



RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEURE ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ KASDI MERBAH OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, ÉNERGIES RENOUVELABLE
ET SCIENCE DE LA TERRE
DÉPARTEMENT DE SCIENCE DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
THÈSE

Présenté pour l'obtention du diplôme de Master

Spécialité : Géologie.

Option : Géologie des Hydrocarbures.

THÈME

**Etude géologique et pétrophysique de champ d' Ourhoud Bassin de Berkine
Sud-Est d'Algérie**

Présenté par :

**FEDJKAL ABDELHAMID
MERZOUGUI LAZHAR
BENHAMZA KHALED**

Devant le jury d'examen :

Président : M. Ameer Zaimeche Ouafi MCB Université Kasdi Merbah Ouargla

Examineur : M. Guerradi Houcine MCB Université Kasdi Merbah Ouargla

Promoteur : M. LAMINI Abdellah MCB Ecole Normale Supérieur Ouargla

Anée Universitaire : 2020 / 2021



Dédicaces

APRÈS LA PRIÈRE ET LA PAIX SOIENT SUR NOTRE
MAÎTRE, LE PROPHÈTE MAHOMET, LA MEILLEURE PRIÈRE
ET PAIX.

JE DÉDIE CET HUMBLE TRAVAIL À MA CHÈRE MAMAN ET
À TOUTE MA FAMILLE QUI N'A CESSÉ DE M'ENCOURAGER
ET DE ME SOUTENIR TOUT AU LONG DE LA PÉRIODE
D'ACCOMPLISSEMENT ET TOUT DANS LES MOMENTS
DIFFICILES. JE LE DÉDIE ÉGALEMENT À TOUS CEUX QUI
ONT SU NOUS ENTOURER DE TOUTE SON AFFECTION ET SON
AMOUR.

FEDJAL ABDELHAMID

Dédicaces

JE DÉDIE CE TRAVAIL

À MA MÈRE. C'ÉTAIT UNE FEMME INCOMPARABLE. ELLE M'A ÉLEVÉ, M'A HABILLÉ, S'EST BATTUE POUR MOI, M'A TENU DANS SES BRAS, M'A CRIÉ DESSUS, M'A EMBRASSÉ, MAIS SURTOUT ELLE M'A AIMÉ INCONDITIONNELLEMENT. JE N'AI PAS ASSEZ DE MOTS POUR DÉCRIRE À QUEL POINT MA MÈRE EST IMPORTANTE POUR MOI ET QUELLE PUISSANTE INFLUENCE ELLE A EUE SUR MOI. JE T'AIME MAMAN.

À MON PÈRE LA SOURCE DE TENDRESSE, DE VOLONTÉ ET DE PATIENCE, MES YEUX À TRAVERS LESQUELS J'AI VU ET VU LE MONDE. JE VOUS DÉDIE CE TRAVAIL, DANS L'ESPOIR QUE VOUS Y TROUVÉREZ MA GRATITUDE ÉTERNELLE ET MA PLUS PROFONDE GRATITUDE, MON GRAND RESPECT ET MON AMOUR. À MES SŒURS ET FRÈRES, ET À TOUS MES CAMARADES DE CLASSE.

MERZOUGUI LAZHAR



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A Mon Père

Nulle expression ne peut traduire le noble sentiment que j'al à ton égard, Pour l'amour que tu m 'as toujours porté, Pour ta patience et ta générosité.

A Ma Chère Mère

Les mots me manquent pour exprimer toute ma reconnaissance pour tout ce que tu as fait pour mon bonheur et ma réussite. Que Dieu te protège et t'accorde-le bonheur, la santé et la longue vie. Pour ton grand amour, ta tendresse et tes longues prières qui m'ont été le meilleur gage de réussite, je t'offre ce travail.

A Mes Chères frères, Que dieu vous protège et vous offre tout le bonheur que vous méritez pour votre avenir. A toute Ma famille Benhamza Mes proches et mon entourage, qui n'ont pas arrêté de me pousser et de me soutenir.

Qu'ils trouvent ici l'expression de ma plus sincère gratitude. J'espère que j'étais à la hauteur de ce que vous attendez de moi.

