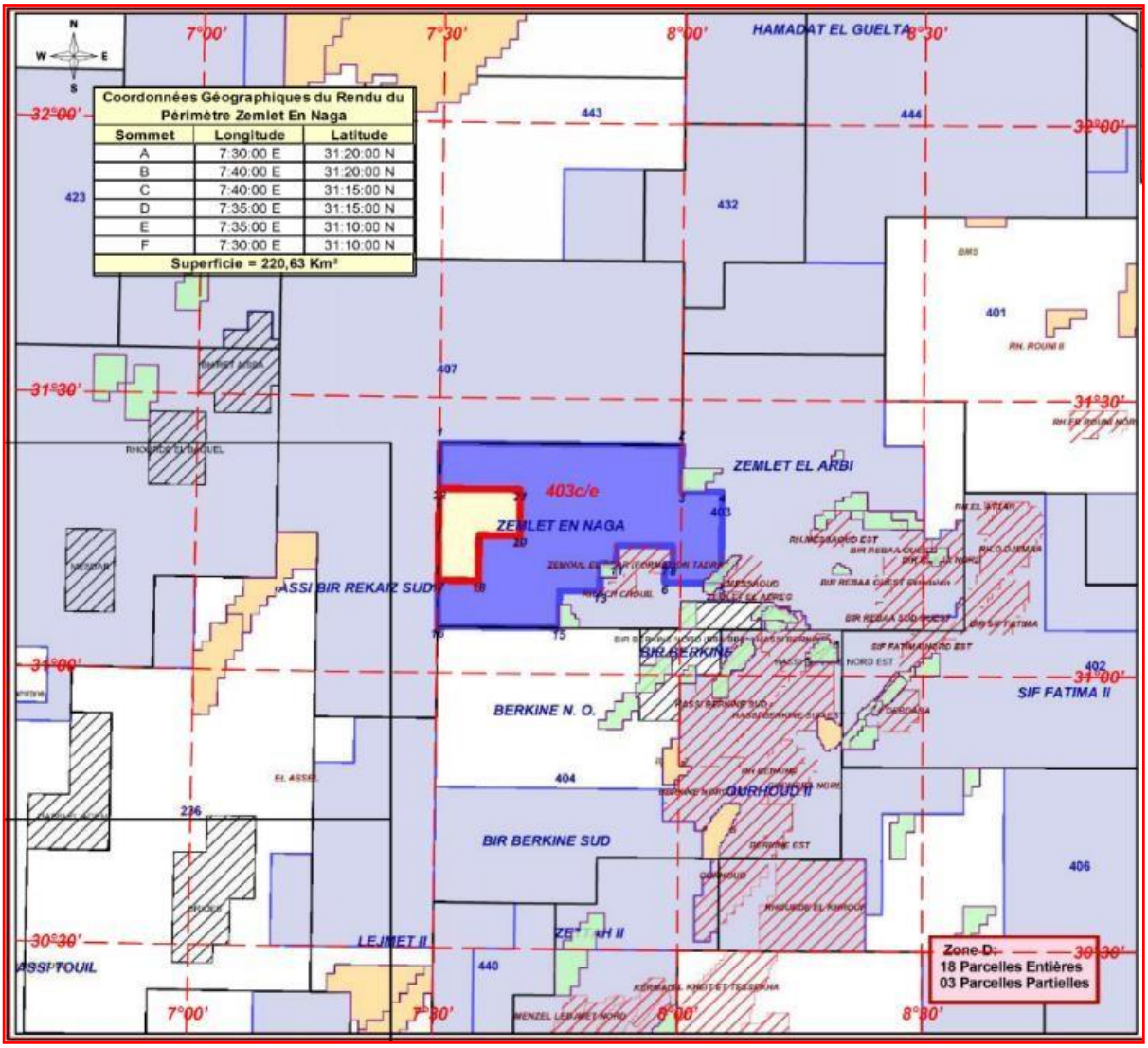

Figure I-7: Plan de position du périmètre Bir Berkine Ouest (IAP –Div. Exploration)

Le bloc 404a du périmètre de recherche Bir Berkine Ouest est caractérisé par la succession stratigraphique typique de cette partie du bassin de Berkine. La phase tectonique hercynienne, ayant érodé une partie de la série paléozoïque, le TAGI (dominé par un faciès fin de plaine d'inondation fluviatile), repose directement sur un substratum paléozoïque partiellement érodé dans la région d'étude, où le Dévonien inférieur (Gédinnien) affleure sous la discordance hercynienne (Figure I-7)

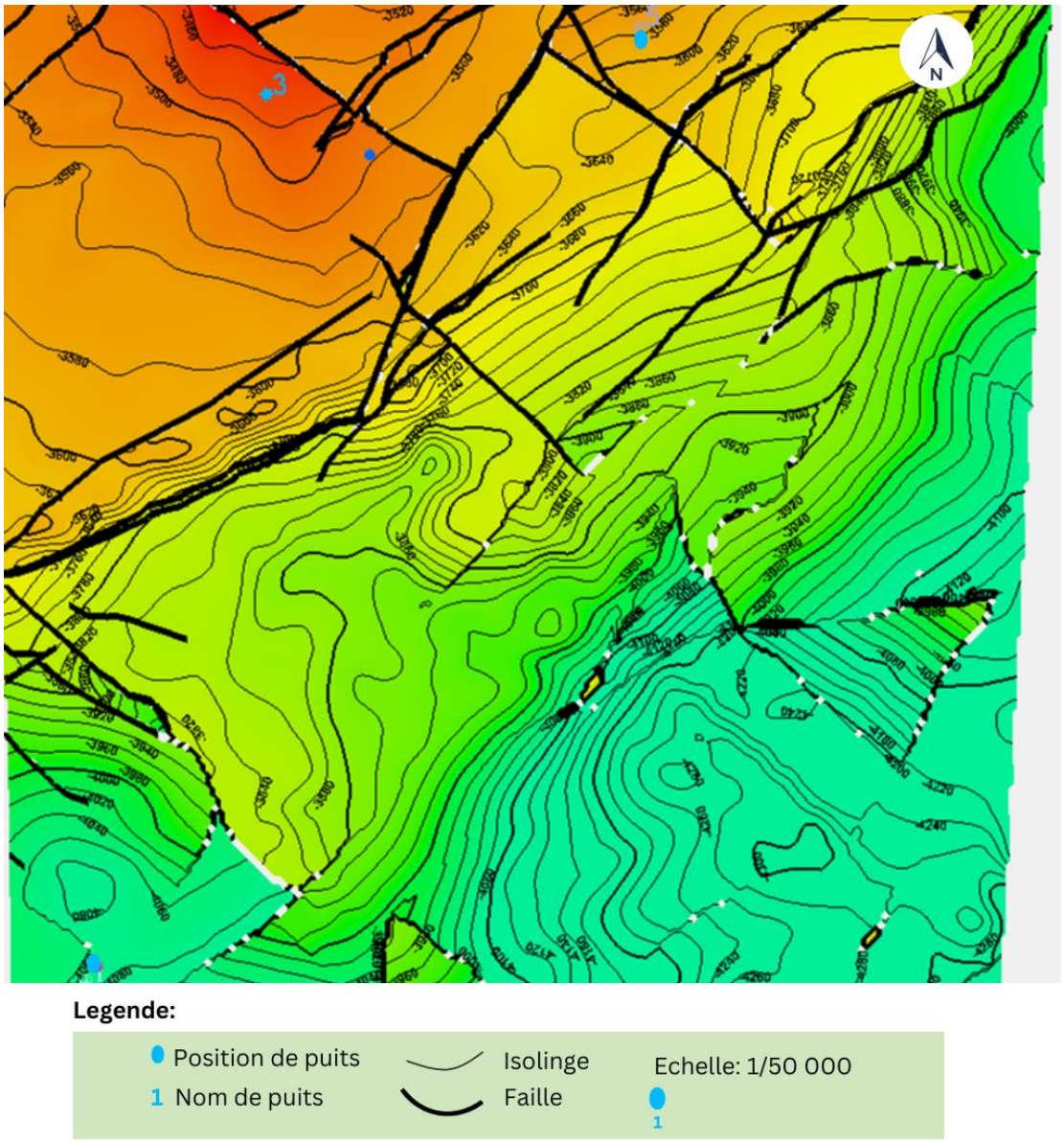

Figure I-8: Carte en isobathes au toit du SAG (IAP Div. Exploration)

I.5.7. Roches réservoirs et résultats pétroliers :

- **SAG« unitéA2 » :**

Le réservoir SAG-A2 constitue un objectif primaire. Il a fait l'objet de plusieurs tests de formation positifs dans la région. Il est constitué par une alternance de grés blanc beige à gris clair, fin à très fin, sub-arrondi, silico-argileux, moyennement consolidé et d'argile grise à gris foncé, indurée, silteuse, finement micacée, Feuilletée. Ce faciès est déposé dans un environnement marin diversifié (fig I-8)

Où l'action des vagues et des marrées se succédaient. Ce réservoir présente de la résistivité sa normalement basses dans la région

- **SAG« unité A1» :**

Le réservoir SAG-A1 constitue un objectif principal pour le forage. Il est constitué de banc symétriques de grés blanc beige à gris clair, fin à très fin, sub-arrondi, silico-argileux, moyennement consolidé et d'argile grise à gris foncé, indurée, silteuse, finement micacée, feuilletée, avec une réponse en coarsening up sur la courbe GR (dépôt marin peu profond à mixte) et présentant des résistivités sa normalement basses dans la région.

- **SAG« unitéM2» :**

Le réservoir SAG unité « M2 » constitue un objectif primaire. Il a fait l'objet de plusieurs tests de formation positifs au niveau des puits avoisinants des puits concernés par l'étude. Ce réservoir est constitué de bancs métriques de grés blanc beige à gris clair, fin à très fin, sub-arrondi, silico- argileux, moyennement consolidé avec de fines passées d'argile grise à gris foncé, silteuse…. (Figure I-9)

Indurée, avec une réponse en entonnoir sur la courbe de GR, il s'est déposé dans un milieu marin peu profond (lower to upper shoreface)

La Carte en isopaques des grés établie pour le SAG-M2 montre une évolution d'épaisseur des grés qui augmente du nord avec une valeur faible de 5.64m, vers le sud avec des valeurs très importante de 41 à 4

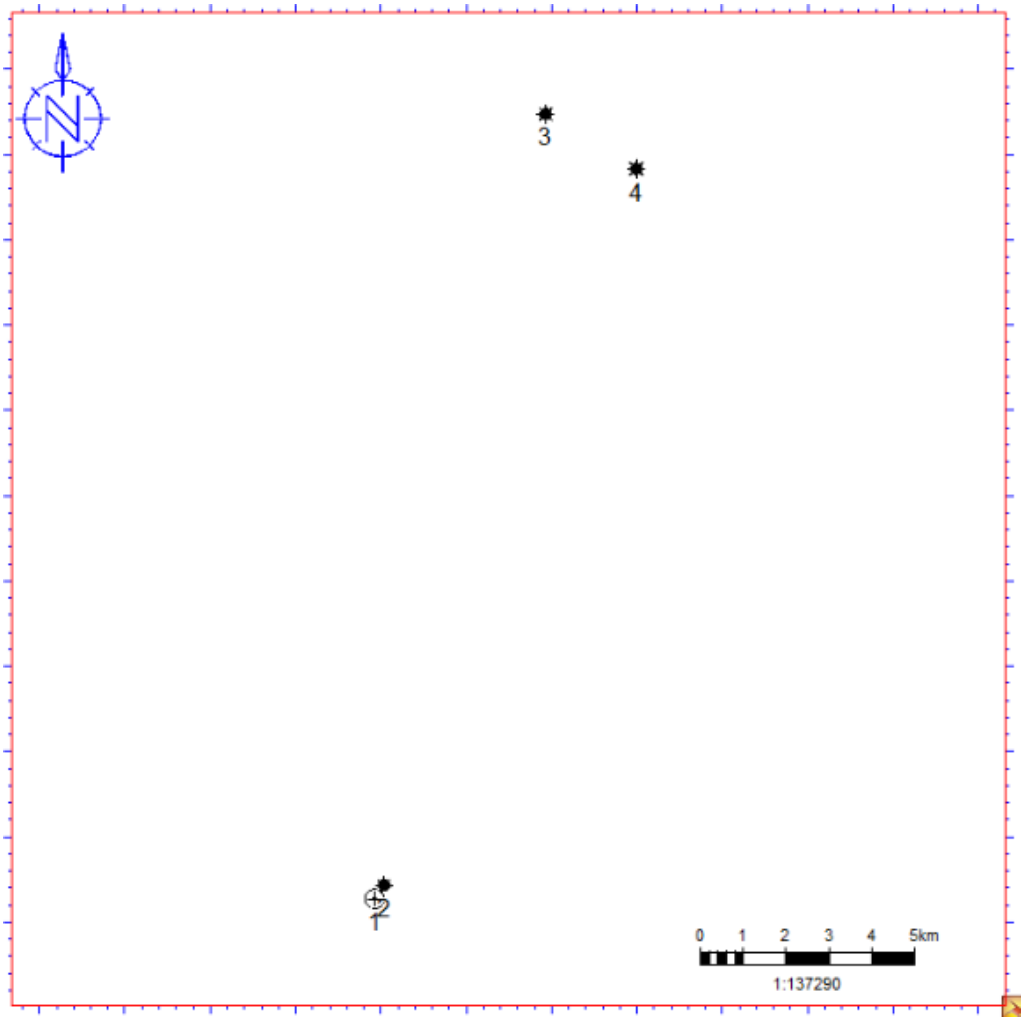

Figure I-9 : Plan de position des puits dans la région d'étude

Chapitre II: Gaz en cours de forage, méthodes et équipements

II.1. Introduction :

La géologie pétrolière est un domaine interdisciplinaire qui englobe divers aspects de la géologie, de la physique et de la chimie pour explorer, évaluer et produire des ressources en hydrocarbures.

L'une des composantes essentielles de l'exploration et de la production pétrolières est la mesure de la teneur et de la composition du gaz, la mesure du gaz est essentielle pour déterminer le potentiel du réservoir et optimiser les cadences de production.

II.2. Systèmes de gaz en géologie pétrolière :

Le Système de gaz est utilisé pour désigner un ensemble de composants clés utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière pour évaluer la composition et les propriétés des roches. Ce système est composé de deux panneaux d'analyse: le gaz total (%TG) et le chromatographe.

Le panneau %TG est utilisé pour effectuer une étude quantitative du pourcentage de gaz présent dans la boue, tandis que le chromatographe est utilisé pour effectuer une étude qualitative visant à déterminer les différents composés gazeux de C1 à nC5. (Figure I-1)

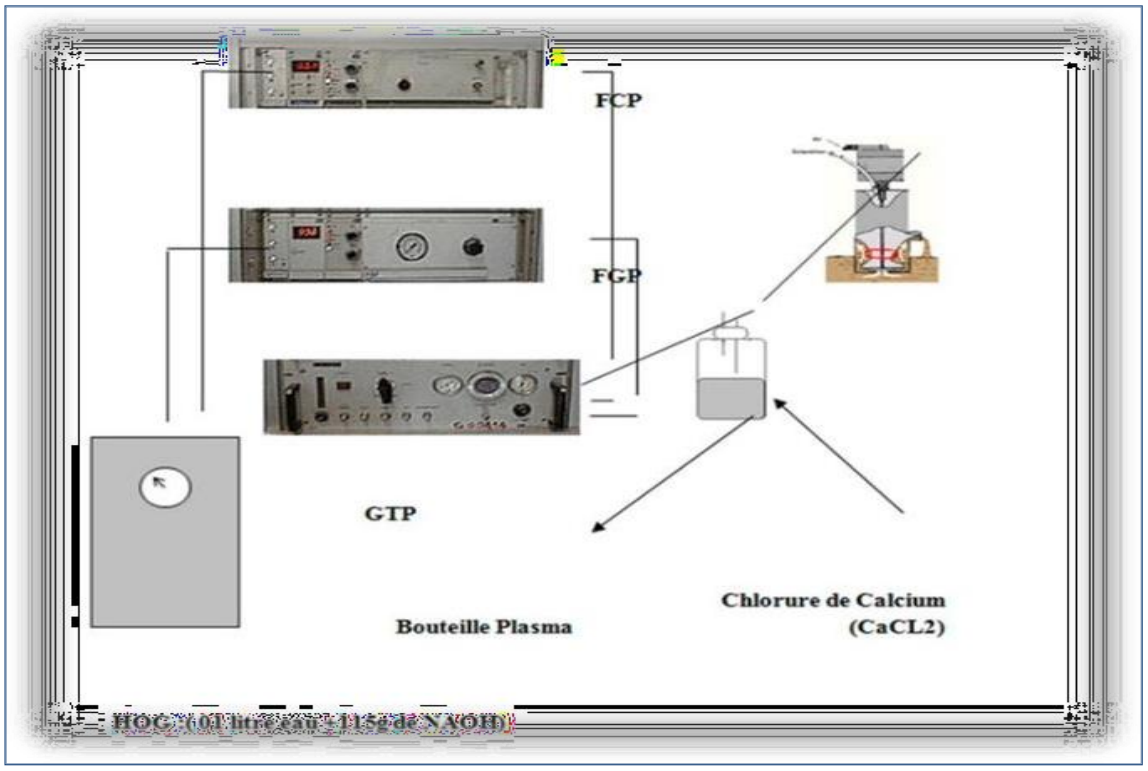

Figure II-1: Exemple:(la cabine Géo service GEO6000). ALS 3 (IAP- Div. Exploration)

Le système de gaz comprend plusieurs composants essentiels, chacun remplissant une fonction spécifique.

Tout d'abord, le dégazeur est installé directement à la sortie de la goulotte dans le mudbox. Ce composant permet de séparer les gaz de la boue. Ensuite, il y a le panel GTP qui est chargé de l'aspiration et de la distribution du flux de gaz vers les deux panneaux d'analyse distincts.

Les deux panneaux d'analyse sont le FGP (panneau de gaz de flamme) et le FCP (panneau de chromatographie de flamme)

Chacun de ces panneaux est équipé pour traiter les gaz à des débits spécifiques. Enfin, le HOG, qui est le générateur d'hydrogène, est également un composant clé du système de gaz. Il fournit de l'hydrogène aux panneaux d'analyse pour améliorer leur efficacité.

En somme, le système de gaz est un élément important de l'industrie pétrolière et gazière, qui permet d'obtenir des informations précieuses sur la composition et les propriétés des roches, il est composé de plusieurs éléments clés, chacun remplissant une fonction spécifique, et travaille ensemble pour permettre une analyse efficace des gaz.

Les systèmes de gaz désignent les diverses techniques, technologies et instruments utilisés dans l'exploration et la production de ressources en hydrocarbures pour mesurer la teneur et la composition du gaz.

Les systèmes de gaz comprennent divers processus, tels que l'extraction de gaz, l'analyse de gaz, la détection de gaz et la surveillance des gaz.

Les systèmes de gaz utilisés en géologie pétrolière sont conçus pour fournir des données précises, fiables et reproductibles pour la caractérisation des réservoirs, l'estimation des réserves et l'optimisation de la production.

II.2.1. Collecte de données sur le gaz en surface

L'acquisition de données sur le gaz pendant le forage à des fins de surveillance géologique et de sécurité est une pratique presque universelle presque universelle. L'équipe de diagraphie utilise un extracteur de gaz pour agiter le fluide de forage recerclé afin de libérer le gaz qu'il contient gaz qu'il contient. Le gaz libéré est acheminé vers un chromatographe en phase gazeuse pour en analyser la composition.

La qualité des mesures est limitée par le mélange du gaz extrait avec l'air dans le piège à gaz et parle gaz de formation non mesuré qui reste dans le fluide de forage. Les composants les plus lourds sont plus susceptibles à rester dans les fluides de forage à base de pétrole ou de produits synthétiques, ce qui crée des incertitudes d'analyse supplémentaires.

Cette source de données est rarement utilisée pour l'évaluation des formations en raison de la présomption largement acceptée selon laquelle qu'elle n'est ni fiable ni représentative. Néanmoins, des développements récents dans l'industrie de la diagraphie de la boue ont amélioré les techniques d'acquisition et d'analyse ont amélioré les techniques d'acquisition et

d'analyse, ce qui a permis d'obtenir des données de meilleure qualité.

La chaîne de gaz classique, représentée dans la figure II-2, contient un piège à gaz, une série de filtres afin d'éliminer l'eau, les particules et autres impuretés d'éliminer l'eau, les particules et autres impuretés du gaz ; un système de distribution pour alimenter différents instruments et analyseurs de gaz instruments et analyseurs de gaz.

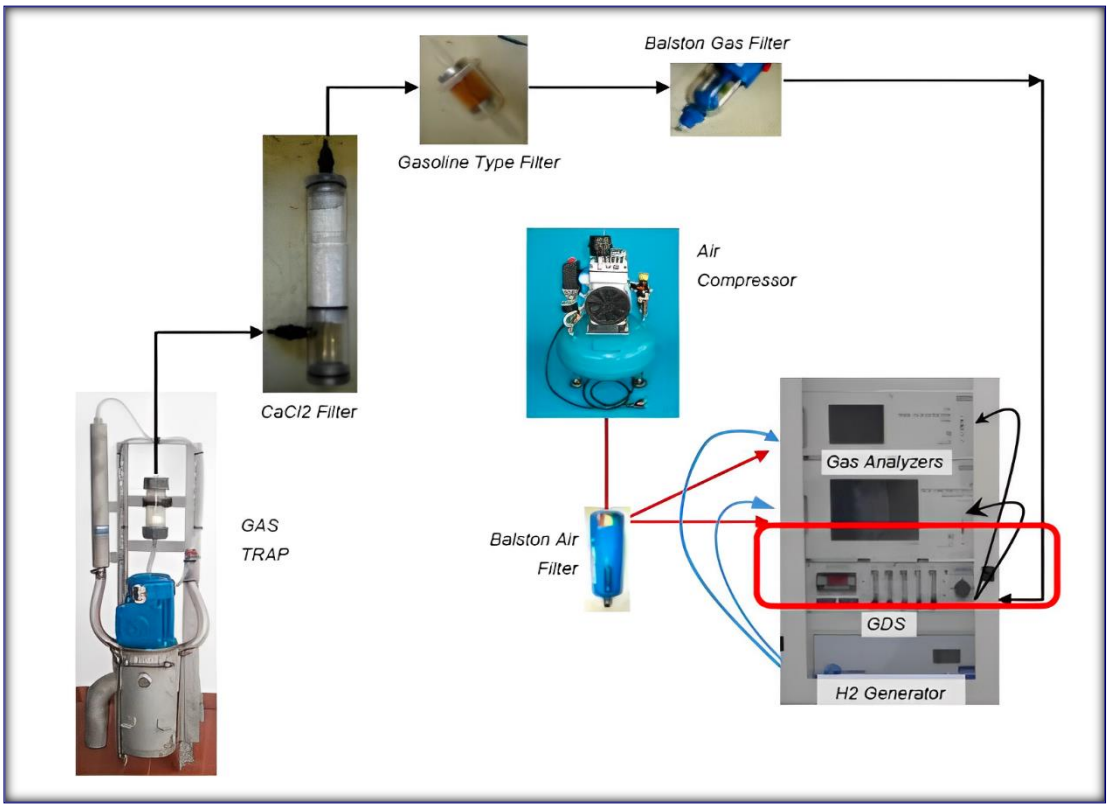

Figure II-2: Système de gaz

II.3. Les principaux gaz détectés :

II.3.1. Background Gaz :

C'est la ligne de base de la courbe du Gaz Total, relativement constante le long d'un intervalle donné, en cours de forage.

II.3.2. Gaz libérés :

C'est le gaz libéré, lorsque l'outil pénètre dans la formation, une partie de ce gaz est véhiculé par la boue de forage et sera détecté et analysé en surface. (Figure II-2)

II.3.3. Gaz de formation ($P_{FORM} > P_{HYDR}$) :

Cette situation anormale provoquée par un déséquilibre du puits est à l'origine des venues éruptives. Ces venues proviennent soit de la dernière formation forée, soit de formations forées depuis quelques temps mais devenant éruptives suite à une baisse de pression

hydrostatique (pertes totales ou diminution de la densité de boue dans l'annulaire).

II.3.4. Le gaz de reprise de fond BRF:

C'est le cumule de gaz durant tout le temps d'arrêt de la circulation et de la remontée, si plusieurs réservoirs ont été traversés, il faut s'attendre à plusieurs bouchons.

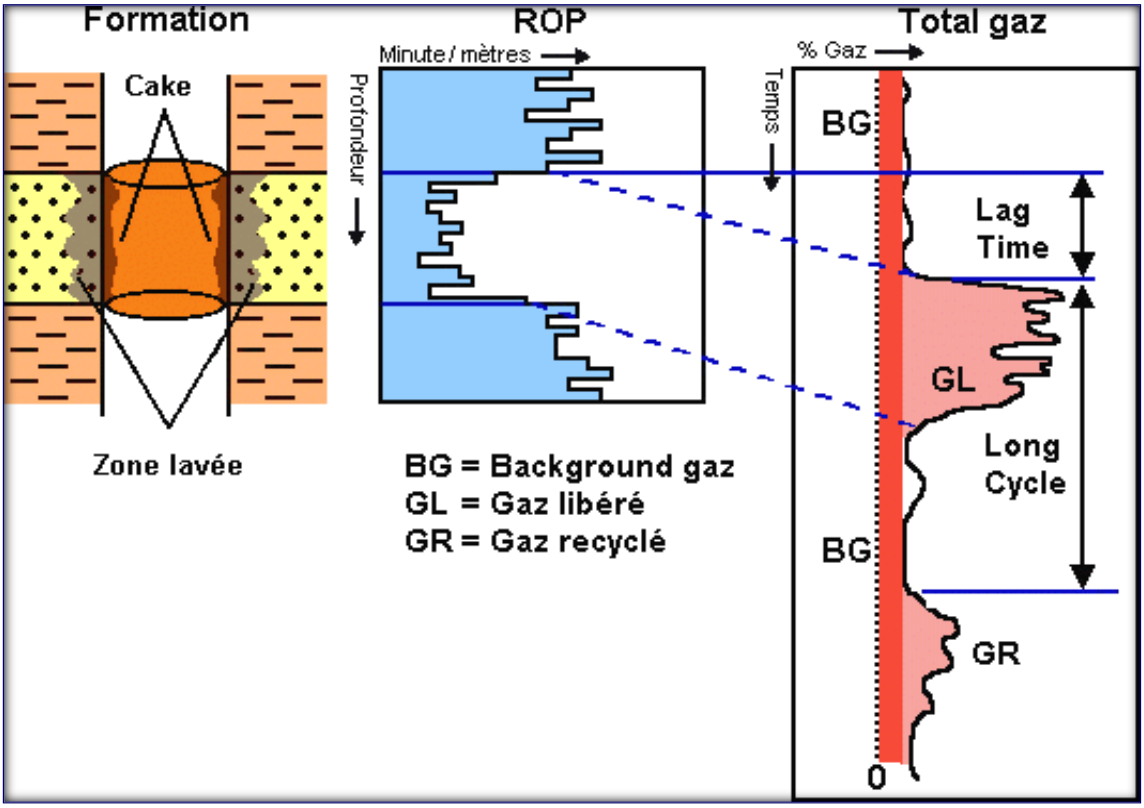

Figure II-3 : gaz libéré / recyclé

II.4. Les types de Gaz

Le gaz est un hydrocarbure naturellement présent qui se trouve dans les réservoirs souterrains. Il peut être composé de diverses combinaisons de méthane, d'éthane, de propane, de butane et d'autres hydrocarbures plus lourds.

Dans l'industrie pétrolière, la compréhension de la composition et des caractéristiques du gaz est essentielle pour l'exploration et la production des ressources pétrolières. Les réservoirs de gaz peuvent être complexes et variables, avec différents types de gaz présents en quantités et combinaisons différentes.

Par conséquent, une classification systématique du gaz est nécessaire pour analyser efficacement les performances des réservoirs et planifier les activités d'exploration et de

production. La classification standard des échantillons gazeux proposée par Mercer [16] est encore utilisée, car les principes de libération de gaz sont restés inchangés, seules les technologies de détection ont été améliorées. Les principales catégories d'échantillons gazeux identifiées sont les suivantes :

II.4.1. Le gaz libéré:

Gaz libéré mécaniquement par le trépan dans le fluide de forage lors de la pénétration du trépan dans la formation. Le gaz libéré est un terme important dans le domaine de l'exploration et du forage, car il fait référence au gaz libéré mécaniquement par la foreuse ou l'outil de forage lors de la pénétration des roches et des sols lors de l'opération de forage.

Ce gaz pénètre dans le fluide de forage, qui est collecté et examiné pour déterminer sa concentration, son type et ses propriétés. Le gaz libéré peut être un indicateur de la présence de différents types de roches et de sols dans la région où le forage est effectué, car il peut aider à déterminer la qualité des roches et de leurs composants en étudiant les propriétés du gaz libéré, ce qui aide à déterminer les opportunités d'exploration et d'extraction dans la région

II.4.2. Le gaz produit :

Fait référence à l'afflux de gaz naturel provenant de la formation vers le fluide de forage pendant le processus de forage. Ce phénomène se produit lorsque la pression dans la roche dépasse la pression hydrostatique efficace des liquides dans le puits Les gaz produits sont souvent composés de composés chimiques présents dans les roches, tels

Que le pétrole ou le gaz naturel, et sont généralement sous haute pression et haute température dans les formations rocheuses. Lors des opérations de forage, un fluide de forage (boue) est appliqué avec une certaine pression dans le puits pour fournir une pression hydrostatique efficace qui agit comme une barrière pour empêcher le gaz d'entrer dans le puits.

Cependant, si la pression dans la roche dépasse la pression hydrostatique efficace de la boue, le gaz peut s'écouler dans le puits. Le gaz produit est un problème sérieux dans les opérations de forage car il peut causer des explosions et constitue un danger majeur pour les travailleurs.

Pour protéger les travailleurs de forage et garantir la sécurité de l'opération, l'équipe de forage doit trouver des moyens de réduire la pression du gaz et de réduire le flux de gaz produit.

L'injection efficace de boue et le contrôle de la pression dans le puits peuvent être utilisés pour empêcher le gaz produit de s'écouler vers la surface.

Des techniques avancées telles que la technique de forage circulaire et un système de suppression de gaz peuvent également être utilisées pour réduire le flux de gaz produit et garantir qu'il n'affecte pas la sécurité de l'opération. (Figure II-4)

II.4.3. Le gaz recyclé :

Fait référence au gaz qui a été pompé à nouveau dans le trou de forage et qui apparaîtra donc une deuxième fois à la surface. Le gaz recyclé est réinjecté lors des opérations de forage et d'exploration, plutôt que d'être relâché dans l'air.

Le gaz recyclé est généralement pompé dans le trou de forage pour différentes raisons, telles que maintenir la pression dans le trou ou éviter les fuites de gaz dans l'air. Une fois que le gaz recyclé atteint la surface, il est séparé des autres gaz et stocké dans des conteneurs spéciaux ou envoyé pour un traitement supplémentaire.

Le gaz recyclé peut être utilisé à diverses fins, telles que la production d'électricité ou l'exploitation d'autres équipements dans les processus industriels.

Le gaz recyclé est considéré comme une ressource naturelle utilisable, car il peut être utilisé comme source d'énergie au lieu d'autres gaz qui peuvent être plus nuisibles pour l'environnement.

De nombreuses entreprises dans l'industrie pétrolière et gazière utilisent des techniques avancées pour recycler le gaz, ce qui contribue à réduire la pollution et à préserver les ressources naturelles. Le recyclage du gaz est l'un des processus vitaux et importants de l'industrie pétrolière et gazière. (Figure II-3)

II.4.4. Gaz de contamination :

Fait référence au gaz artificiellement introduit dans le système de fluide de forage à partir d'une source différente des formations rocheuses. Ce type de gaz peut causer de nombreux problèmes pendant les opérations de forage, endommager l'équipement et retarder le calendrier du projet

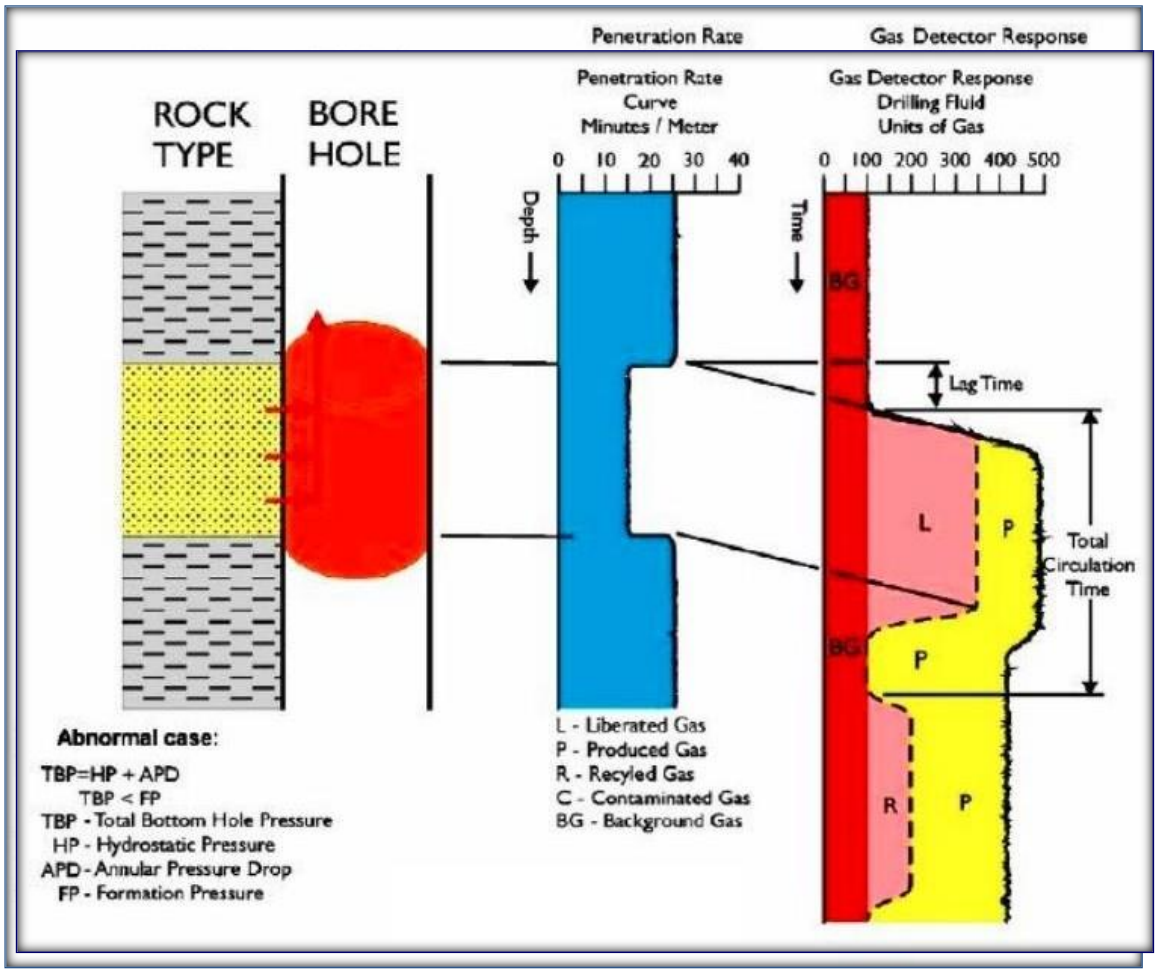

Figure II-5: Réponse du gaz produit

II.5. Méthodes d'interprétation du gaz détectes :

- **Les gaz extraits de la boue :**

Ce sont essentiellement de la série des paraffines (Cn H2n+2): le méthane CH4 (C1) , l'éthane C2H6 (C2), le propane C3H8 (C3), l'Iso-butane C4H10 (iC4); Butane normal C4H10 (nC4), le Pentane C5H12 (C5). 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.

Avant de procéder à l'analyse des données de gaz, il est essentiel de sélectionner des données de qualité supérieure, c'est-à-dire des données exemptes de toute contamination, erreur de mesure ou interruption de pompage.

Il est important de les lire au-dessus des gaz de fond indiqués pendant le forage de la section du réservoir. Traditionnellement, le Ratio de Qualité de Gaz et le seuil de C1 Sont vérifiés. Toutefois, le seuil de C2 et des composants supérieurs peut être vérifié s'ils sont présents dans le fond de gaz.

$$\boldsymbol{GazQualiteRatio = \frac{TG}{(C1 + 2C2 + 3C3 + 4(iC4 + nC4) + 5(iC5 + nC5)}}$$

Pour le GQR, les points terminaux de qualification sont de 0,8 et 1,2 selon la convention. Le GQR est un indicateur de la correspondance entre les capteurs TG et GC, qui diffèrerait en cas de données de qualité médiocre.

Cependant, les variations des valeurs de GQR dans la plage acceptable dépendent probablement de la porosité de la roche.

En pratique, le seuil de méthane est déterminé par des diagrammes croisés entre C1 et l'humidité ou C1/Somme les lectures de gaz qui sont dispersées aléatoirement ou qui manquent de tout modèle corrélatif sont éliminées au-delà du seuil. Ces données inhabituelles proviennent généralement de

Formations contenant une quantité très faible d'hydrocarbures ou de toutes les contaminations de gaz qui n'ont pas encore été éliminées du système de boue après ce traitement correctif, les données de gaz de bonne qualité sont analysées à l'aide de quatre ratios de composés, à savoir la sécheresse du gaz, l'humidité (Wh), l'équilibre (Bh) et le caractère (Ch), ainsi que des ratios simples de «Pixler » : $\boldsymbol{\frac{C1}{C2}, \frac{C1}{C3}, \frac{C1}{C4} et \frac{C1}{C5}}$

Tous les paramètres sont des indicateurs de réservoir et ont des plages de valeurs interprétatives établies et sont comparativement tracés en fonction de la profondeur pour parvenir à des conclusions sur les fluides du réservoir.

Généralement, **Wh** et **Bh** sont affichés ensemble sur une échelle semi-logarithmique en fonction de la profondeur pendant ou après le forage pour des interprétations de qualité.

$$\mathbf{GazSecheresse = \frac{C1}{\sum(C1 + C2 + C3 + C4 + C5)}}$$

II.5.1. Déterminer le type d'hydrocarbures huiles, gaz, condensât :

II.5.1.1. Wetness Ratio (Wh):

Une fraction exprimant le rapport entre le poids des particules d'eau libres et celui de l'ensemble dans une quantité de vapeur humide, Ce rapport mesure la proportion d'alcanes lourds et indique la densité du mélange d'alcanes contenu dans la zone de charge potentielle. (FigureII-5)

$$WH = \frac{C2 + C3 + C4 + C5}{C1 + C2 + C3 + C4 + C5} \times 100$$

Ce rapport est proportionnel à la densité du fluide analysé.

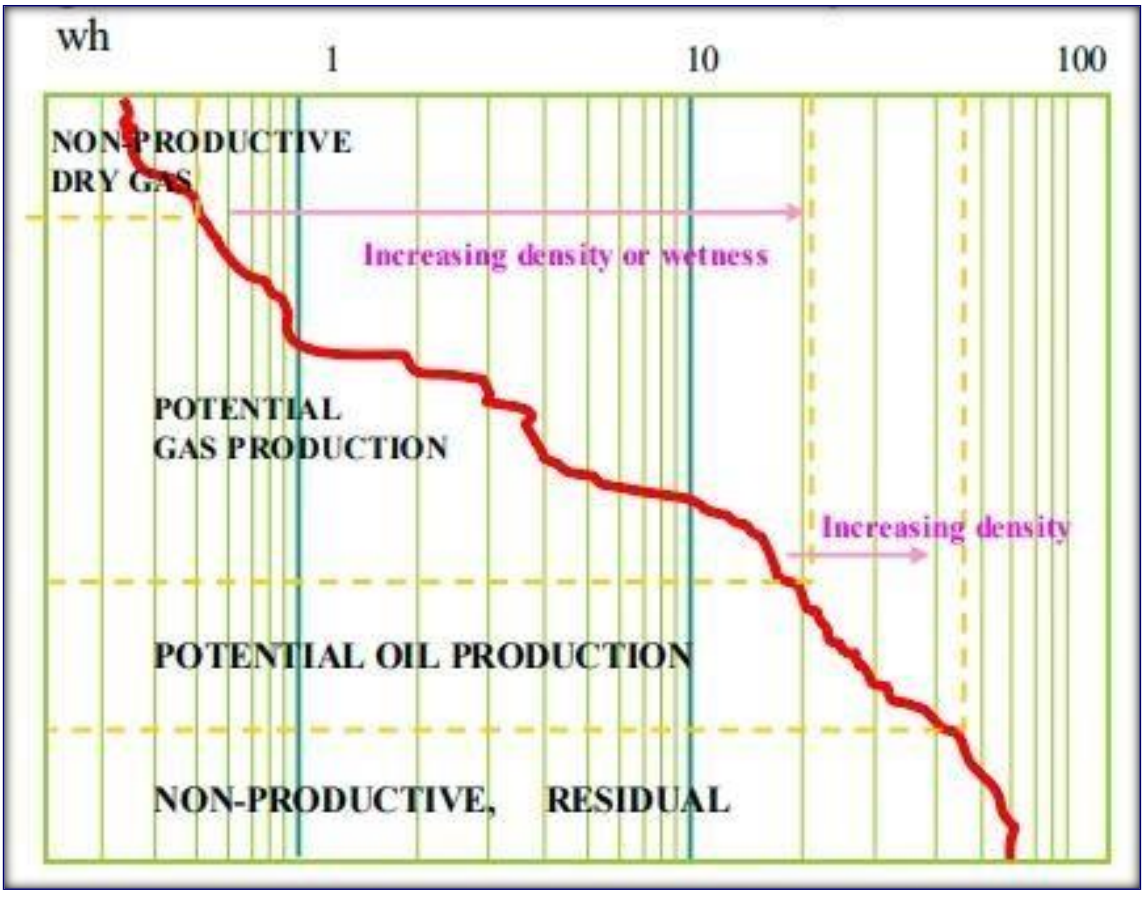

Figure II-6: rapport est proportionnel à la densité du fluide analysé

II.5.1.2. Balance Ratio (Bh) :

Le rapport d'équilibre, présenté dans l'équation 2, mesure la proportion d'alcanes lourds purs par rapport aux alcanes légers purs (méthane et éthane).