Benhamza Khaled.

Remerciements

Nous remercions Allah tout-puissant de nous avoir donné force, courage et patience pour accomplir cet humble travail.

Nous remercions nos chers parents pour leur soutien et leurs encouragements à ne jamais baisser les bras et à aller de l'avant tout au long de notre cheminement de vie.

Nous remercions tous nos professeurs qui nous ont transmis leurs précieuses connaissances et sagesse, en particulier notre mentor M. LAMINI Abdellah, qui a accepté de nous prendre sous son aile et a partagé son expérience avec nous dans l'accomplissement de ce travail, notamment dans sa patience avec nous. Nous remercions également les membres du jury, et nous espérons que notre humble travail recevra votre appréciation.

Enfin, nous ne pouvons oublier de remercier nos chers frères et sœurs et amis, qui, par leur amitié, nous ont aidés à surmonter la pression.

FEDJAL ABDELHAMID

MERZOUGUI LAZHAR

BENHAMZA KHALED

Sommaire.

Sommaire

Dédicaces.....	i
Remerciements.....	ii
Liste des figures.....	iii
List des tableaux.....	iv

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

CHAPITRE I :

CONTEXTE GEOLOGIQUE REGIONALE ET LOCALE DE LA ZONE D'ETUDE

I.1. Généralité.....	2
I.1.1. La plateforme saharienne.....	2
I.1.2. Les bassins de la province orientale.....	2
I.1.3. Historique d'exploration dans le bassin de Berkine.....	3
I.2. Context géologique régionale.....	3
I.2.1. Situation géographique.....	3
I.2.2. Les différentes zones de dépression du bassin de Berkine.....	4
I.2.2.1. Dépression Sud-Est Triasique.....	4
I.2.2.2. Dépression de Dahar.....	5
I.2.2.3. Dépression de Berkine.....	5
I.2.3. Evolution régionale de Bassin de Berkine.....	6
I.2.3.1. Phase Panafricaine.....	6
I.2.3.2. La sédimentation Cambro-Ordovicien.....	7
I.2.3.3. La compression Taconique.....	7
I.2.3.4 Le Silurien.....	7
I.2.3.5. La compression Calédonienne.....	7
I.2.3.6. Phase de distension au Dévonien inférieur.....	8
I.2.3.7. Movements tectoniques au Dévonien moyenne et supérieure.....	8
I.2.3.8. Les mouvements Hercynienne.....	8
I.2.3.9. Les événements Méso-Cénozoïque.....	8
I.2.4. La Lithostratigraphie du bassin de Berkine.....	11
I.2.4.1. Le socle.....	11
I.2.4.2. Le Paléozoïque.....	11
I.2.4.3. Le Mésozoïque.....	12
I.2.4.4. Le Cénozoïque.....	14

Sommaire.

I.2.5. Le Système pétrolier	16
I.2.5.1. La Roche mère.....	16
I.2.5.2. Les Réservoirs	17
I.2.5.3. Les Roches Couvertures.....	20
I.2.5.4. Les Pièges pétrolier.....	20
I.3. Context géologique locale.....	21
I.3.1. Introduction	21
I.3.2. Situation géographique.....	21
I.3.3. Historique de production de champ d'Ourhoud	22
I.3.4. Aspect structurales	23
I.3.5. Stratigraphie du champ de Ourhoud	24
I.7.6. Architecture de dépôt.....	25

CHAPITRE II :

MATERIELS ET METHODES

II.1. Les paramètre pétrophysiques.....	27
I.1.1. La porosité (Φ)	27
II.1.2. La Saturation (S).....	27
II.1.3. La Perméabilité (K)	28
II.2. Méthode et matériel.....	28
II.2.1. L'analyse des Carottes.....	28
II.2.1.1. Préparation d'échantillons	28
II.2.1.2. Les type des fractures du Carottes	29
II.2.2. La Diagraphie	30
II.2.2.1. Définition	30
II.2.2.2. Le but de Diagraphie	30
II.2.2.3. Les moyens utilisés.....	30
II.2.2.4. Principales caractéristiques enregistrées	30
III.3. Logiciel utilise (Ie Techlog 2015).....	33

CHAPITRE III :

ETUDE GEOLOGIQUE ET SEDIMONTOLOGIQUE

III.1. Introduction	34
III.2. Position des puits de zone d'étude.....	34
III.3. Puits QB-19	35
III.3.1. Interpretation.....	36
III.4. Puits QB-24	37
III.4.1. Interpretation.....	38

Sommaire.

III.5. Puits QB-31	38
III.5.1. Interprétation.....	39
III.6. Puits QB-42	39
III.6.1. Interprétation.....	40
III.6. Conclusion.....	41

CHAPITRE IV :

ETUDE PETROPHYSIQUES

IV.1. Introduction	42
IV.2. Résultat et discussion des paramètres pétrophysique.....	43
IV.2.1. Puits QB-19	43
IV.2.1.1. La courbe de porosité %	43
IV.2.1.2. La courbe Volume d'argile	44
IV.2.1.3. La courbe de perméabilité (K)	44
IV.2.1.4. Interprétation des courbes.....	44
IV.2.2. Puits QB-24	45
IV.2.2.1. La courbe de porosité %	45
IV.2.2.2. La courbe de volume d'argile.....	45
IV.2.2.3. La courbe de Perméabilité (K).....	46
IV.2.2.4. Interprétation des courbes.....	46
IV.2.3. Puits QB-31	46
IV.2.3.1. La courbe de porosité	47
IV.2.3.2. La courbe Volume d'argile	47
IV.2.3.3. La courbe de perméabilité (K)	48
IV.2.3.4. Interprétation des courbes.....	48
IV.2.4. Puits QB-42	48
IV.2.4.1. La courbe de porosité	49
IV.2.4.2. La courbe de volume d'argile.....	49
IV.2.4.3. La courbe de perméabilité (K)	50
IV.2.4.4. Interprétation des courbe	50
IV.3. L'analyse diagraphique des loges.....	50
IV.3.1. Puits QB-19	50
IV.3.1.1. L'intervalle (3009m à 3040m) :.....	50
IV.3.1.2. L'intervalle 3048.5m à3094m :	51
IV.3.2. Puits QB-24	52
IV.3.2.1. L'intervalle 3258m à 3289m	52
IV.3.2.1. L'intervalle 3292m à 3332.5m :	53

Sommaire.

IV.3.3. Puits QB-31	54
IV.3.4. Puits QB-42	55
IV.3.4.1. L'intervalle 3208m à 3240m :	55
IV.3.4.2. L'intervalle 3257m à 3285m	56
IV.4. Conclusion.....	58

CONCLUSION GENERAL

Conclusion générale.....	59
--------------------------	----

RESUME

Résumé	60
Abstract.....	60
ملخص.....	61

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

ANNEXES

Liste des figures

Figure 1 : Situation géographique du bassin de Berkine 4

Figure 2 : Les trios zones correspondant le bassin de Berkine. 4

Figure 3 : Dépression du bassin de Berkine centre 6

Figure 4 : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine 15

Figure 5 : Carte représente le Silurien du bassin de Berkine 16

Figure 6 : Carte représenté le Dévonien supérieur (Frasnienne) du bassin de Berkine. 17

Figure 7 : Les pièges et migration dans le bassin de Berkine 21

Figure 8 : Situation géographique du champ de Ourhoud 22

Figure 9 : Carte structurale de champ d'Ourhoud (Bassin de Berkine) 23

Figure 10 : Colonne stratigraphique d'Ourhoud avec découpage des séquences de TAGI 25

Figure 11 : Découpage des plugs 29

Figure 12 : Exemple de Gamma Rey 32

Figure 13 : l'emplacements des puits de zone d'étude 35

Figure 14 : Fracture verticale irrégulière temporairement cimenté par l'anhydrite 36

Figure 15 : Traces des hydrocarbures 36

Figure 16 : Photo des carottes de puits QB-24 représente la pyrite et les traces des racines 37

Figure 17 : Photo des carottes du puits QB-31 représente des traces des racines et les grains de mil avec des des ondulations 39