Alcanes légers purs (méthane et éthane) et est combiné avec le rapport d'humidité pour améliorer la fiabilité de l'interprétation : le rapport d'humidité est le rapport entre les alcanes lourds purs et les alcanes légers purs. (FigureII-6)

$$BH = \frac{C1 + C2}{C3 + C4 + C5}$$

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

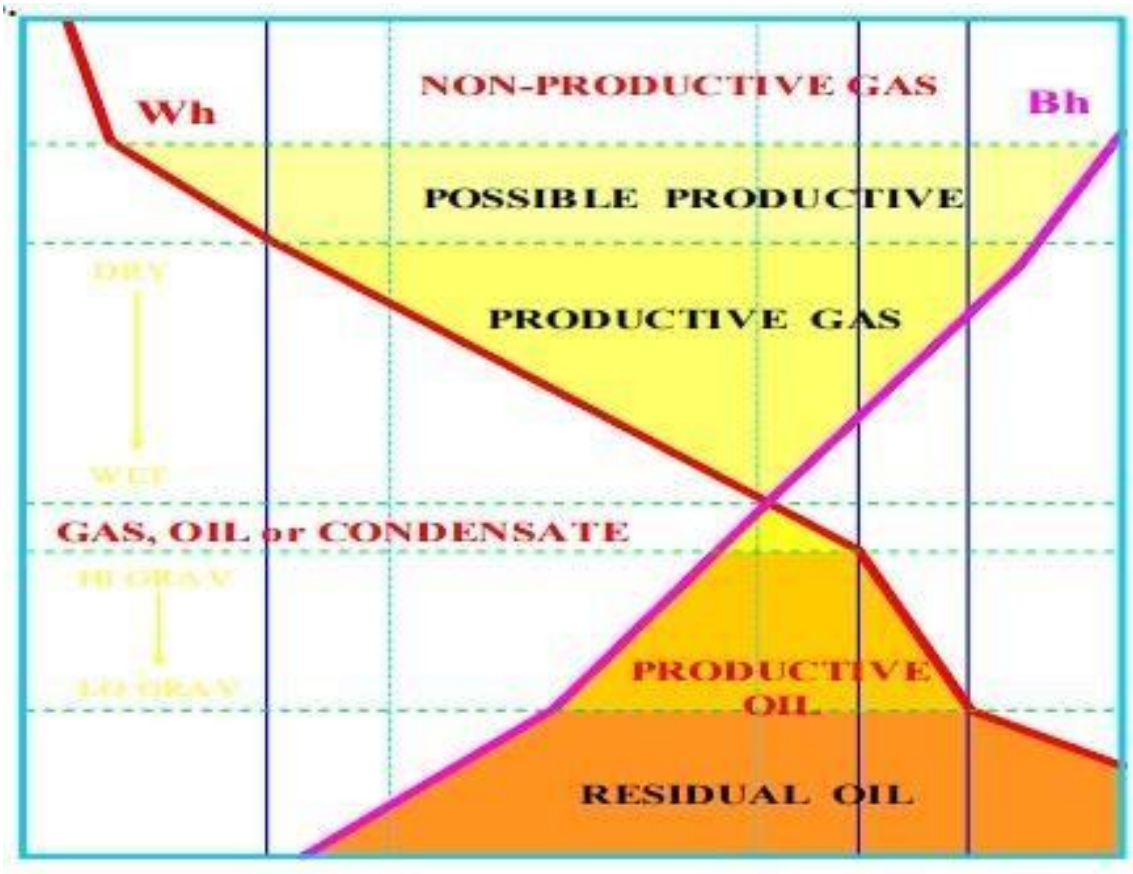

Figure II-8:balance ratio (BH)

II.5.1.3. . Caractère Ratio (Ch) :

Caractère Ratio (Ch) présente le rapport de caractère, qui ne tient pas compte des composés hydrocarbonés plus légers (méthane et éthane) et compare uniquement les composés plus lourds, (éthane) et compare uniquement les composés plus lourds. La présence d'un fluide hydrocarboné dense peut être confirmée, ce qui devrait permettre de distinguer un gaz très humide d'un gaz très lourd.

La présence d'un fluide hydrocarboné dense peut être confirmée, ce qui devrait permettre de distinguer un gaz très humide d'un pétrole à très forte densité.

$$CH = \frac{C4 + C5}{C3}$$

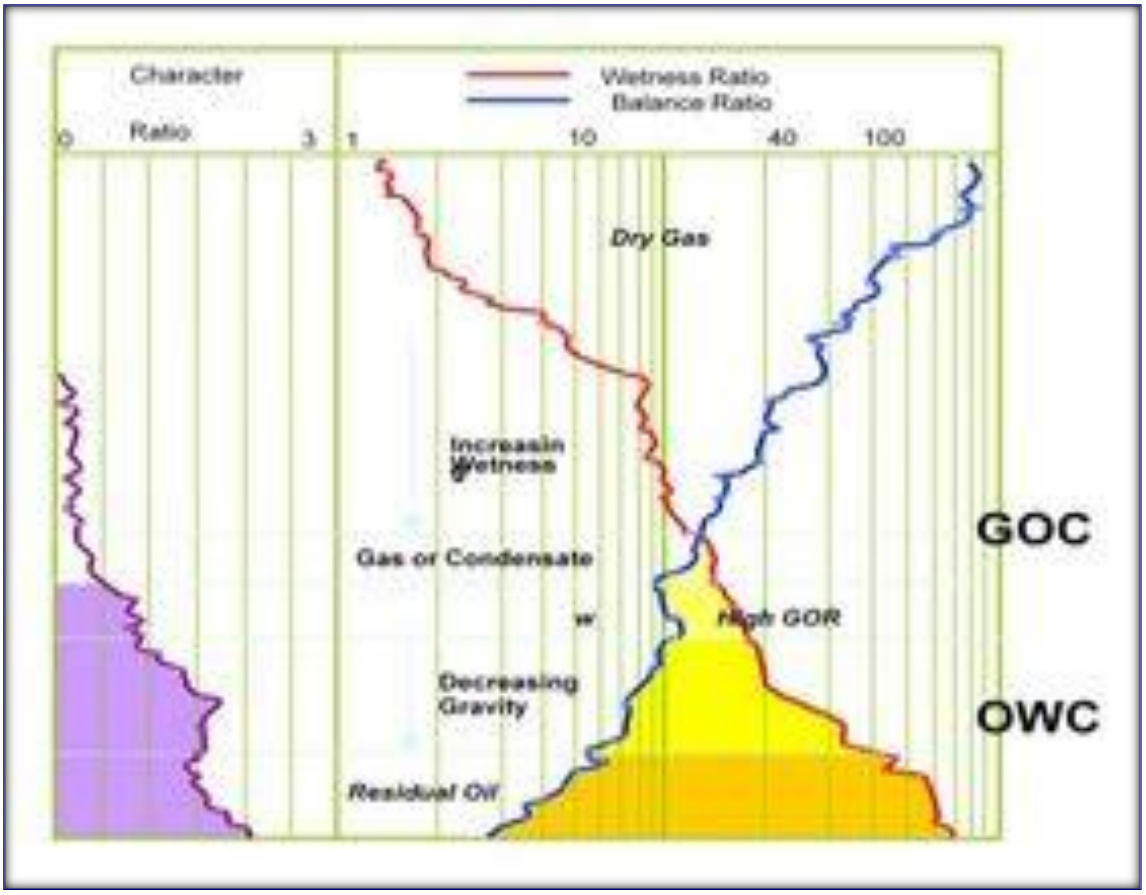

Figure II-9: Caractère ratio (Ch)

II.5.2. Évaluation des types de réservoirs de gaz et de liquides :

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.

Le taux de sécheresse du gaz C1/Sum est un indicateur fiable de l'humidité du gaz et des discontinuités dans la phase fluide. Ainsi, il peut être utilisé pour identifier le sommet d'une section de réservoir avec une grande confiance. Les valeurs interprétatives de la sécheresse du gaz sont les suivantes : si elle est supérieure à 0,95, un gaz sec est indiqué, s'il est compris entre 0,85 et 0,95, un condensat ou une huile légère est indiqué, s'il est compris entre 0,6 et 0,85, une huile productive possible est indiquée et s'il est inférieur à 0,6, une huile résiduelle est indiquée.

Les relations Wh, Bh et Ch sont réalisées étape par étape. L'humidité (Wh) augmente avec la densité des HC et est inversement proportionnelle à l'équilibre (Bh), le ratio de caractère (Ch) confirme la présence d'un fluide hydrocarboné plus dense sous forme de condensat de gaz ou d'huile légère.

Il est constaté que Wh et Bh peuvent être utilisés pour détecter en temps réel les changements de types de fluides et les contacts pendant le forage. Si Wh<Bh, le gaz est prédit. La proximité et la nature plus croisée des courbes Wh et Bh indiquent un gaz plus dense et un réservoir productif. Cependant, le réservoir peut également produire de l'huile légère ou du condensat avec du gaz si le ratio de caractère (Ch) dépasse 0,5.

Lorsque Wh dépasse Bh de manière significative, de l'huile est indiquée et plus il y a de séparation entre eux, plus l'huile est lourde, suivie d'huile résiduelle, ce croisement marque le contact gaz-huile. Le contact eau-huile est indiqué lorsque Wh augmente soudainement par rapport à la tendance habituelle, comme s'il dépassait la trace d'HC résiduelle, la relation et l'interprétation deWh, Bh et Ch peuvent être illustrées dans le Figure (II-8).

II.5.2.1. . Méthode de gaz dryness C1% :

Basée sur le pourcentage de C1 dans les composantes chromatographiques des gaz détectés lors du forage.

$$\mathbf{C1}\ \% = \frac{\mathbf{C1}}{\mathbf{C2} + \mathbf{C3} + \mathbf{C4} + \mathbf{C5}}$$

- C1 (%) > 0,95 → gaz sec (CH4) bactériale
- 0,85 < C1 (%) < 0,95 → gaz à condensat ou huile légère
- 0,6 < C1 (%) < 0,85 → huile

- 0,6 > C1 (%) → huile résiduelle

II.5.2.2. . Méthode des GAS RATIOS :

Basée sur les rapports des composantes chromatographiques des gaz détectés.

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

Selon les résultats des rapports, les zones du réservoir peuvent être évaluées en termes de nature Gaz, huile ou eau. D'après: J.H.Haworth & M.Sellens, & A.Whittaker & R.L.Gurvis 1980 à 1984 (Figure II-10)

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 croîts avec la séparation des courbes.
17.5 – 40	<< Wh	**Faible production** en raison de la faible saturation en huile
> 40		Zone à Huile lourde ou huile résiduelle (eau)

Figure II-10: La relation et l'interprétation de Wh, Bh et Ch peuvent être illustrées

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

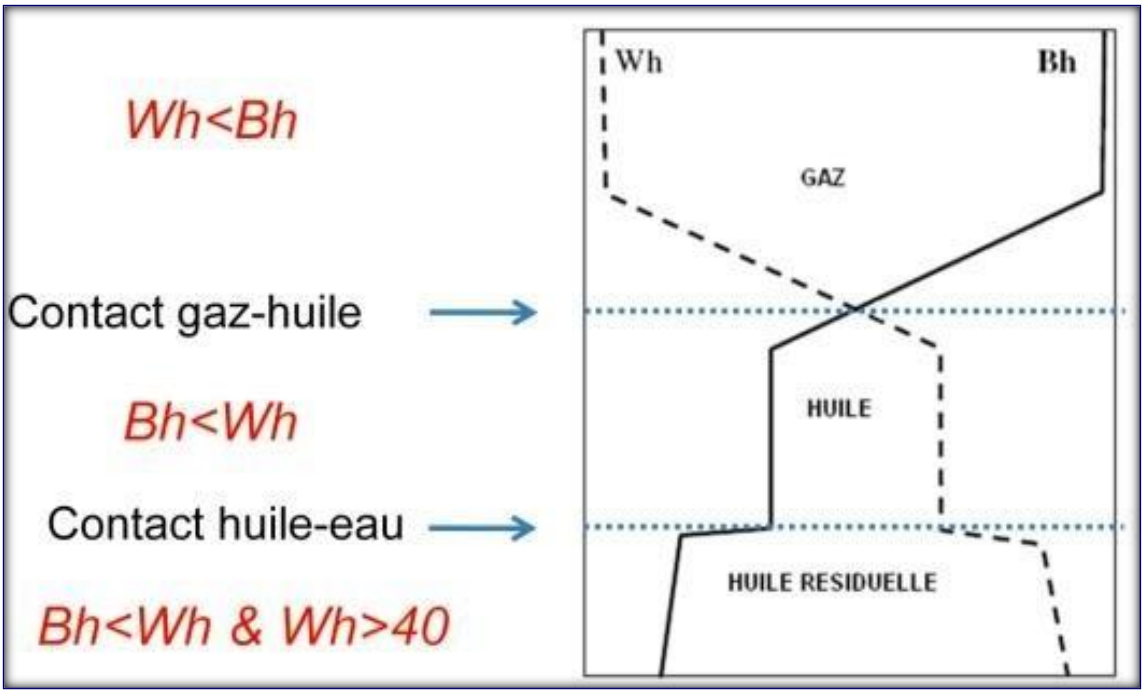

Figure II-11: Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz

- **Cas d'un réservoir à l'huile**

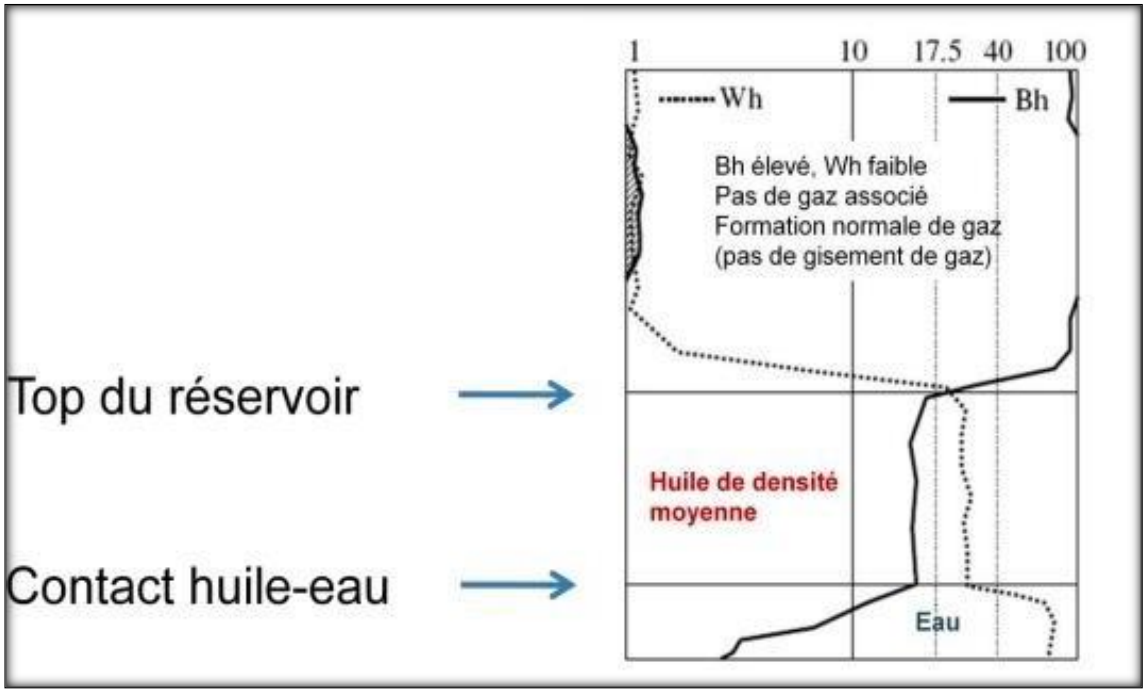

Figure II-12: Cas d'un réservoir à l'huile

- **Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz**

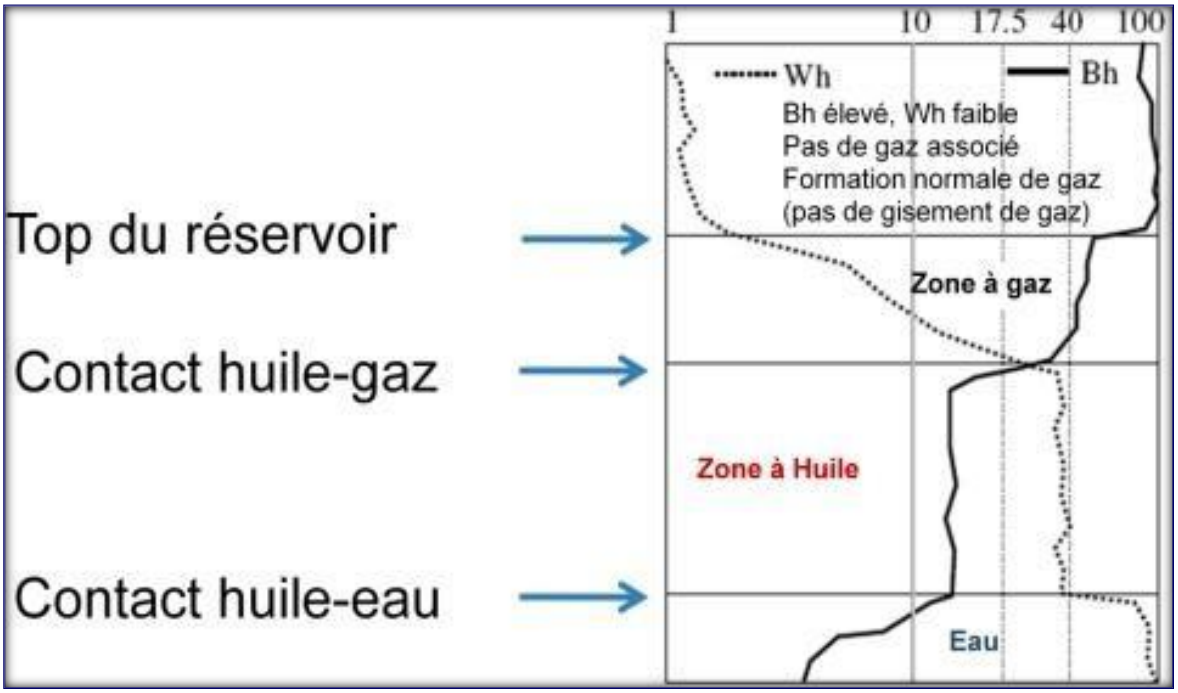

Figure II-13: Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz

II.6. Résultats et Interprétation

L'utilisation des méthodes des gaz ratios et des gaz dryness C1% est très efficace lors du forage des hydrocarbures. Ces méthodes permettent de suivre l'évolution du sondage ainsi que les différentes formations et réservoirs traversés. Le type de fluide et le potentiel pétrolier. (Figure II-8).