Figure 18 : Photo représente la coloration aux hydrocarbures 40

Figure 19 : Courbe de porosité de puits QB-19 43

Figure 20 : Courbe de volume d'argile de puits QB-19..... 44

Figure 21 : Courbe de perméabilité de puits QB-19 44

Figure 22 : Courbe de porosité de puits QB-24 45

Figure 23 : Courbe de volume d'argile de puits QB-24..... 45

Figure 25 : Courbe de porosité de puits QB-31 47

Figure 26 : Courbe de volume d'argile de puits QB-31 47

Figure 27 : Courbe de perméabilité de puits QB-31 48

Figure 28 : Courbe de porosité de puits QB-42 49

Figure 29 : Courbe de volume d'argile de puits QB-42..... 49

Figure 30 : Courbe de perméabilité de puits QB-42 50

Figure 31 : logs diagraphiques de puits QB-19 (3009m à 3040m) 51

Figure 32 : logs diagraphiques de puits QB-19 (3048.5m à 3094m) 52

Figure 33 : logs diagraphiques de puits QB-24 (3258m à 3289m) 53

Figure 34 : logs diagraphiques de puits QB-24 (3292m à 3332.5m) 54

Figure 35 : logs diagraphiques de puits QB-31 (3242m à 3313m) 55

Figure 36 : logs diagraphiques de puits QB-42 (3208m à 3240m) 56

Figure 37 : logs diagraphiques de puits QB-42 (3257m à 30285m) 57

List des tableaux

Tableau 1 : les phases des évolutions du bassin de berkine	10
Tableau 2 : Les classes de porosité.....	27
Tableau 3 : Les solutions du lavage	29
Tableau 4 : Les intervalles du l'étude sédimentologique.	34
Tableau 5 : Les unités de TAGI.	42
Tableau 6 : Les paramètres pétrophysiques de puits QB-19.....	43
Tableau 7 : Les paramètres pétrophysiques de puits QB-24.....	45
Tableau 8 : Les paramètres pétrophysiques de puits QB-31.....	46
Tableau 9 : Les paramètres pétrophysiques de puits QB-42.....	48

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Les hydrocarbures en Algérie occupent une place fondamentale dans la structure économique du pays, représentant jusqu'à 96% des exportations de l'industrie énergétique, où les gisements d'hydrocarbures se trouvent généralement dans la zone de la plate-forme saharien. Et la province orientale est considérée comme l'une des provinces les plus dominantes et est riche d'hydrocarbures.

La province orientale se compose d'un groupe de bassins d'Oued Mya, Amguid el Bioud Hassi Messaoud, Illizi et Berkine. Berkine est considéré comme l'un des bassins d'hydrocarbures les plus prometteurs dans l'Algérie, où Les travaux dans ce bassin ont commencé dé les années 1950 par les autorités d'occupation Français, et Sonatrach compte également un grand nombre de partenaires étrangers travaillant dans ce bassin.

Le but de ce travail est de mener une étude sédimentaire et de connaître et déterminer les meilleurs niveaux de production sur la base de la description de certaines carottes et à travers l'analyse de certains paramètres pétrophysiques et des enregistrements de puits pour certains puits spécifiques représentés dans QB-19, QB -24, QB-31, QB42 dans le champ Ourhoud.

CHAPITRE I :
CONTEXTE GEOLOGIQUE
REGIONALE ET LOCALE DE LA
ZONE D'ETUDE

I.1. Généralité

I.1.1. La plateforme saharienne

La plateforme saharienne comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, s'étend sur une superficie de deux millions de km², elle couvre 84 % de la surface de l'Algérie. Elle comprend trois provinces qui recèlent plusieurs bassins[1] :

- La province orientale.
- La province centrale (triasique).
- La province occidentale.

I.1.2. Les bassins de la province orientale

L'ensemble des bassins d'Ilizi, Oued Mya, Berkine et Amguid-Hassi Messaoud constitue un vaste domaine de près de 493 632 km². Les ressources piégées dans les différents bassins sédimentaires, tout au long de leur histoire géologique, sont loin d'avoir été toutes explorées et découvertes.

Les bassins de Hassi Messaoud, Ilizi et Oued Mya sont essentiellement paléozoïques. Quant au bassin de Berkine, son histoire géologique est plus complexe puisqu'il a été moins soumis à l'érosion hercynienne que les secteurs qui l'entourent et plus subsidie au Mésozoïque. La quasi-totalité des réserves découvertes à ce jour se situe dans la partie est du Sahara, où les plus grands gisements en huile et gaz sont situés à Hassi Messaoud et Hassi R'mel.

Le bassin de l'Oued Mya est limité à l'ouest par la dorsale d'Idjerane-M'zab et à l'est par la dorsale Amguid-El Biod, qui limite aussi au sud le dôme de Hassi Messaoud. Les bassins de l'Oued Mya et le môle d'Amguid-Hassi Messaoud, qui sont comblés par une puissante série sédimentaire paléozoïque et Méso-Cénozoïque, recèlent d'importants gisements d'hydrocarbures mis en évidence dans le Cambrien, l'Ordovicien et le Trias.

Les bassins d'Ilizi et de Berkine sont bordés à l'ouest par la dorsale d'Amguid et à l'est par le môle de Tihemboka. Ils s'appuient au sud sur le bouclier Touareg. Plusieurs découvertes ont été mises en évidence dans ces deux bassins (Sonatrach et en partenariat). La majorité des anticlinaux explorés est concentrée dans les parties centrale et méridionale de la dorsale Amguid. Au niveau de certains hauts structuraux, les réservoirs érodés du Paléozoïque sont en contact direct avec les réservoirs triasiques, créant de ce fait un chemin de migration et d'alimentation en hydrocarbures. Pour la dorsale Amguid- Hassi Messaoud, les principales découvertes à mettre en exergue sont

celles réalisées récemment sur le pourtour de Hassi Messaoud dans les réservoirs cambrien et ordovicien [2].

I.1.3. Historique d'exploration dans le bassin de Berkine

Les activités d'exploration dans ce bassin ont été entamées vers la fin des années 1950, en commençant par la découverte du gaz et du condensat en 1958 dans les quartzites de Hamra (Ordovicien) et les réservoirs triasiques. Ensuite, ce fut la découverte d'huile en 1967 dans le bassin de Berkine et exactement dans la région d'El Borma, suivie par celle de Wadi El Teh en 1976, et de Rhourd El Roumi en 1987.

Au début des années 1990, Sonatrach accéléré les recherches dans le bassin de Berkine, c'est ainsi que plus de 350 puits ont été forés ayant pour résultat la découverte d'un nombre important de gisements d'huile et de gaz.

La progression de la technologie et l'acquisition de nouveaux outils, ont aidé à détecter et évaluer de nouveaux pièges subtils d'hydrocarbures dans les formations Siluriennes, communément appelée dans le jargon pétrolier du Silurien argilo gréseux (SAG) [3].

I.2. Context géologique régionale

Le Bassin de Berkine est un bassin intracratonique, caractérisé par une couverture dunaire de l'Erg orientale. Il s'agit d'une vaste dépression Paléozoïque, qui à conserver un remplissage sédimentaire de 6000m ou plus allant de Paléozoïque à l'Actuel, il est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures en Algérie après Hassi Messaoud.

I.2.1. Situation géographique

Le bassin de berkine est situé dans le N-E du platform Saharien a une superficie de 102395 km² entre les altitudes 29° et 34° Nord et entre longitude 5° et 10° Est. Ce bassin est limité par :

- Nord : Le bourrelet d'Ain-Roumana et la voute de Dhar.
- Sud : Le bassin d'Illizi.
- Est : Le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Lybie avec une série des failles d'une direction (Nord-Ouest et Sud -Est).
- Ouest : Mole d'Amguid El Biod Hassi Messaoud.