II.6.1. Puits 1 SAG « A1 » :

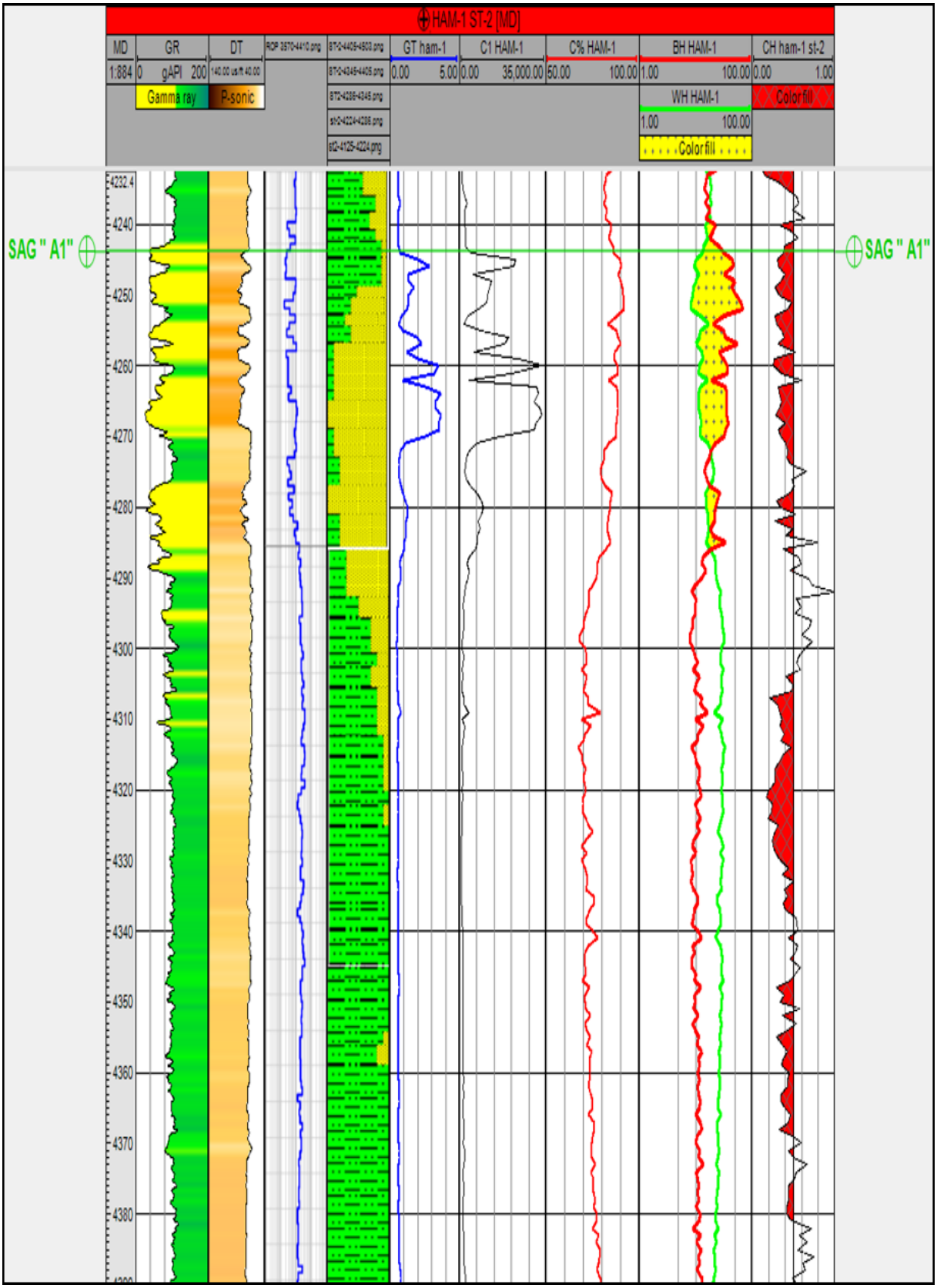

Figure II-14: Log diagraphique du puits 1

- **Méthode de gaz dryness C1% :**

L'interprétation de la courbe de C1% en face de l'intervalle 4243-4270m a montré que le fluide in situ dans l'unité A1 du SAG pourrait être du gaz à condensât ou de l'huile légère.

- **Méthode des GAS RATIOS :**

L'interprétation des courbes WH, BH et CH en face du l'intervalle 4243-4270m a montré les résultats ci-dessous :

0,5<WH<17,5

Wh <BH

Zone productive de gaz très humide, condensat ou huile avec un GOR élevé.

CH<0,5 : phase gaz.

II.6.2. Puits 2 SAG « A1»

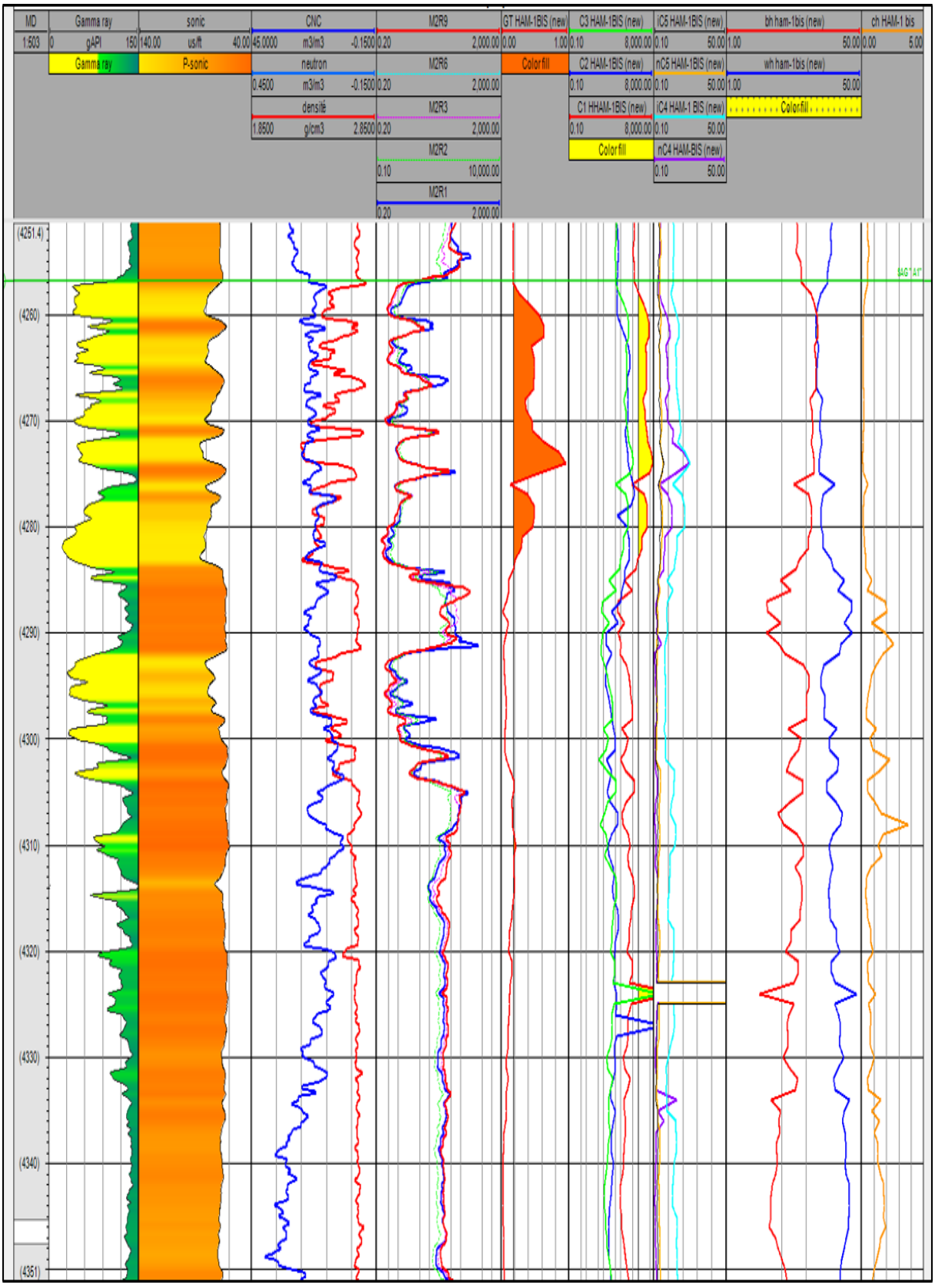

Figure II-15: Log diagraphique du puits 2

- **Méthode de gazdrynessC1%**

L'interprétation de la courbe de C1% en face de l'intervalle 4243-4270m a montré que le fluide in situ dans l'unité A1 du SAG pourrait être du gaz à condensât ou l'huile légère, C1% 84-86

- **Méthode des GAS RATIOS**

L'interprétation des courbes WH, BH et CH en face du l'intervalle 4257-4283m a montré que le fluide in situ dans l'unité A1 du SAG pourrait être du gaz humide, ou du condensat.

II.6.3. Puits 3 SAG «A1» :

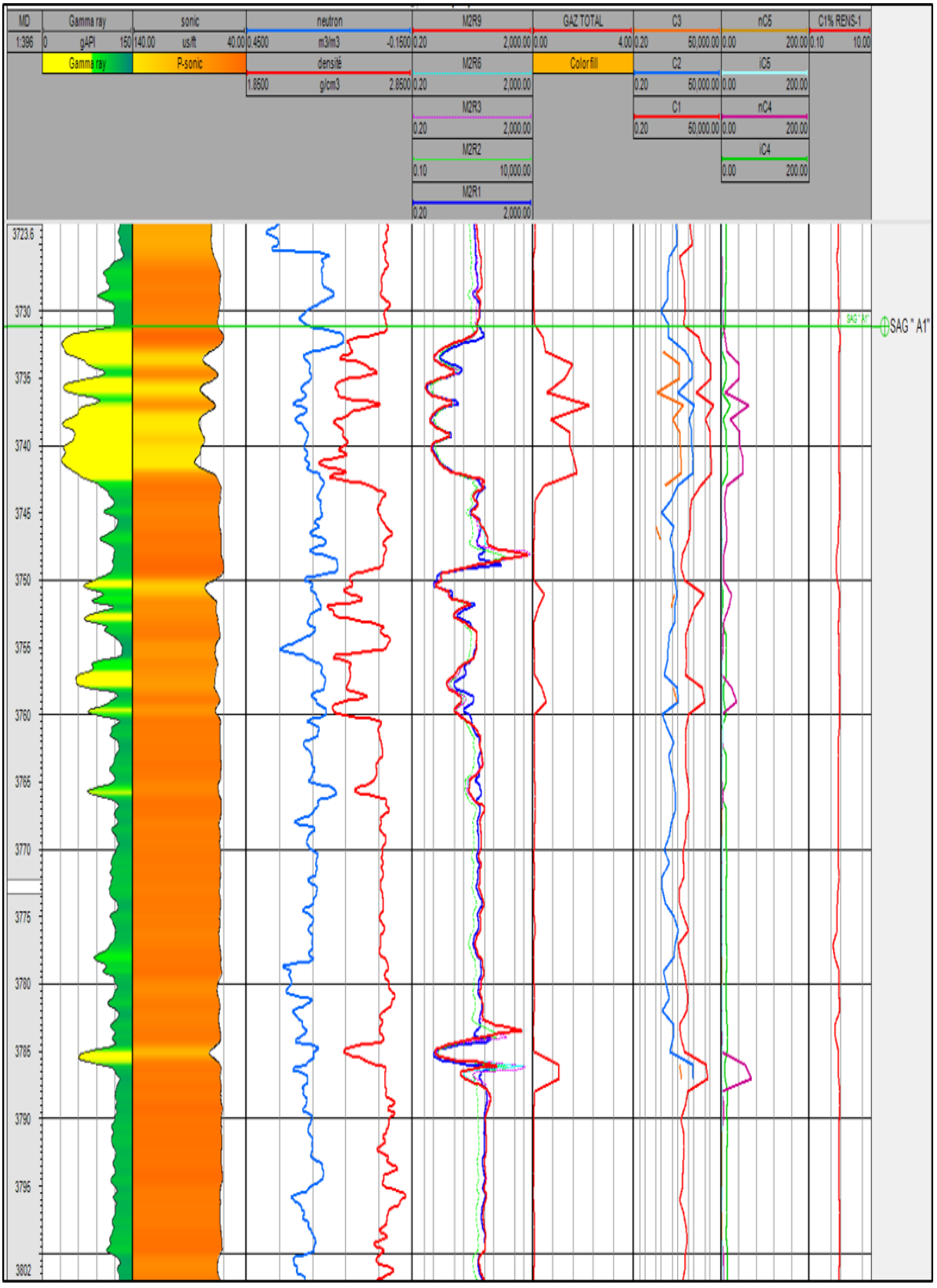

Figure II-16: Log diagraphique du puits 3

Méthode de gaz dryness C1% :

L'interprétation de la courbe de C1% en face de l'intervalle 3731-3743m a montré que les valeurs oscillent entre 0,89 à 0,92% donc le fluide in situ au niveau de cette unité pourrait être de gaz à condensat ou huile légère.

À rappeler que cette unité a été interprétée aquifère par les diagraphies avec une porosité moyenne de 14% et une saturation moyenne en eau de 80%. Un échantillon d'huile légère a été récupéré à la cote 3741.2 m ce qui confirme la présence de phénomène de basse résistivité.

Un test de formation a été réalisé en face de l'intervalle perforé 3732-3742,5m a produit d'huile et de gaz, un ODT a été déterminé par diagraphies à la profondeur 3743 m

Méthode des GAS RATIOS :

L'interprétation des courbes WH, BH et CH en face du l'intervalle 3731-3743m a montré les résultats ci-dessous :

0,5<WH<17,5.

Wh <BH<100

Zone productive de gaz

CH <0,5 : phase gaz

II.6.4. Puits 4 SAG « A1»

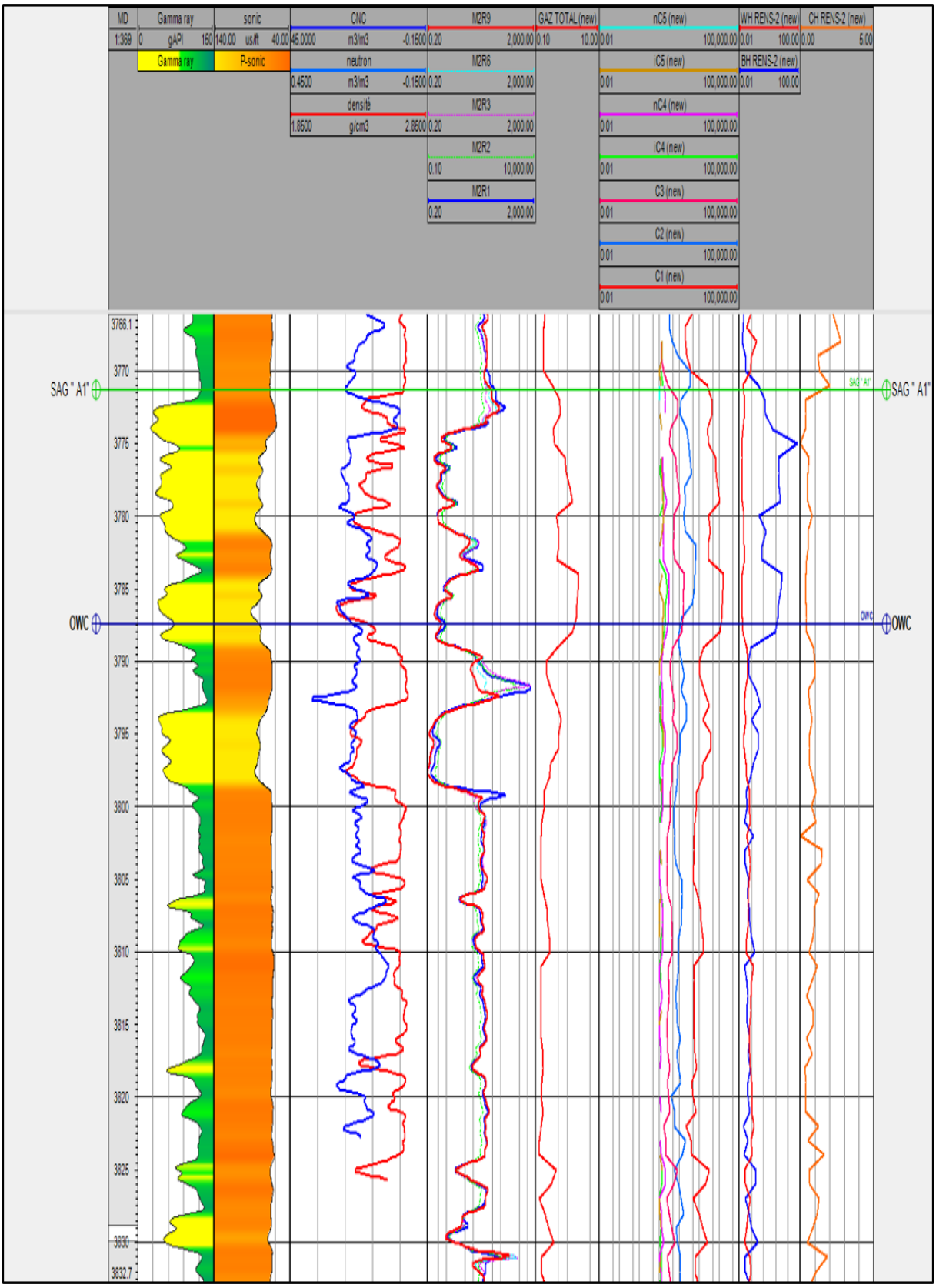

Figure II-17: Log diagraphique du puits 4

Méthode de gaz dryness C1% :

L'interprétation de la courbe de C1% en face de l'intervalle 3772-3788m a montré que les valeurs oscillent entre 0,82 à 0,95% donc le fluide in situ au niveau de cette unité pourrait être de gaz à condensat ou huile légère.

Les intervalles gréseux [3775.5-3781.5m] et [3784-3789m] d'une porosité moyenne de l'ordre 17% sont à hydrocarbures sur une hauteur utile cumulée de 8.5 m, malgré le fait qu'ils présentent de valeurs de saturations en eau élevées (phénomène de basses résistivités déjà constaté dans le puits 3). Ce résultat est confirmé par l'échantillon d'hydrocarbures prélevé à la profondeur 3782m

Quant à l'intervalle [3793-3798.5m], les valeurs des résistivités chutent encore plus (R90 =0.2 Ohm.m) ce qui dénote de la présence d'eau. Ce résultat est confirmé par l'échantillon d'eau prélevé à la profondeur 3794m.

Le OWC pourrait être observé à la profondeur 3787.5m (-3602.8m). Un test de formation derrière casing a été effectué en face de l'intervalle perforé 3774,5-3781,5 a produit d'huile et de gaz

Méthode des GAS RATIOS :

L'interprétation des courbes WH, BH et CH en face du l'intervalle 3731-3743m a montré les résultats ci-dessous :

0,5<WH<17,5.

Wh <BH<100

Zone productive de gaz

CH <0,5 : phase gaz

II.7. Conclusion

Pendant toute la durée de l'opération de forage, une surveillance continue des gaz est effectuée pour déterminer le pourcentage des différents gaz libérés par la formation traversée. De plus, un système sophistiqué d'analyse des gaz est utilisé pour effectuer des analyses quantitatives et qualitatives de ces gaz. L'objectif est d'analyser les hydrocarbures transportés depuis le fond du puits par la boue de forage.

Ces analyses nous permettent d'identifier les zones productrices, d'isoler les zones non productrices et de définir les limites du réservoir (sommet et base) en utilisant la méthode du rapport gaz/hydrocarbures (Wetness, Balance, Character).

Nous utilisons cette méthode pour calculer les rapports gaz/hydrocarbures afin de localiser les points de contact entre les différents fluides présents dans le réservoir. Les calculs effectués au cours de ce travail ont donné les résultats suivants (tableaux 2) :

Réservoir	Puits	Intervalle (m)	Résultats
SAG « A1»	1	4243-4270	Zone productive de gaz très humide, condensat ou huile avec un GOR élevé
SAG « A1»	2	4257-4283	le fluide in situ dans l'unité A1 du SAG pourrait être de gaz humide, ou condensat
SAG « A1»	3	3731-3743	Zone productive de gaz
SAG « A1»	4	3731-3743	Zone productive de gaz

Table 3: Résultats de calculs

Chapitre III: Etude Diagraphique

III.1. Introduction :

La diagraphie des puits, également connue sous le nom de diagraphie, est une technique essentielle utilisée en géophysique et en ingénierie pétrolière pour obtenir des informations sur les formations rocheuses et le contenu des fluides dans les puits de forage. Elle consiste à mesurer diverses propriétés physiques des roches et des fluides à l'aide d'outils et d'instruments spécialisés déployés en fond de puits.

La diagraphie joue un rôle essentiel dans l'exploration, l'évaluation et la production des réservoirs de pétrole et de gaz. En analysant les données obtenues à partir des diagraphies, les géophysiciens et les ingénieurs peuvent obtenir des informations précieuses sur la composition, la porosité, la perméabilité et la saturation en fluides des formations souterraines. Ces informations permettent de caractériser les réservoirs, de déterminer leur potentiel de production d'hydrocarbures et de prendre des décisions éclairées concernant les opérations de forage et de complétion.

III.2. Le Gamma Ray (GR) :

Le gamma ray est utilisé pour mesurer la radioactivité naturelle des roches pendant le forage. Une sonde descend dans le puits pour mesurer cette radioactivité et fournir des informations sur la lithologie. Il permet de détecter clairement les charbons et les niveaux d'argile (qui ont une radioactivité élevée) qui sont souvent les limites des réservoirs souterrains.