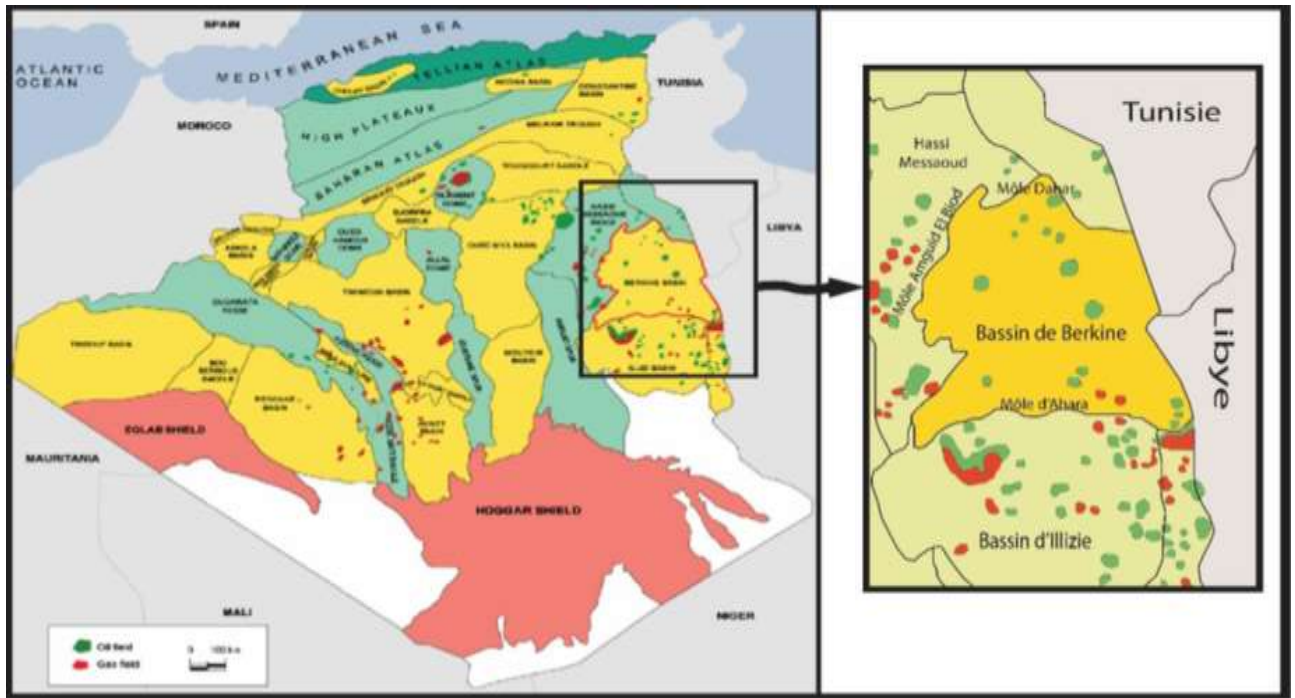


Figure 1: Situation géographique du bassin de Berkine [4].

I.2.2. Les différentes zones de dépression du bassin de Berkine

Le bassin de Berkine est subdivisé en trois zones pétrolières :

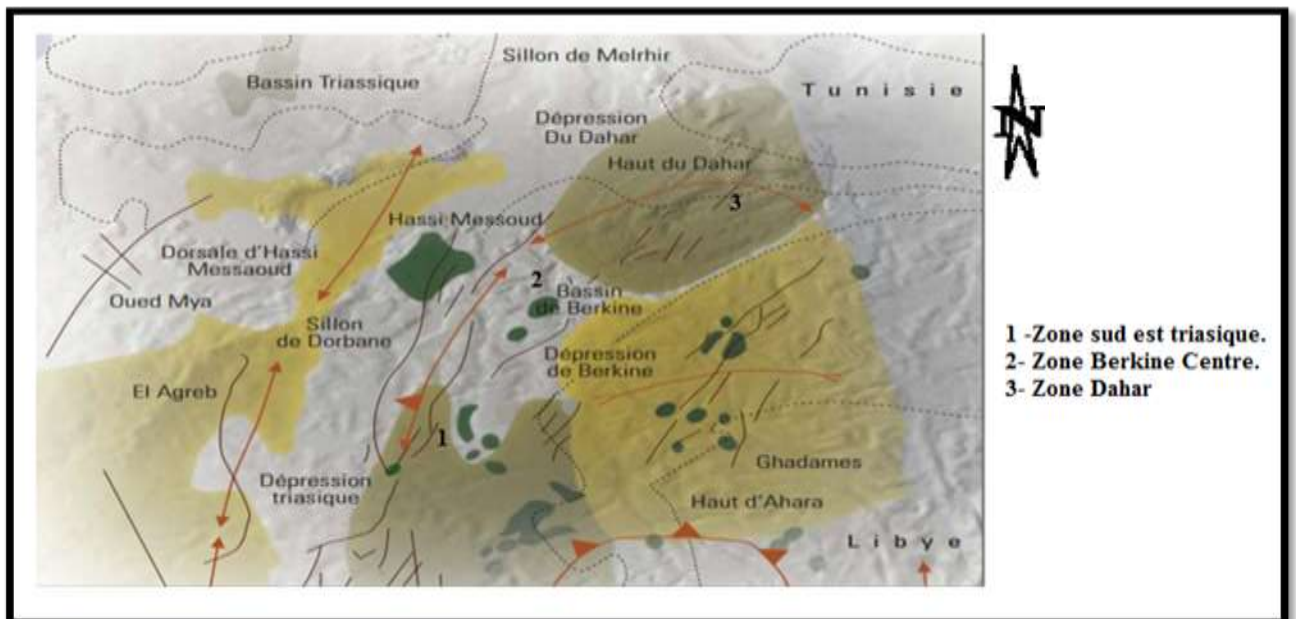


Figure 2: Les trios zones correspondant le bassin de Berkine [2].

I.2.2.1. Dépression Sud-Est Triasique

La dépression sud-est Triasique se superpose pratiquement à l'actuel sillon salifère de Dorbane et à ses extensions vers le Sud-ouest, cette région constitue la zone tampon entre la mole Amguid-

Hassi Messaoud à l'Ouest et le bassin de Berkine à l'Est. Elle est caractérisée par les développements des réservoirs du Paléozoïque et du TAGI (Trias Argileux Gréseux Inférieur) et TAGS (Trias Argileux Gréseux Supérieur) aux quelles sont associées les principaux gisements et découvertes connus : Rhourde En Nouss, Gassi Touil, Gassi El Adem, Hassi Chergui, Brides, Rhourde Adra, Rhourde Chouf. Ces découvertes d'huile, et de gaz à condensat sont associées principalement aux réservoirs Triasiques et quartzites de Hamra, et à des structures de grande amplitude délimitées généralement par des systèmes de failles inverses à grands rejets[2].

I.2.2.2. Dépression de Dahar

Il s'agit d'un vaste monoclinale Mésozoïque à pendage Nord-est se superposant au haut structural de Dahar, lequel constitue le prolongement vers l'Ouest de l'arche de la Djeffara Tunisienne. Il est limité au Nord par le sillon de Melrhir et constitue les bordures Nord du bassin de Berkine.

C'est un axe faiblement exploré en raison des développements limités des réservoirs Triasiques, Ordoviciens, et surtout en raison des risques liés à la maturation et aux limites d'extension de la roche mère Silurienne. Cette zone est caractérisée par une érosion Hercynienne et tectonique importante, ainsi que par des développements d'axes structuraux NE-SO. La série triasique se superpose aux séries anciennes du Silurien au Cambro-Ordovicien [2].

I.2.2.3. Dépression de Berkine

La région de Berkine est topographiquement caractérisée par une épaisse couverture dunaire de l'Erg oriental. Il s'agit d'une vaste dépression Paléozoïque ou le socle se situerait à plus de 6000m de profondeur, sa partie centrale reste peu affectée par l'érosion Hercynienne ou la série terminale du Carbonifère est préservée, sur les remontés structuraux vers les bords du bassin, les séries Paléozoïque sont successivement affectées par l'érosion Hercyniennes. Les pourtours du bassin sont caractérisés par les développements du Siluro-Devonien sous le Mésozoïque. Le bassin est limité à l'Ouest par les axes structuraux de Rhourde Nouss et au Sud par la vieille mole d'Ahara-El Ouar, d'orientation Est-Ouest qui le sépare du bassin d'Illizi.