Le log du gamma ray est utilisé pour estimer le pourcentage d'argile dans les formations sableuses et il peut également être utilisé pour identifier des phénomènes géologiques tels que les cycles de dépôts, les discontinuités et l'environnement de dépôt.

III.3. La Résistivité :

La résistivité des roches est influencée par la présence de fluides dans la formation. Lorsque des hydrocarbures sont présents, cela se traduit par une différence relative entre les courbes de résistivité profonde et moyenne mesurées dans les formations.

III.4. La Densité Neutron et Sonique :

Ces trois outils sont essentiellement utilisés pour mesurer la porosité (Ø) et jouent un rôle crucial dans la caractérisation lithologique.

III.5. Le Calcul Du Volume D’Argile (Vsh):

Le Vsh peut être calculé en utilisant uniquement le log du gamma ray (GR) ou en combinant celui-ci avec les logs RHOB-NPHI lorsque ces derniers sont disponibles. L'équation permettant d'obtenir le Vsh à partir du GR est la suivante :

$$Vsh\ (GR) = \frac{(GRlu - GRmin)}{(GR\ \max - GRmin)}$$

Où :

- **Vsh(GR)** : représente le volume d'argile.
- **GR lu** : correspond à la valeur du gamma ray lue. GR mini : est la valeur minimale du gamma ray.
- **GR max** : est la valeur maximale du gamma ray

III.6. La Saturation en eau (Sw):

La détermination de la saturation en eau est l'un des principaux objectifs de l'évaluation pétrophysiques d'un réservoir, car elle fournit des informations directes sur le potentiel pétrolier de ce réservoir.

La formule utilisée pour estimer la saturation en eau est la suivante:

$$Sw = F\ \frac{RW}{RT}$$

AVEC :

- **Sw:** représente la saturation en eau.
- **F:** est le facteur de formation, une valeur sans unité.
- **RW :** est la résistivité de l'eau d'imbibition, exprimée en ohm.m.
- **Rt:** est la résistivité réelle de la formation vierge, exprimée en ohm.m

III.7. Résultat et interprétation :

Pour les quatre puits (puits 1,2, 3 et 4) situé dans la zone d'étude, nous avons établi un log diagraphique et un masterlog.

III.7.1. PUITS 1 -SAG A1 :

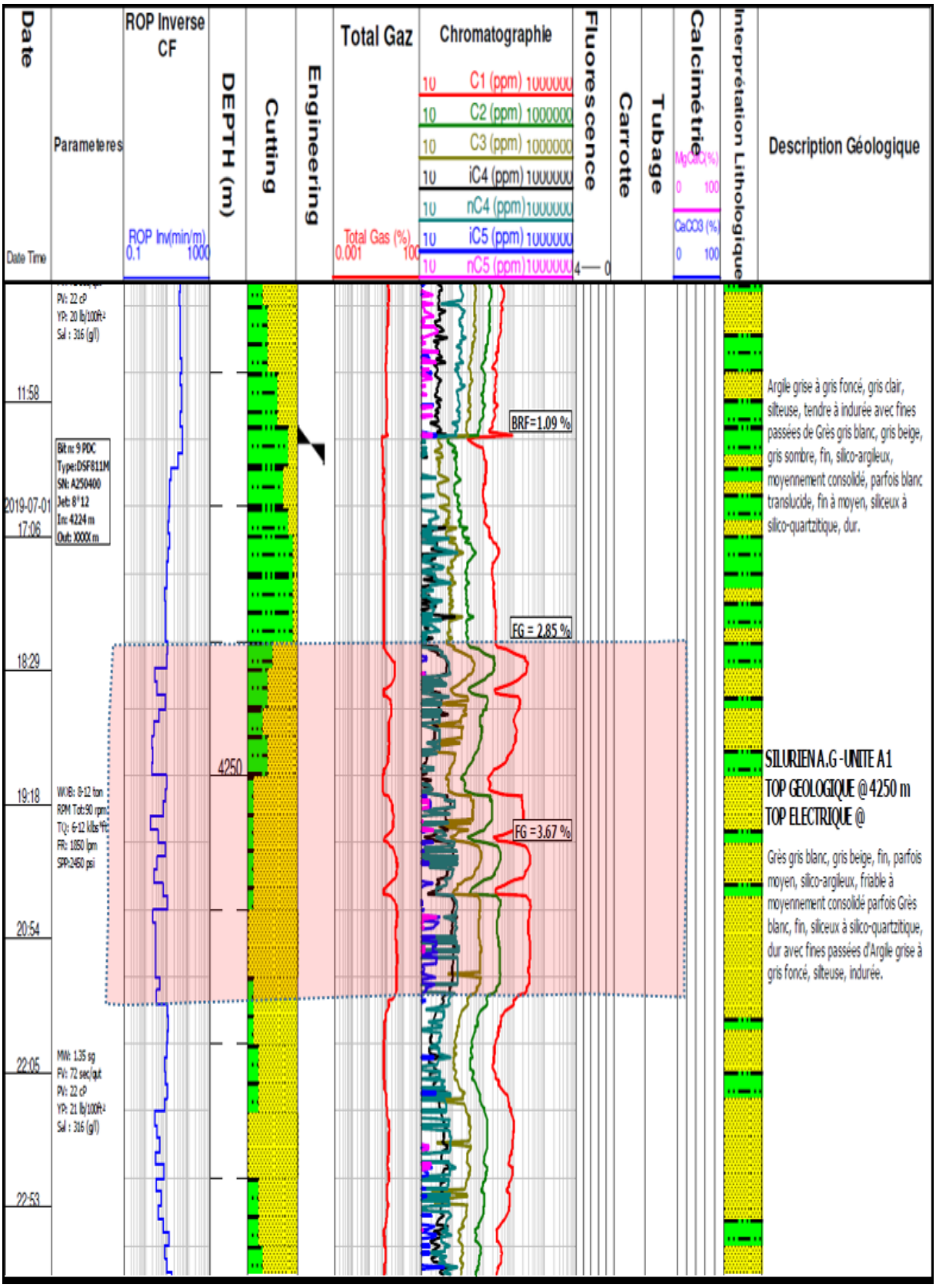

Figure III-1: Masterlog du puits 1 -SAG A1

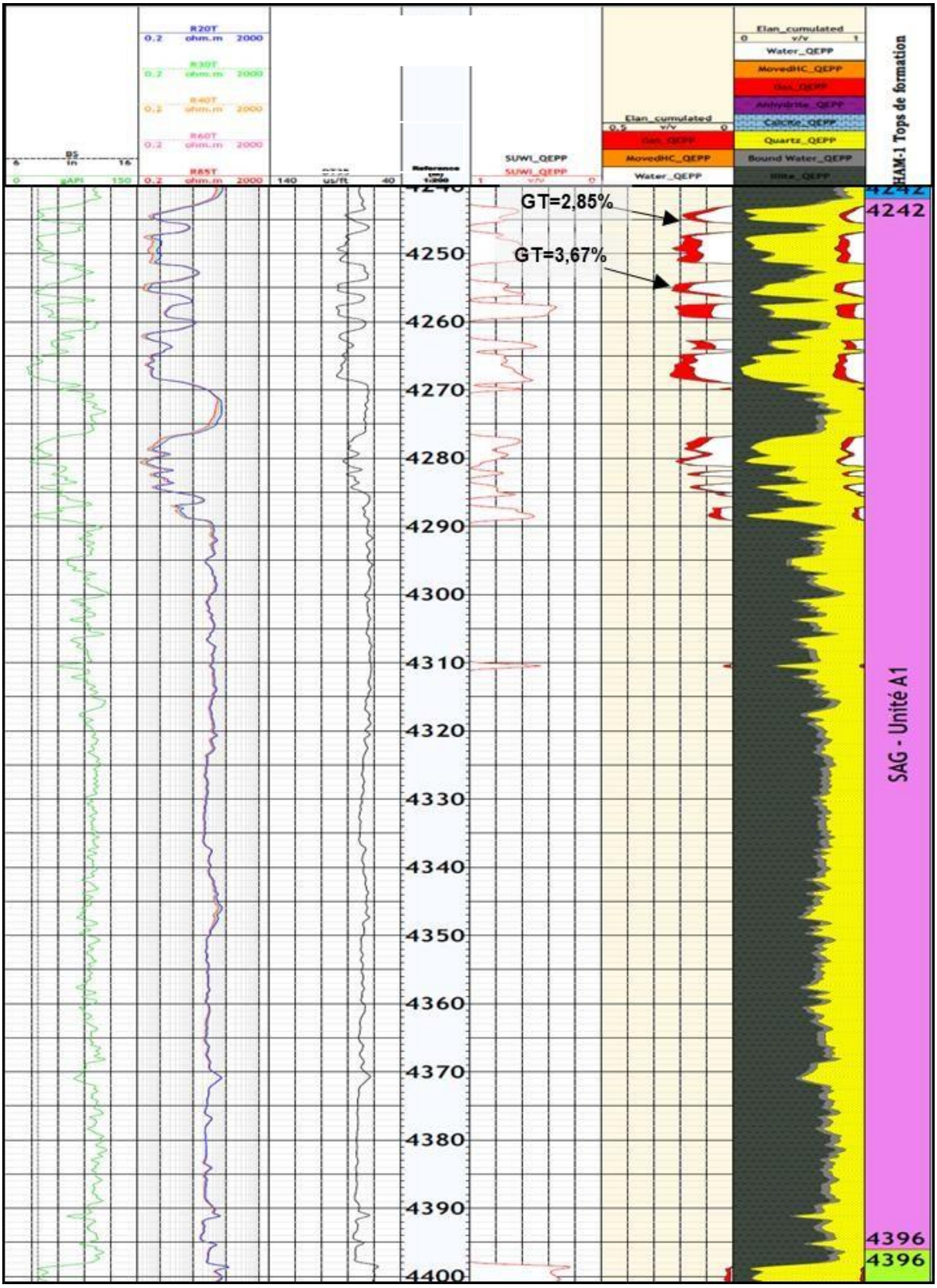

Figure III-2 : Log diagraphique du Puits 1 – SAG A1

D'après le Masterlog et le log diagraphie, nous pouvons conclure que :

- GT max=3,64%
- C1max=33310 ppm
- GT max=1,3% C1max=9700 ppm

L'intervalle (4243 – 4270m) présente des saturations en eau qui varient de 40% à 60% et des porosités moyennes de 20%.

A signaler que, lors du forage de cet intervalle, des pics de gaz, TG, de plus de 3% ont été enregistrés.

Ces bancs pourraient présenter un potentiel pétrolier dans le cas des réservoirs à basses résistivités. Cependant, l'intervalle [4276.5-4290m] présente des saturations en eau qui dépassent par endroits les 80%. Ces bancs pourraient être aquifères.

III.7.2. PUITS 2 -SAG A1 :

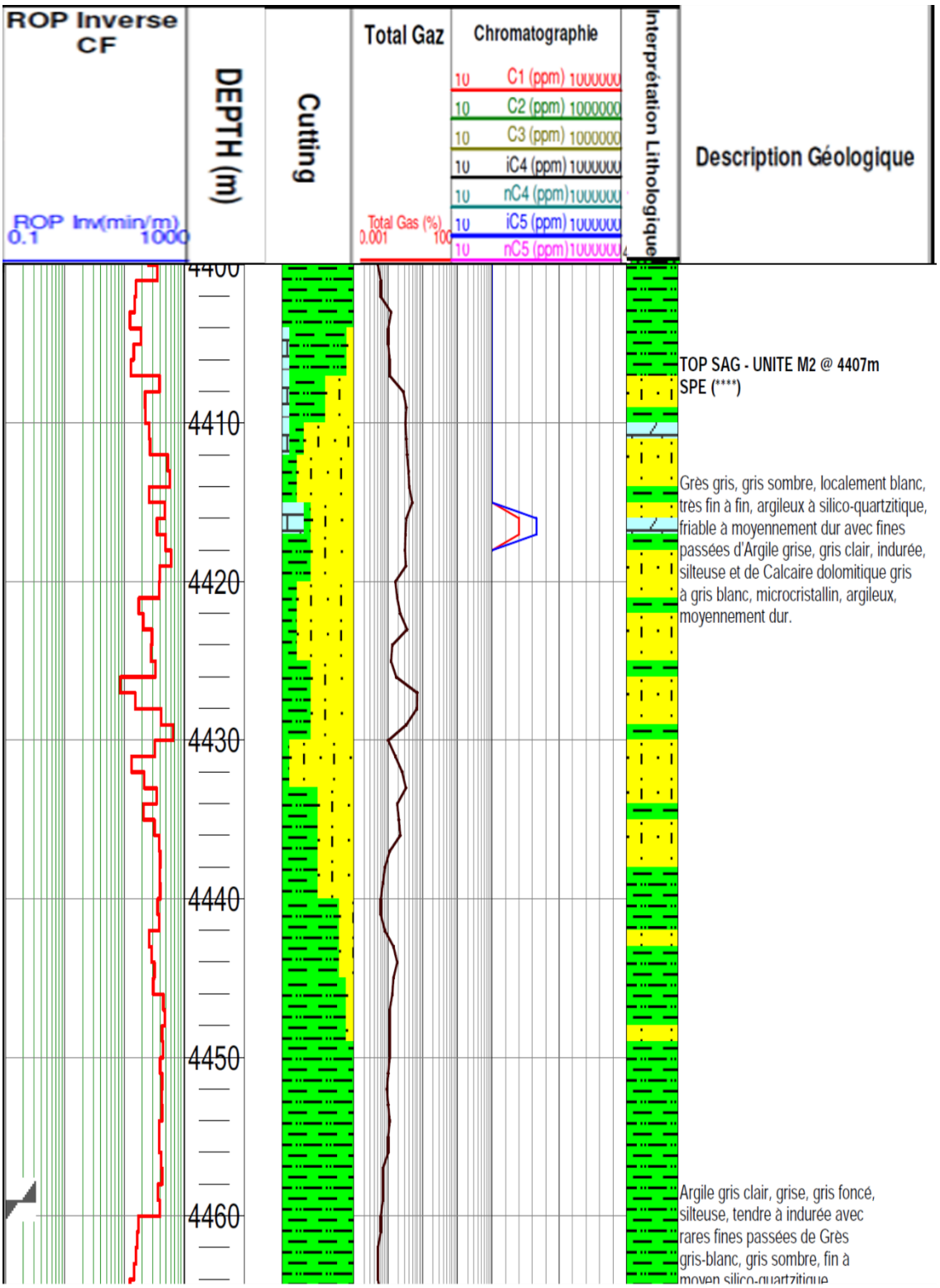

Figure III-3: Masterlog du puits 2 -SAG A1

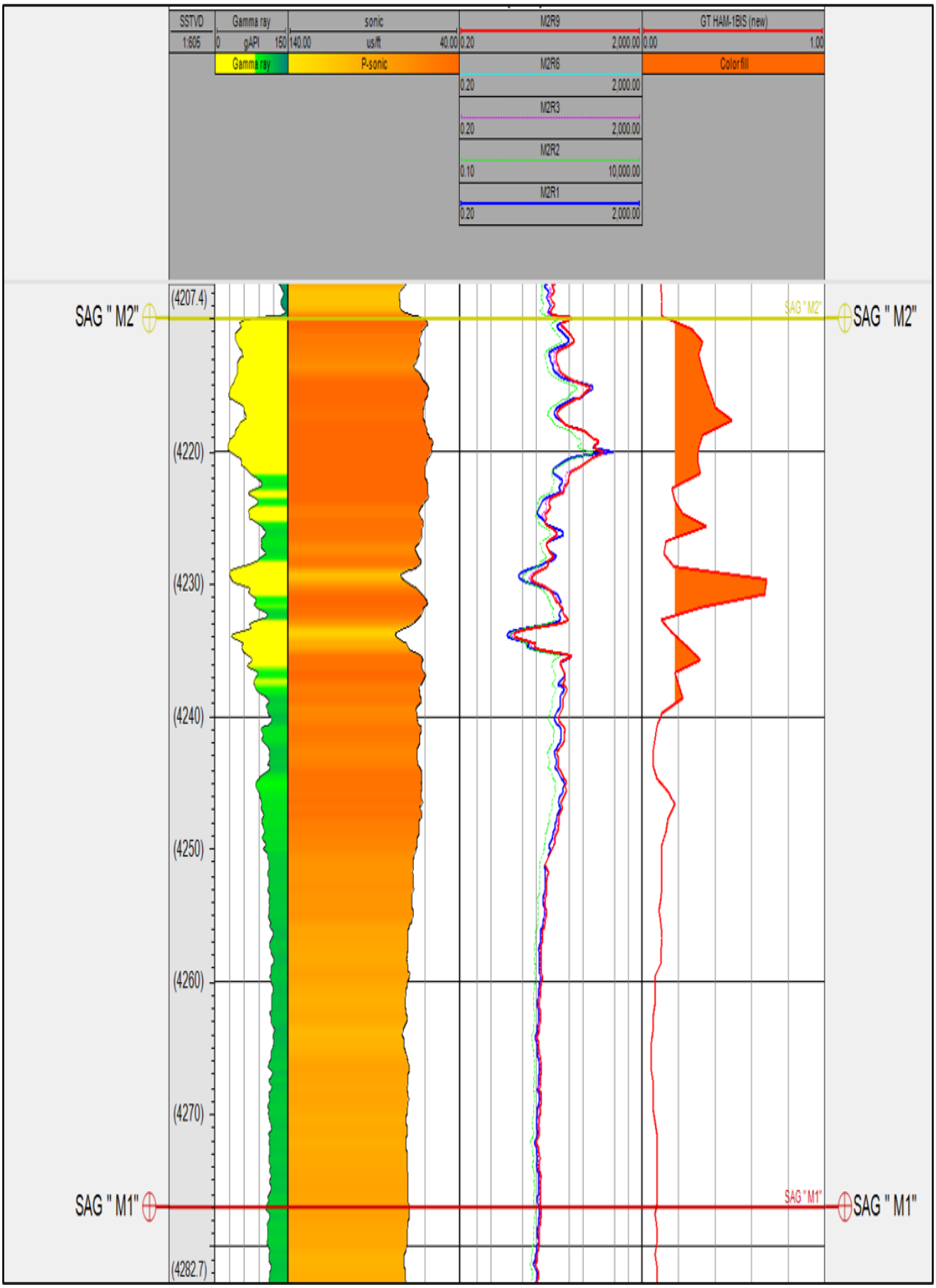

Figure III-4: Log diagraphique du Puits 2 –SAG A1

D'après le Masterlog et le log diagraphie, nous pouvons conclure que :

- GT max=0,95%
- C1max=7150 ppm

L’intervalle (4257-4283m) présente des saturations en eau qui varient de 15% à 25% et des porosités moyennes de 15%.

III.7.3. Puits 3 –SAG A1 :

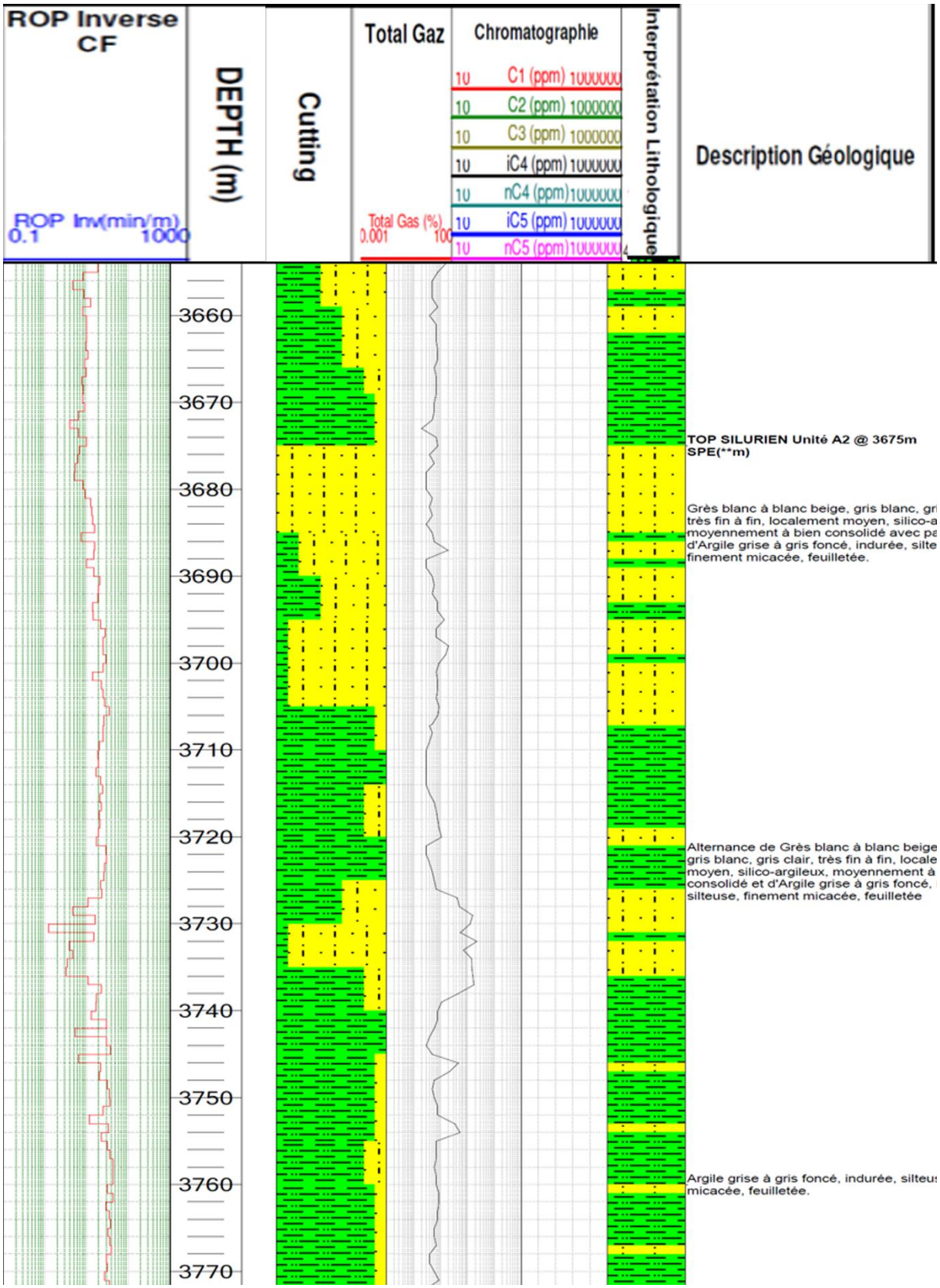

Figure III-5: Masterlog du puits 3 -SAG A 1

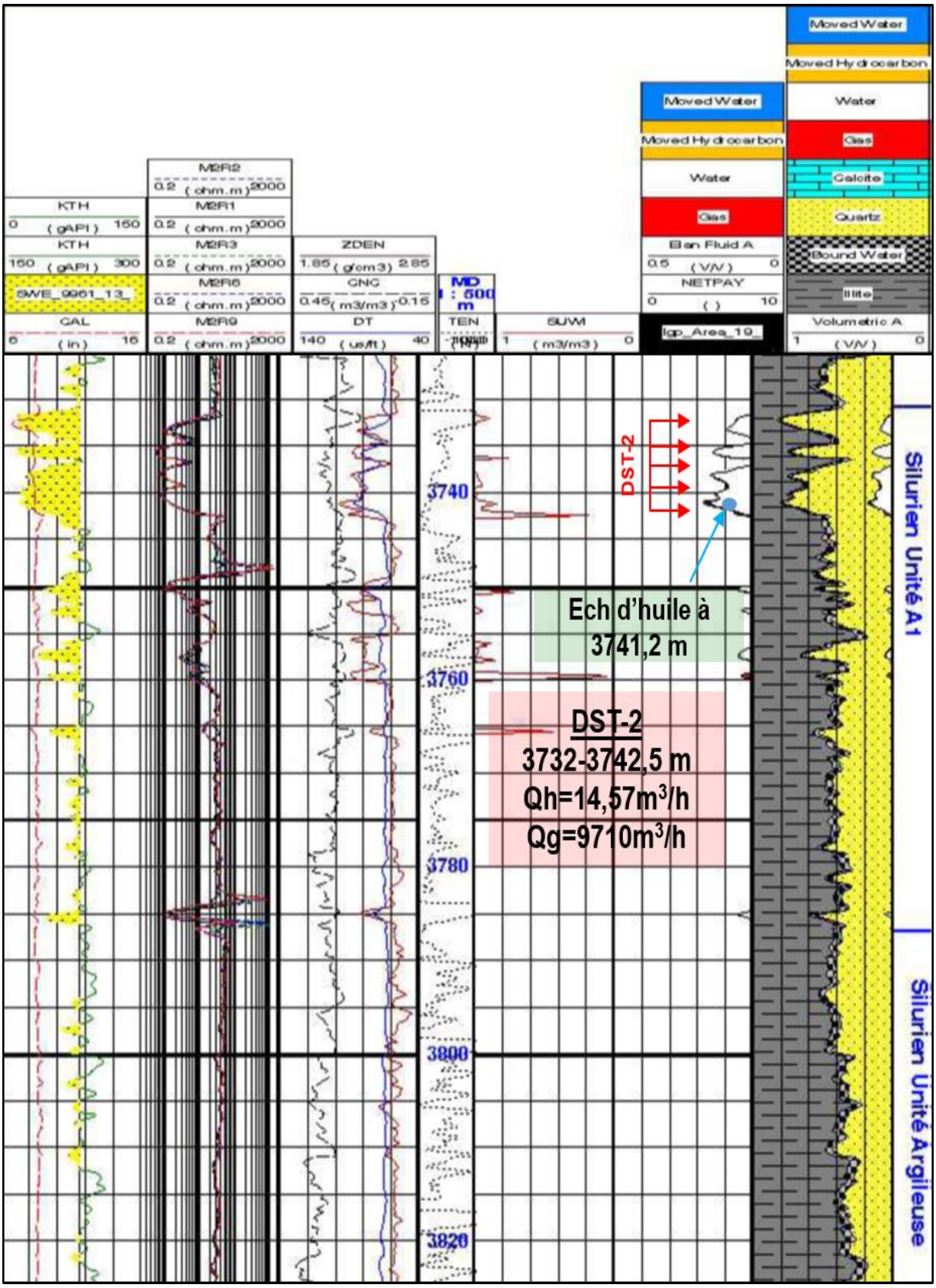

Figure III-6: Log diagraphique du Puits 3 –SAG A1

D'après le Masterlog et log diagraphie, nous pouvons conclure que :

Pendant le forage, des pics de gaz ont été enregistrés en face de l'unité A1 de 3728m à 3735m, tandis que la vitesse d'avancement a diminuée en face de cet intervalle ce qui prouve que c'est un gaz libéré par cette formation.

- GT max= 2,25%
- C1 max =17206 ppm

Au niveau du puits 3, foré en 2020, l'interprétation des diagraphies a montré que l'unité « A1 » du SAG est aquifère avec des porosités de 12 à 15% et une saturation de l'ordre de 80%. A signaler que lors de forage des émissions de gaz ont été enregistrées en face de cette unité; le C1 max 17206 ppm, Gt max 2,25%.

Un échantillonnage a été recommandé au-devant de ce réservoir pour lever le doute sur la nature du fluide in situ.

Un échantillon d'huile a été récupéré à la côte 3741,2m ce qui confirme la présence de phénomène de basse résistivité. Un test de formation a été réalisé en face de l'intervalle perforé 3732-3742,5m a produit d'huile et de gaz

III.7.4. Puits 4 –SAG A1 :

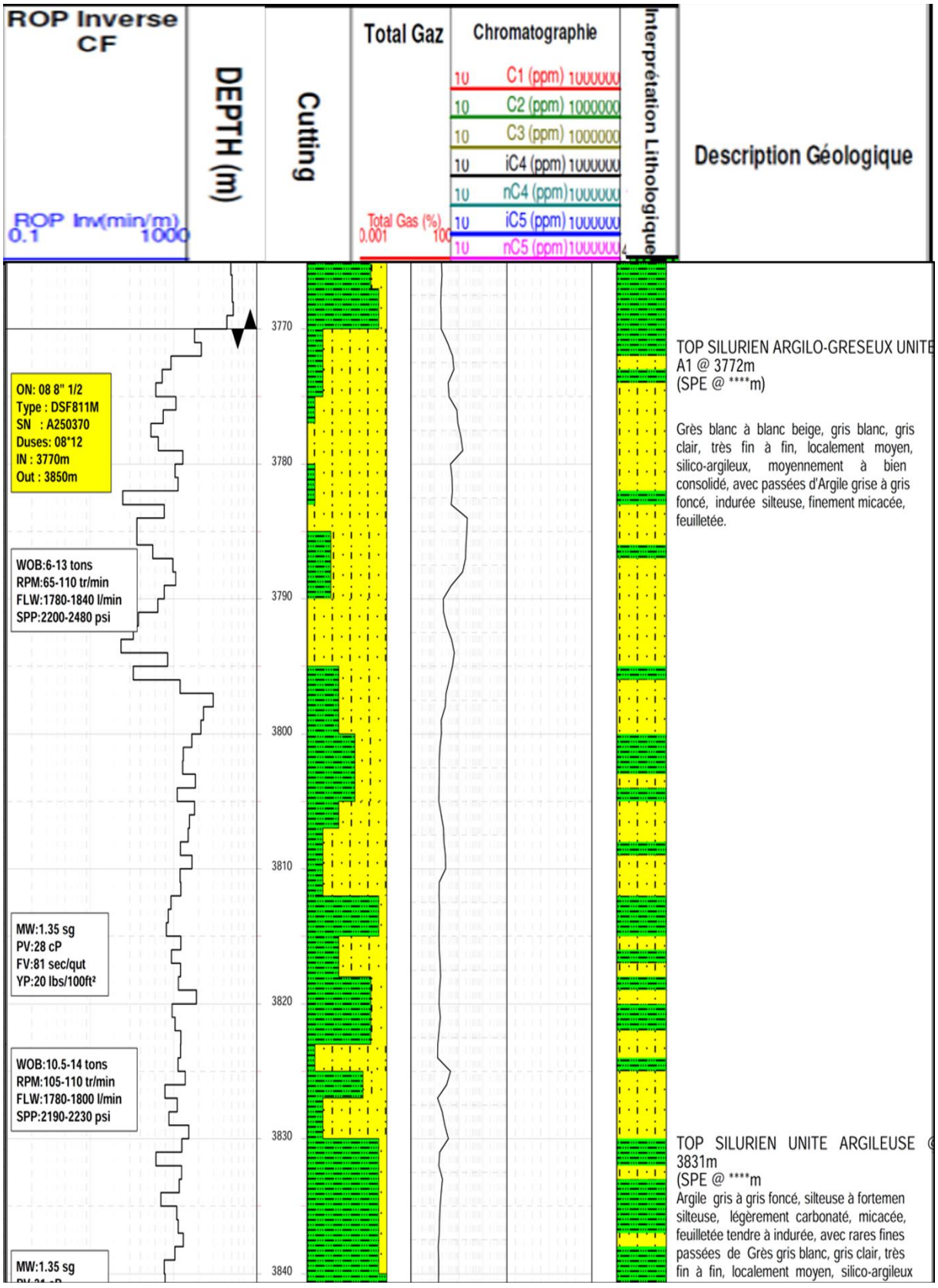

Figure III-7: Masterlog du puits 4 -SAG A1

D'après le Masterlog, nous pouvons conclure que :

Pendant le forage, des pic de gaz ont été enregistrés en face de l'unité A1 de 3772m à 3735m et la courbe de la vitesse d'avancement a bougée en face de cette intervalle ce qui prouve que c'est un gaz libéré par cette formation.

- GT max= 2,23%
- C1 max =16289 ppm

III.8. Conclusion :

Les résultats obtenus sont représentés sur le tableau ci-dessous :

Puits	Intervalle (m)	Lithologie	Porosité Ø (%)	Sw (%)	Gt max (%)	C1 (ppm)
1	4257-4283	Grès blanc a blanc beige, très fin a fin parfois moyenne, silo-argileux avec passes d'argile grise a gris fonce	40-60	20	3,64	33310
2	4257-4283	Grès blanc a blanc beige, très fin a fin parfois moyenne, silo-argileux avec passes d'argile grise a gris fonce	15-25	15	0,95	7150
3	3728- 3735	Grès blanc a blanc beige, très fin a fin, silo-argileux avec passes d'argile grise a gris fonce	12-15	-	2,25	17206
4	3772-3735	Grès blanc a blanc beige, très fin a fin, silo-argileux avec passes d'argile grise a gris fonce	-	-	2.23	16289

Tableau n° 3 : Résultats

III.9. Introduction

La pétro physique est la discipline qui étudie les propriétés physiques et chimiques des roches en termes de porosité, perméabilité et mécanismes de drainage des fluides saturant le milieu poreux. L'apport particulier de la pétro physique réside dans une meilleure estimation des réserves d'hydrocarbures et la compréhension du comportement dynamique des réservoirs

III.10. Calcul de la Porosité(ϕ):

On distingue trois types de porosité à savoir :

La porosité primaire: c'est le volume total des vides dans la roche obtenue juste après la sédimentation.

La porosité secondaire : c'est le volume obtenu dans la roche après fissuration, fracturation, dissolution ou altération.

La porosité effective ou utile : c'est le volume des vides connectés entre eux. Dans les gisements exploités.

La porosité des roches réservoirs est :

- Faible si elle est inférieure à 5%.
- Médiocre si elle est comprise entre 5% et10%.
- Moyenne si elle est comprise entre10% et 20%.
- Bonne si elle est comprise entre 20% et 30%.
- Excellente si elle est supérieure à 30%.

III.11. Notions générales :

III.11.1. Paramètres pétrophysiques :

- **Porosité :**

C'est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides. La porosité est notée (Φ) et est exprimée en pourcentage « % ».

- **Saturation :**

La saturation est définie comme étant le rapport occupé par un fluide (l'Huile, l'Eau ou le Gaz) au volume total des pores de la roche, elle permet la quantification du pourcentage de ce fluide dans la roche. La saturation est désignée par la lettre S et s'exprime en pourcentage

III.11.2. La carte en iso-épaisseur du réservoir SAG A1:

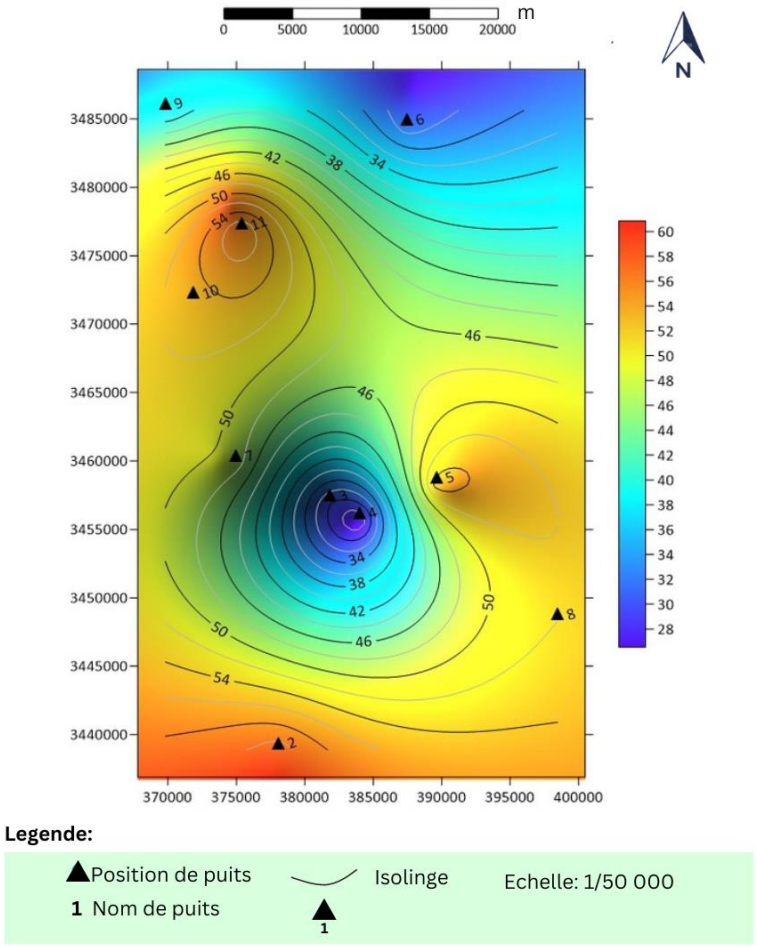

Figure 0-1: carte en iso-épaisseur du réservoir SAG « A1 »

La carte en iso-épaisseur total du réservoir SAG « A1 »:

On remarque sur cette carte que l'épaisseur totale du réservoir SAG « A1 » est grande au nord-ouest, au sud-est (puit 5) et au sud (puits 2 = 61m).

III.11.3. La carte en iso-porosité (Φ) du réservoir SAG « A1 »:

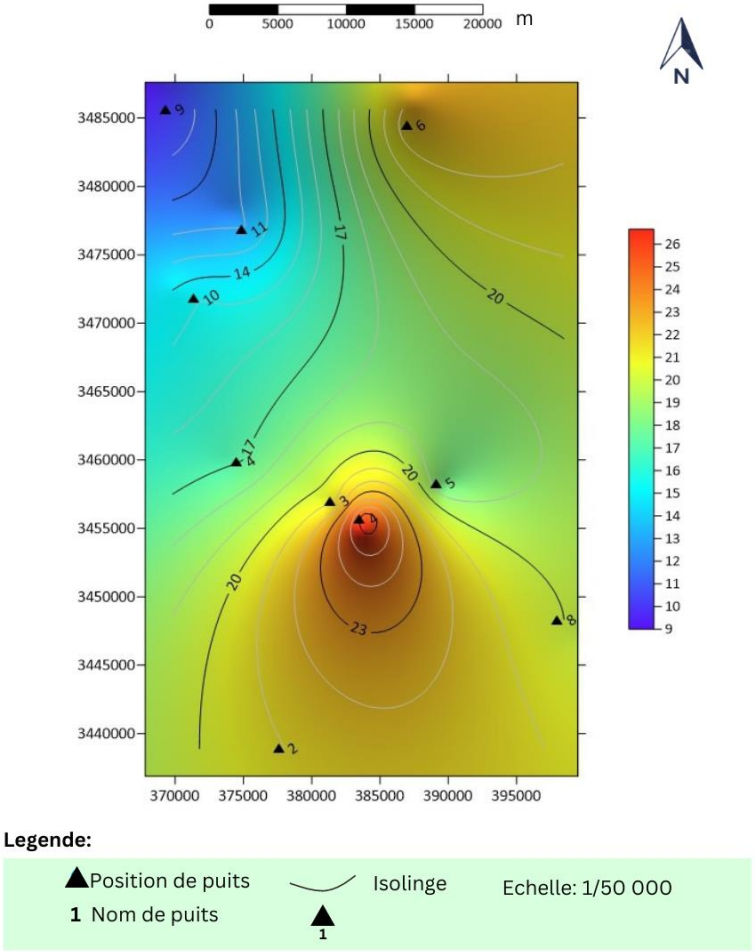

Figure 0-2: La carte en iso-porosité (Φ) du réservoir SAG « A1 »

La carte en iso-porosité établie pour Les réservoirs du SAG (silurien Argileux gréseux) avec toutes leurs unités réservoirs (A1, A2, M2 et parfois les unités B)

Présente des valeurs moyennes avec un maximum de (27.8%) au niveau de puits 4 situé au sud, la valeur minimale se trouve au niveau de puits 9 (9.3%) situé à nord-est

III.11.4. La carte en iso-Perméabilité (Φ) du réservoir SAG « A1 »:

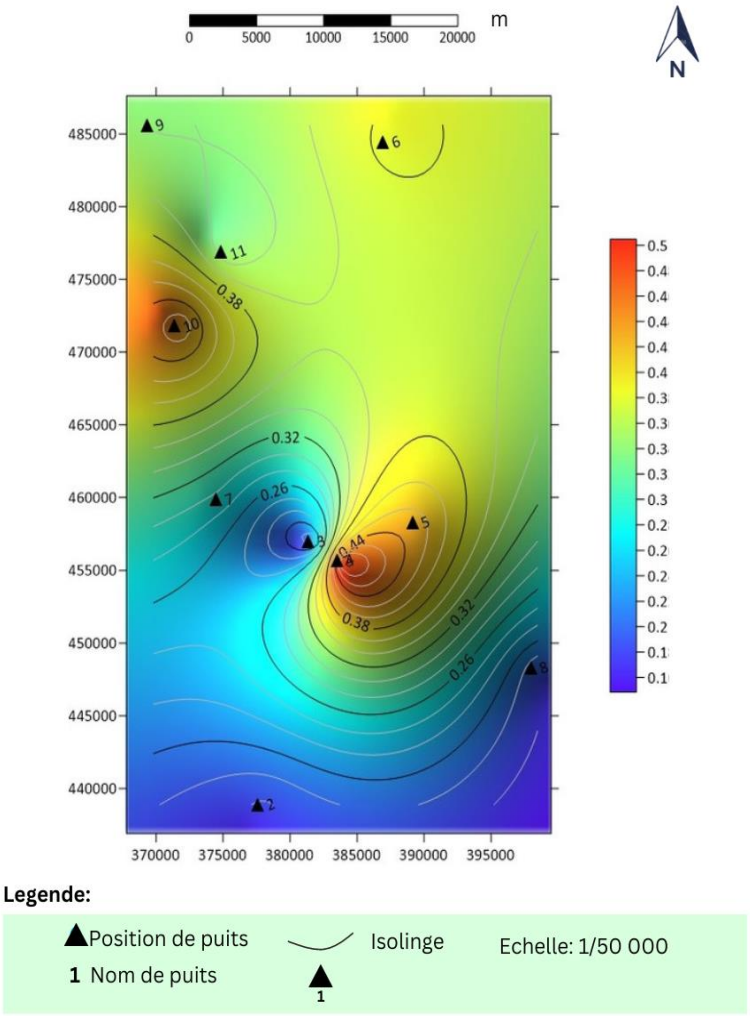

Figure 0-3:carte en iso- Perméabilité (Φ) du réservoir SAG « A1 »

La valeur maximale de la perméabilité se trouve au sud au niveau de puits 4 avec une valeur de 0.514 mD.

La valeur minimale se trouve au niveau de puits 2 situé au sud-est avec une valeur de 0.157mD Ceci montre que la perméabilité diminue progressivement du sud vers le sud-est.

III.11.5. . La Carte En Iso-Saturation en eau (Sw) du réservoir SAG « A1 »:

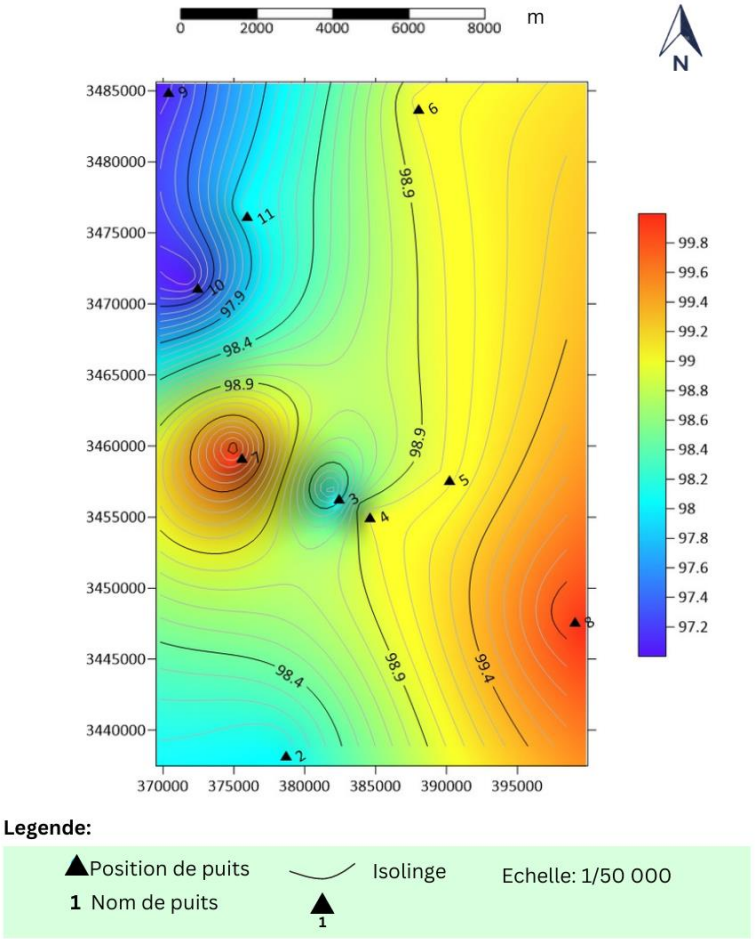

Figure 0-4: Carte en Iso-Saturation en eau du réservoir SAG « A1 »

Ladistribution des valeurs de la saturation en eau montre une zone de forte saturation située dans la partie est au niveau de puits 5. Cette valeur va diminuer vers l'ouest pour atteindre sa valeur minimale à l'ouest au niveau du puits

III.12. Interprétation des histogrammes de la porosité et de la perméabilité :

Le domaine de la géostatistique connaît actuellement une forte demande dans l'industrie pétrolière en raison de la croissance continue des besoins en caractérisation des réservoirs pour l'évaluation des réserves d'hydrocarbures. Cette évolution a conduit à des recherches approfondies dans ce domaine, axées sur une gamme de techniques de plus en plus précises, afin de répondre aux besoins d'une population plus large. Ainsi, la géostatistique est devenue une compétence essentielle pour les ingénieurs géologues et de production.

III.12.1. Histogrammes de la porosité - Puits 2(Φ):

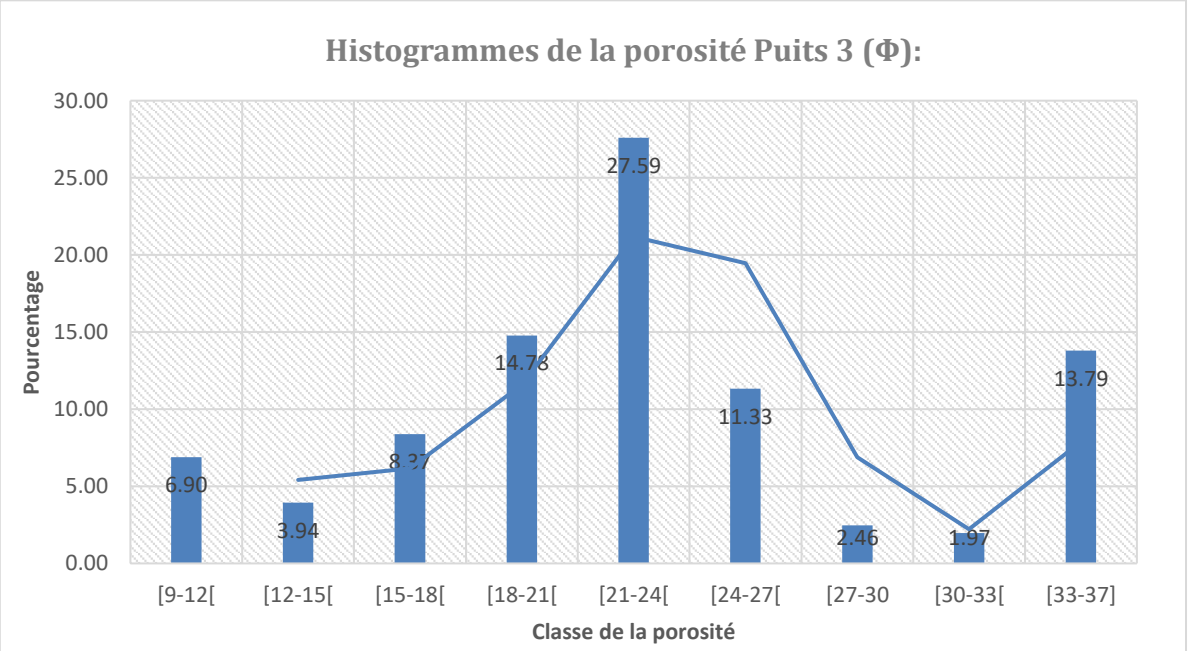

Figure 0-6 : Histogramme de la porosité au niveau du puits 4

Nous avons établi des histogrammes de la porosité pour les puits 3 et 4 dans le but de vérifier l'homogénéité ou l'hétérogénéité de leur distribution dans le réservoir étudié.

L'histogramme de la porosité (Φ) au niveau de puits 3 présente une distribution bimodale; les classes qui présentent les valeurs de porosité les plus fréquentes dans les trois modes sont exprimées comme suit :

- Le premier mode représente 27.59% des valeurs de porosité qui est comprises entre [21-24[.
- Le deuxième mode représente 13.79% des valeurs de porosité qui est comprises entre [33-37]

- Le premier mode considéré comme une porosité primaire, et le deuxième comme une porosité secondaire due peut être à la fissuration.

III.12.2. Histogrammes de la porosité Puits 4 (Φ):

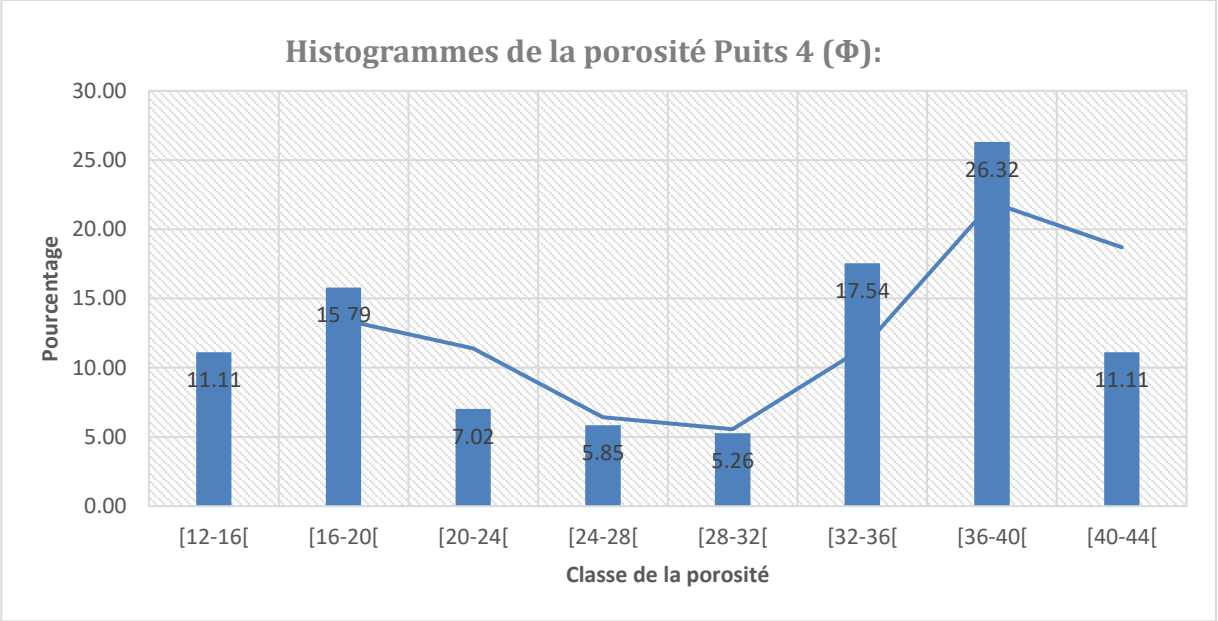

Figure 0-7: Histogramme de la porosité au niveau du puits 4

L'histogramme de la porosité (Φ) au niveau de puits 4 présente une distribution bimodale; les classes qui présentent les valeurs de porosité les plus fréquentes dans les deux modes sont exprimées comme suit :

- Le premier mode représente 15.79% des valeurs de porosité qui est comprises entre [16-20[
- Le deuxième mode représente 26.32% des valeurs de porosité qui est comprises entre [36-40[
- Le premier mode considéré comme une porosité primaire, et le deuxième comme une porosité secondaire due peut être à la fissuration

III.12.3. Histogrammes de la Perméabilité puits 3 (K):

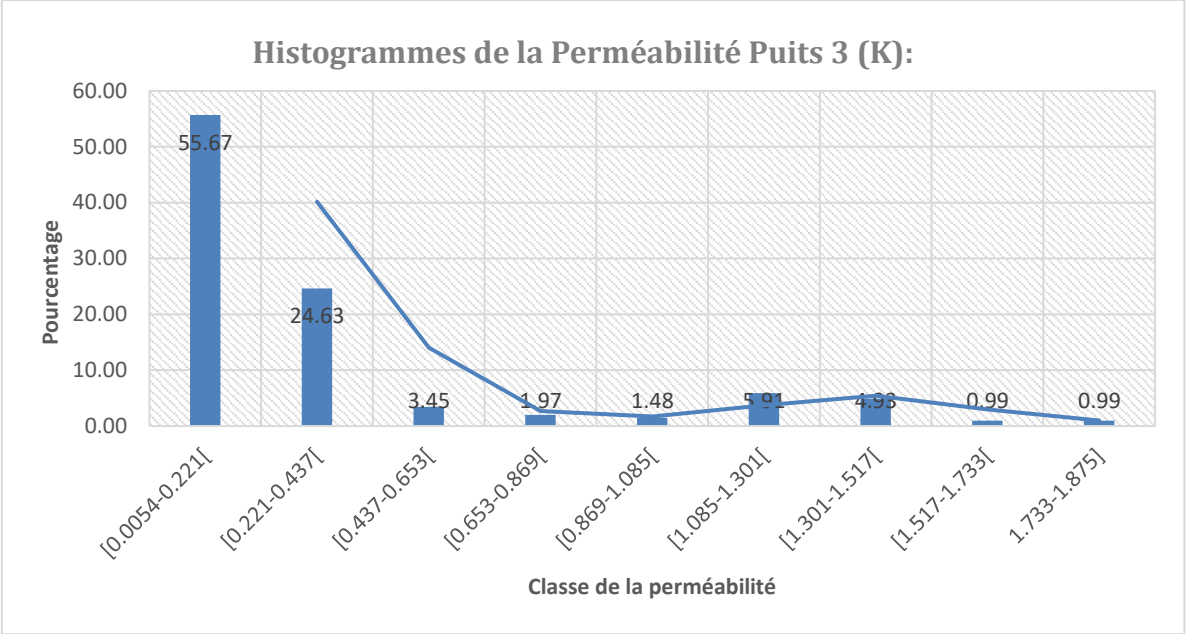

Figure 0-8: Histogramme de la perméabilité au niveau du puits 3

Nous avons établi des histogrammes de la perméabilité afin de vérifier l'homogénéité ou L'hétérogénéité de leur distribution dans le réservoir.

L'histogramme de la perméabilité (K) du puits 3 présente une distribution bimodale. Le premier mode appartient à la classe [0,0054-0.221[mD dont la :

- Fréquence est de 55.67%. Et le deuxième appartient à la classe [1.08-1.301[mD dont la
- Fréquence est de 5.91%.Il y a donc deux types de perméabilité.

III.12.4. Histogrammes de la Perméabilité Puits 4 (K):

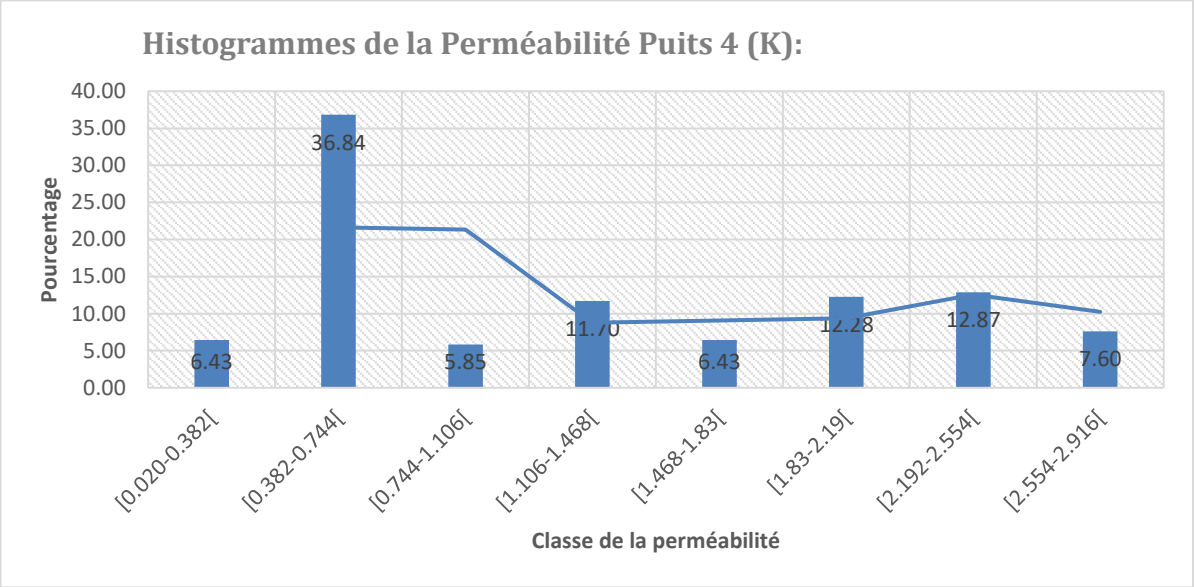

Figure 0-9: Histogramme de la perméabilité au niveau du puits 4

L'histogramme de la perméabilité (K) du puits 4 présente une distribution bimodale. Le premier mode appartient à la classe [0,382-0.744[mD

- Fréquence est de 36.84%. Et le deuxième appartient à la classe [2.192-2.554[mD dont la
- Fréquence est de 12.87%. Les grandes valeurs de perméabilité correspondent à la perméabilité secondaire qui résulte de fracturation

III.13. Corrélation entre la perméabilité et la porosité :

III.13.1. Corrélation entre la perméabilité (K) et la porosité (Φ) 3

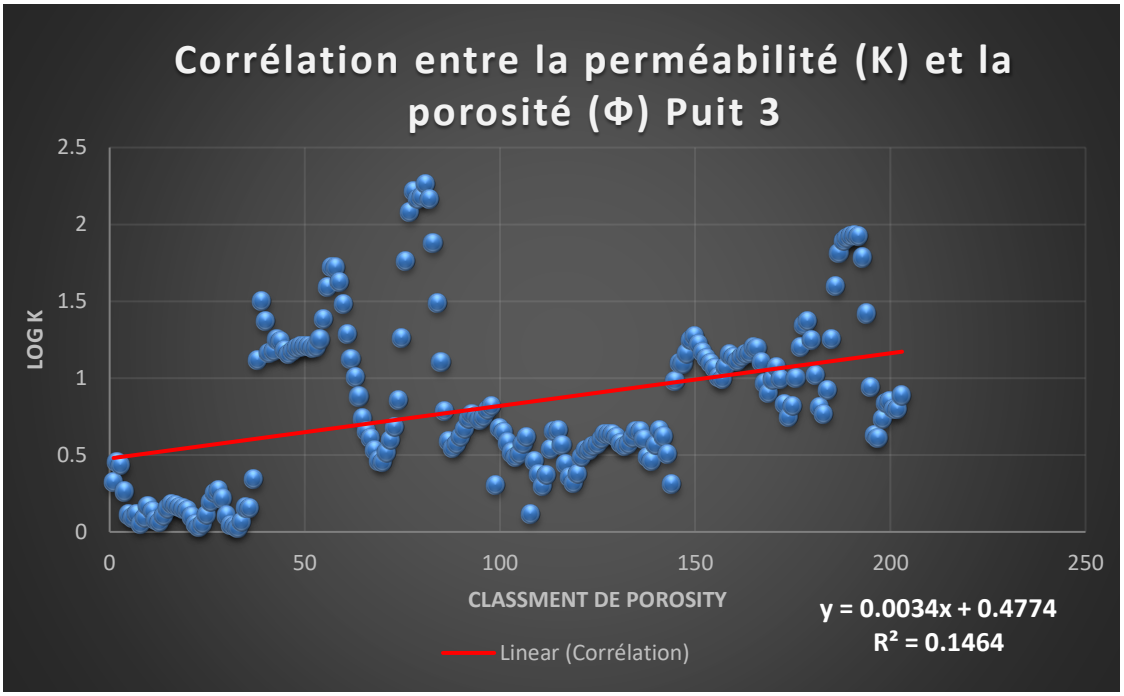

Figure 0-10: Corrélation entre la perméabilité et la porosité 3

III.13.2. Corrélation entre la perméabilité (K) et la porosité (Φ) et 4 :

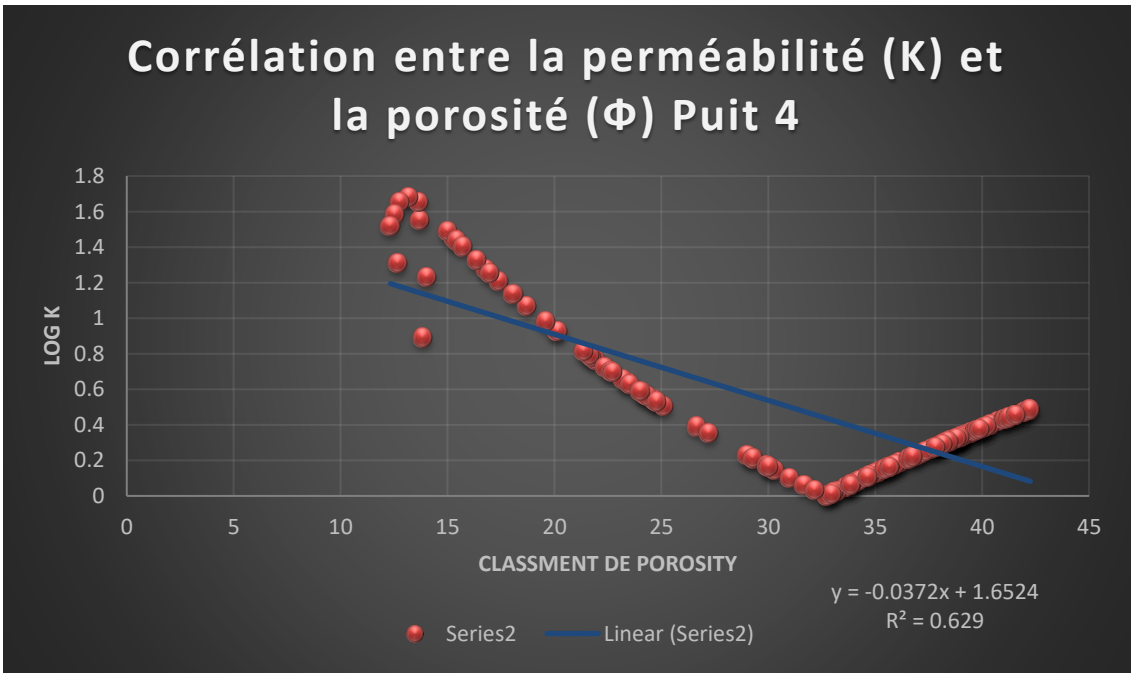

Figure 0-11: Corrélation entre la perméabilité et la porosité 4

- Au niveau de puits 3, la courbe présentant la variation de perméabilité en fonction de la Porosité montre une relation logarithmique, le coefficient de corrélation est mauvais

- R*2= 0.1464. Ceci peut être expliqué par un enrichissement du milieu en argile.

- Pour le puits 4, la courbe présentant la variation de la perméabilité en fonction de la porosité montre une relation logarithmique avec un bon coefficient de corrélation qui égale

- À R*2= 0.629

III.14. Conclusion

En conclusion on peut déduire :

- L'épaisseur du réservoir SAG A est importante au sud de la structure, elle est maximale au niveau du puits 2 (61m)

- La porosité varie entre 15% (puits 3) et 24% (puits 4), elle diminue au nord-ouest et augmente au sud-est.

- La perméabilité est faible, elle est minimale aux niveaux du puits 2 (0.157 md).

- La saturation en eau diminue vers le centre et vers nord-est.

- Les histogrammes établis nous confirment la présence d'une porosité et d'une perméabilité secondaire, celles-ci résultent de la fracturation.

- En remarque une bonne corrélation entre la perméabilité et la porosité (R=0.629) au niveau du puits 4.

Conclusion Générale

Conclusion générale

L'étude du réservoir SAG « A1 dans la zone de Bir Berkine située dans le bassin de Berkine, nous a permis de faire les conclusions suivantes :

- Le milieu de dépôt du silurien Argileux gréseux est un milieu fluviatile.
- Les méthodes gaz ratios et gaz dryness C1% utilisées pendant le forage ont donné les résultats suivants :

Réservoir	Puits	Intervalle (m)	Résultats
SAG « A1»	1	4243-4270	Zone productive de gaz très humide, condensat ou huile avec un GOR élevé
SAG « A1»	2	4257-4283	le fluide in situ dans l'unité A1 du SAG pourrait être de gaz humide, ou condensat
SAG « A1»	3	3731-3743	Zone productive de gaz
SAG « A1»	4	3731-3743	Zone productive de gaz

- L'établissement des logs diagraphiques et des masterlog a donné les résultats suivants :

Puits	**Intervalle (m)**	**Lithologie**	**Porosité Ø (%)**	**Sw (%)**	**Gt max (%)**	**C1 (ppm)**
1	4257-4283	Grès blanc a blanc beige, très fin a fin parfois moyenne, silo-argileux avec passes d'argile grise a gris fonce	40-60	20	3,64	33310
2	4257-4283	Grès blanc a blanc beige, très fin a fin parfois moyenne, silo-argileux avec passes d'argile grise a gris fonce	15-25	15	0,95	7150
3	3728- 3735	Grès blanc a blanc beige, très fin a fin, silo-argileux avec passes d'argile grise a gris fonce	12-15	-	2,25	17206
4	3772-3735	Grès blanc a blanc beige, très fin a fin, silo-argileux avec passes d'argile grise a gris fonce	-	-	2.23	16289

- Du point de vue petrophysique on conclut que :

  - L'épaisseur du réservoir SAG A est importante au sud de la structure, elle est maximale au niveau du puits 2 (61m)

  - La porosité varie entre 15% (puits 3) et 24% (puits 4), elle diminue au nord-ouest et augmente au sud-est.

  - La perméabilité est faible, elle est minimale aux niveaux du puits 2 (0.157 md).

  - La saturation en eau diminue vers le centre et vers nord-est.

  - Les histogrammes établis nous confirment la présence d'une porosité et d'une perméabilité secondaire, celles-ci résultent de la fracturation.

  - En remarque une bonne corrélation entre la perméabilité et la porosité (R=0.629) au niveau du puits 4.

Recommandation

Recommandation

- L'utilisation de données de gaz de haute qualité et la bonne application des méthodes du rapport des gaz garantissent des résultats fiables, en fournissant les caractéristiques réelles des fluides hydrocarbures du réservoir avant toute altération par le système de boue.

- L’analyse du gaz ratio est fortement recommandée lors de la prospection pétrolière et gazière car elle fournit rapidement des informations sur les fluides du réservoir et les contacts des fluides, même pendant le forage.

- La méthode de gaz ratios utilisée pour identifier la présence d'hydrocarbures liquides dans un réservoir lorsque des indices de gaz sont identifiés mais aucune fluorescence ou coupe n'est observée.

- La méthode du dryness C1% des gaz est une approche sur le terrain, moins coûteuse, plus facile et plus rapide, pouvant être utilisée pendant ou après le forage des puits, quel que soit le type de boue utilisée.

- L'analyse du gaz ratios est un outil pratique pour l'exploration des hydrocarbures, permettant d'évaluer les caractéristiques des fluides de réservoir et l'étendue des zones de productivité.

- La méthode de gaz ratios utilisée pour marquer les intervalles de perforation et déterminer l'extension corrélatrice du réservoir potentiel, y compris les cas de sable argileux contenant des hydrocarbures, de faible résistivité et de minces zones de productivité.

BIBLIOGRAPHIE

[1]. AAPG Short Course Program - E&P Methods and Technologies

[2]. DATALOG, Hydrocarbon Evaluation and Interpretation. CRD / DOP (HassiMassaoud) Inédit.

[3].DATALOG TECHNOLOGY INC. Data Unit Manual, fundamental ALS of drilling engineering, geology etMudlogging, Wellsite operation. Ver1.0 (CRD HassiMassaoud) Inédit.

[4]. Detection, Analyse et Interpretation (memoire licence Laggoune, Hacini 2011 /2013)

[5]. Gaz evaluation, mars 2009: GEOLOG advanced industry courses 2009. 115 pages

[6]. Le gaz du mudlogging et son rôle dans la détection des réservoirs (mémoire fin d'etude AHMIME, LOUARKI 2011/2012)

[7]. Le gaz du mudlogging et son rôle dans la détection des réservoirs (mémoire fin d'etude SEDDIKI, BEN KHAYA 2012/2013)

[8]. Weatherford Surface Logging Systems, (2008): Hydrocarbon Evaluation and Interpretation Gas Ratios.47 pages.

[9]. Weatherford Surface Logging Systems, (2008): Hydrocarbon Evaluation and Interpretation Gas Types. 50 pages.

[10]. ZATOUT, février 2009 : gaz de mudlogging en cours de forage: détection, exploitation et application- activité amont division forage direction Mudlogging. 29 pages.

Annexe-1 : Tableau DATA GAZ du Puits-1

GAS DATA Puits 1 3419 m à 4503 m								
Depth: TMD [m]	**TG %**	**C1 [ppm]**	**C2 [ppm]**	**C3 [ppm]**	**iC4 [ppm]**	**nC4 [ppm]**	**iC5 [ppm]**	**nC5 [ppm]**
4241	1.99	22477.13	2028.74	422.50	57.11	63.07	8.43	1.41
4242	2.78	21873.50	1747.12	386.05	53.30	59.65	5.58	2.48
4243	1.25	5517.10	512.80	133.34	26.09	27.63	0.00	0.00
4244	1.32	13047.11	1174.12	210.56	37.03	31.34	4.36	0.00
4245	1.70	12120.58	942.84	234.19	37.20	23.82	2.79	0.00
4246	1.27	11175.73	854.07	165.64	26.15	27.24	2.96	0.00
4247	1.32	10935.60	798.39	125.90	23.65	33.68	2.81	0.00
4248	1.19	7551.27	565.53	83.67	18.15	17.84	0.00	0.00
4249	0.84	3336.63	335.12	91.56	11.89	13.50	0.00	0.00
4250	0.58	1589.09	231.77	69.50	11.59	9.13	0.00	0.00
4251	0.92	8436.74	865.12	214.89	38.15	33.66	5.49	0.00
4252	1.96	19748.55	1925.61	475.22	74.17	90.46	11.48	9.88
4253	2.27	18167.93	1692.44	273.39	54.04	20.02	6.55	5.07
4254	1.20	5705.58	615.74	163.17	33.12	40.08	6.48	4.53
4255	2.00	23702.53	2812.46	676.50	92.54	74.93	9.69	4.53
4256	3.50	33168.92	3381.48	787.64	101.77	89.99	5.58	3.74
4257	3.15	21009.58	2009.90	460.52	59.73	91.04	7.43	6.33
4258	0.92	3700.96	504.24	138.45	30.85	43.84	8.78	0.00
4259	2.59	31145.99	3265.10	768.87	101.85	129.49	6.37	3.06
4260	3.66	31998.77	3087.28	742.24	108.02	112.99	14.80	10.25
4261	3.26	30120.94	2870.72	693.42	98.42	127.17	17.17	5.52
4262	3.29	32454.16	3191.49	765.36	105.66	112.50	22.70	7.21
4263	3.64	33310.99	3460.48	811.64	106.80	90.77	24.25	7.51
4264	3.50	30754.95	3431.73	653.12	98.31	144.96	13.45	4.02
4265	3.52	30188.24	3208.15	751.33	94.91	115.20	17.43	7.02
4266	2.52	16596.25	1754.46	426.34	60.32	69.56	10.97	5.52
4267	1.10	6848.30	987.43	244.35	36.00	52.92	7.10	3.68
4268	0.76	3645.44	619.27	162.44	23.34	40.52	5.11	0.00
4269	0.70	2903.43	485.68	133.03	19.89	33.05	3.34	0.00
4270	0.65	2362.96	412.35	122.31	21.93	32.44	3.43	0.00

4271	0.63	2137.11	386.14	106.55	26.28	37.66	5.57	0.00
4272	0.66	2613.95	470.74	128.77	24.30	36.10	1.70	0.00
4273	0.78	4417.39	676.49	192.97	40.65	47.74	9.40	0.88
4274	0.93	6895.07	891.83	199.45	36.68	48.04	4.21	2.25
4275	1.10	8959.81	1223.10	325.75	46.42	43.96	4.60	2.40
4276	1.30	9728.34	1301.64	366.10	55.24	63.83	4.60	2.05
4277	1.26	8940.75	1303.59	306.44	56.02	86.87	9.27	7.47
4278	1.17	7591.88	1114.87	309.02	44.38	34.37	2.48	5.22
4279	1.16	8401.29	1220.66	350.41	57.28	89.63	15.71	10.40
4280	1.14	7198.73	1023.37	285.01	47.02	56.38	7.85	4.69
4281	1.00	7130.41	1069.19	133.01	45.39	47.04	7.96	3.57
4282	1.04	6651.53	1022.92	291.82	44.84	53.40	8.85	3.25

Annexe-1 : Tableau DATA GAZ du Puits-2

Hole Depth: m	Total Gas Sensor: %	Total Chromat Gas: %	C1: ppm	C2: ppm	C3: ppm	NC4: ppm	iC4: ppm	iC5: ppm	NC5: ppm
4400	0.05	0.03	210	32	20	2	9	2	3
4401	0.06	0.04	282	38	25	2	9	2	3
4402	0.06	0.05	402	53	37	3	15	3	5
4403	0.12	0.10	846	96	73	5	16	4	5
4404	0.10	0.09	703	82	58	4	16	4	6
4405	0.10	0.08	641	69	50	4	16	3	5
4406	0.11	0.07	572	59	43	3	16	3	6
4407	0.11	0.07	576	53	40	3	16	4	6
4408	0.27	0.15	1278	101	78	3	12	3	5
4409	0.33	0.22	1961	141	112	4	12	3	4
4410	0.31	0.20	1758	127	99	4	10	2	4
4411	0.33	0.22	1963	143	115	4	14	3	4
4412	0.35	0.23	1991	152	118	4	15	4	5
4413	0.38	0.24	2045	159	125	5	15	4	5
4414	0.40	0.24	2082	163	135	6	16	4	6
4415	0.49	0.30	2610	212	172	7	13	3	5
4416	0.33	0.23	1978	155	123	5	15	3	5
4417	0.31	0.22	1933	152	120	5	15	3	5
4418	0.30	0.18	1548	141	111	5	15	4	6
4419	0.32	0.20	1709	153	122	6	15	4	6
4420	0.16	0.08	626	72	52	3	9	2	3
4421	0.18	0.12	977	99	77	4	15	3	5
4422	0.22	0.15	1297	106	83	4	15	4	5

4423	0.35	0.31	2724	186	151	7	16	4	6
4424	0.13	0.08	674	73	54	4	15	3	6
4425	0.12	0.06	474	65	47	3	15	3	6
4426	0.17	0.09	699	85	65	4	15	3	6
4427	0.68	0.51	4534	283	237	7	18	4	6
4428	0.67	0.60	5435	309	259	8	19	5	6
4429	0.33	0.27	2345	165	132	5	15	4	5
4430	0.1	0.04	334	45	32	2	12	2	4
4431	0.16	0.10	880	67	52	3	9	2	3
4432	0.25	0.23	2044	125	100	3	9	2	3
4433	0.32	0.29	2598	159	128	4	9	2	3
4434	0.18	0.15	1506	116	91	4	17	3	6
4435	0.2	0.16	1587	110	86	3	15	3	5
4436	0.22	0.19	1925	116	91	3	15	3	5
4437	0.11	0.08	773	71	53	3	14	3	5
4438	0.08	0.06	631	61	45	3	12	3	4
4439	0.07	0.05	504	49	35	2	10	2	3
4440	0.06	0.05	464	49	29	2	9	2	2

Annexe-1 : Tableau DATA GAZ du Puits-3

Hole Depth: m	Total Gas Sensor: %	Total Chromat Gas: %	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	NC4 (ppm)	iC5 (ppm)	NC5 (ppm)
3720	0.11	0.015	832	96	0	12	2	2	0
3721	0.03	0.015	139	32	0	11	2	2	0
3722	0.03	0.021	192	28	0	11	3	1	0
3723	0.04	0.029	280	26	0	10	3	2	0
3724	0.05	0.030	283	27	0	10	3	1	0
3725	0.06	0.032	304	10	0	10	3	3	0
3726	0.07	0.026	246	29	0	10	4	1	0
3727	0.42	0.220	2184	30	0	1	9	2	0
3728	0.51	0.329	3258	302	13	1	13	1	0
3729	1.59	1.202	11829	859	138	11	41	0	0
3730	1.27	1.202	11829	742	138	11	41	0	0
3731	0.55	0.148	1465	101	6	1	9	2	0
3732	2.25	1.753	17206	1122	240	21	63	0	0
3733	0.71	0.507	4989	521	51	4	20	1	0
3734	1.46	1.094	10741	788	141	12	42	0	0
3735	1.47	1.129	11085	791	147	12	43	0	0
3736	1.62	1.245	12216	887	172	15	49	0	0
3737	1.75	1.322	12981	966	178	15	50	0	0
3738	0.47	0.285	2816	100	17	2	13	2	0
3739	0.11	0.076	751	44	0	0	8	1	0

3740	0.08	0.058	572	11	0	1	9	1	0
3741	0.08	0.065	631	63	5	1	11	1	0
3742	0.06	0.071	484	36	9	2	13	3	0
3743	0.04	0.023	223	62	0	0	6	2	0
3744	0.03	0.028	169	63	0	0	5	2	0
3745	0.05	0.029	282	71	0	0	6	1	0
3746	0.47	0.436	4268	99	65	5	23	1	0
3747	0.22	0.324	1177	68	41	3	18	1	0
3748	0.06	0.060	588	70	0	0	6	1	0
3749	0.05	0.035	339	31	0	10	4	2	0
3750	0.06	0.016	346	26	0	11	4	2	0

Annexe-1 : Tableau DATA GAZ du Puits-4

Tot Depth	T GAS main	C1 main	C2 main	C3 main	iC4 main	nC4 main	iC5 main	nC5 main
3630	0.3	678	133	47	13	17	16	0
3631	0.27	417	96	31	11	15	12	11
3632	0.26	406	83	29	11	13	11	0
3633	0.25	294	71	27	0	13	16	0
3634	0.26	296	71	29	0	16	13	0
3635	0.25	318	75	30	0	16	14	0
3636	0.28	317	74	29	10	13	12	0
3637	0.24	246	63	23	0	16	14	0
3638	0.24	219	55	23	0	11	12	0
3639	0.25	212	50	18	0	0	11	0
3640	0.23	158	38	15	0	0	16	0
3641	0.24	161	38	15	0	12	17	0
3642	0.24	170	37	16	0	0	0	0
3643	0.24	118	27	11	0	0	0	0
3644	0.23	213	36	15	13	13	14	0
3645	0.23	407	52	20	12	0	11	0
3646	0.23	401	50	21	0	0	12	0
3647	0.24	111	23	0	0	0	0	0
3648	0.23	402	78	27	0	11	0	0
3649	0.35	889	219	76	0	22	12	0
3650	0.33	1050	182	57	10	20	13	0
3651	0.35	1050	182	59	11	24	13	0
3652	0.29	823	156	48	0	14	0	0
3653	0.33	984	187	54	0	18	0	0
3654	0.4	1384	255	78	0	22	0	0
3655	0.4	1423	261	79	0	22	0	0

Résumé :

Le géologue joue un rôle essentiel lors des opérations de forage, car il est chargé de fournir des rapports sur l'avancement et la reconnaissance du réservoir, qui est l'objectif final de cette opération. Le géologue surveille de nombreux paramètres, qu'ils soient mesurés ou calculés. Parmi les paramètres les plus importants figurent les rapports de gaz, qui comprennent le rapport de gaz humide (wetness, Wh), le rapport d'équilibre de gaz (balance ratio, Bh) et le rapport caractéristique (character ratio, Ch). Le wetness (Wh) est un rapport proportionnel à la densité du fluide analysé, le Bh permet une comparaison directe entre les hydrocarbures lourds et légers, tandis que le character ratio permet de déterminer l'état physique des hydrocarbures en place, c'est-à-dire s'il s'agit d'un réservoir de gaz ou de liquide. Ces trois paramètres permettent de déterminer le type d'hydrocarbures, les zones productrices et les contacts entre les différents types de fluides. L'objectif de ce travail est de calculer ces paramètres dans différents types de réservoirs.

Les mots clés : wetness, balance, character.

Abstract:

The geologist plays a crucial role in drilling operations as they are responsible for providing reports on the progress and reservoir characterization, which is the ultimate goal of this operation. The geologist monitors numerous parameters, whether measured or calculated. Among the most important parameters are gas ratios, which include wetness (Wh), balance ratio (Bh), and character ratio (Ch). Wetness (Wh) is a ratio proportional to the density of the analyzed fluid, Bh allows for a direct comparison between heavy and light hydrocarbons, while the character ratio helps determine the physical state of the in-place hydrocarbons, whether it is a gas or liquid reservoir. These three parameters help determine the type of hydrocarbons, productive zones, and contacts between different fluid types. The objective of this work is to calculate these parameters in various types of reservoirs.

Key words: wetness, balance ,character.

الملخصة:

لجيولوجي يلعب دورًا حاسمًا في عمليات الحفر، حيث يتولى تقديم تقارير حول تقدم العمل واستكشاف الخزان، والذي يعتبر الهدف النهائي لهذه العملية. يراقب الجيولوجي العديد من المعايير، سواء كانت مقاسة أو محسوبة. ومن بين أهم هذه المعايير تقارير الغاز، التي تتضمن نسبة الغاز الرطب (Wh)، ونسبة التوازن الغازي (Bh)، ونسبة الخصائص (Ch). الرطوبة (Wh) هي نسبة تتناسب مع كثافة السائل المحلل، والـ Bh يتيح مقارنة مباشرة بين الهيدروكربونات الثقيلة والخفيفة، في حين يسمح معدل الخصائص بتحديد الحالة الفيزيائية للهيدروكربونات الموجودة، أي ما إذا كانت تكون خزان غازي أم سائل. تساعد هذه الثلاثة المعايير في تحديد نوع الهيدروكربونات ومناطق الإنتاج ونقاط الاتصال بين أنواع السوائل المختلفة. الهدف من هذا العمل هو حساب هذه المعايير في أنواع مختلفة من الخزانات

كلمات مفتاحية: الرطوبة، التوازن، الخصائص