En raison de l'importante subsidence qui l'affecté au cours de son évolution, le bassin de Berkine montre la série sédimentaire la plus complète (plus de 6000m), avec trois cycles sédimentaires (Paléozoïque, Mésozoïque et Cénozoïque) [2].

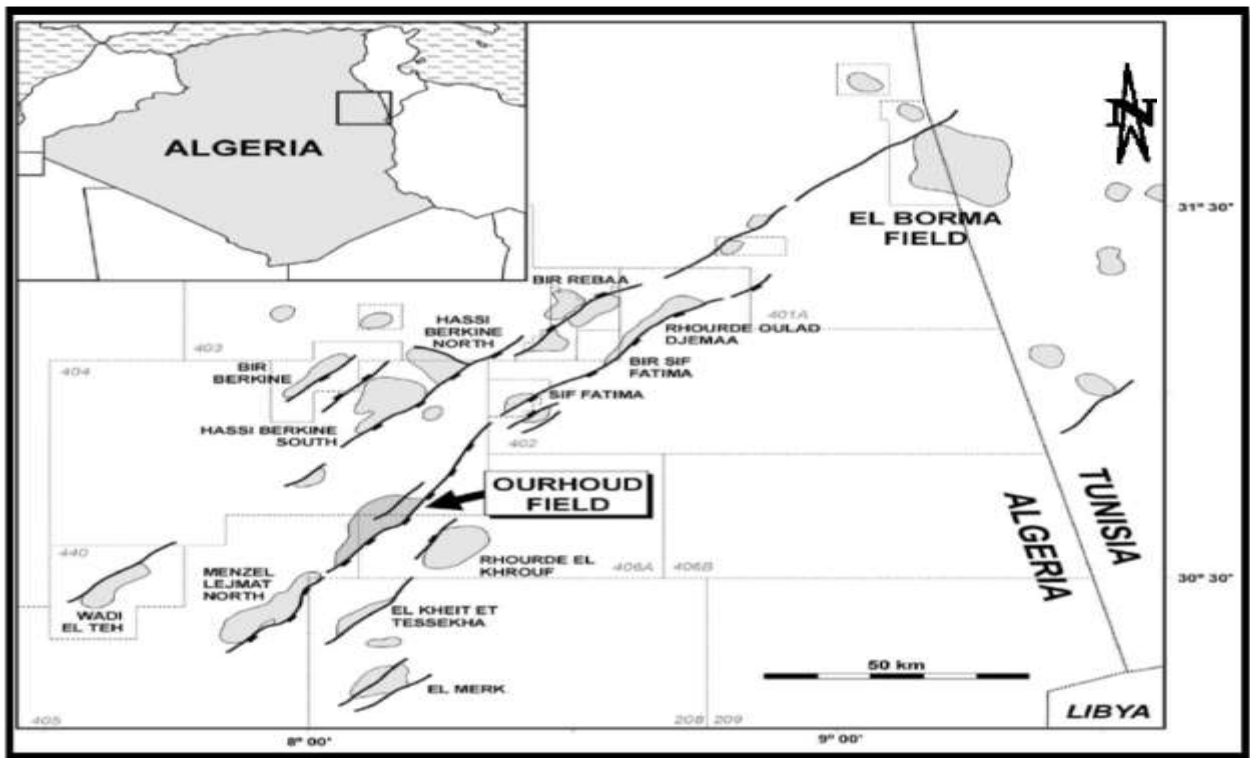


Figure 3: Dépression du bassin de Berkine centre [5].

I.2.3. Evolution régionale de Bassin de Berkine

Les premières dépressions tectoniques du Paléozoïque et du Mésozoïque sont situées dans la plateforme saharienne, au sud de la ceinture orogénique de l'Atlas saharien. Ces dépressions ont évolué au cours du Paléozoïque. Les bassins du Paléozoïque subsaharien présentent une stratigraphie et un modèle structural typique des bassins intracratonique, caractérisés par une série sédimentaire relativement mince et latéralement vaste qui contiennent des grandes discordances régionales et sont disposés dans des larges synclinaux et anticlinaux, affectées par des failles régionales.

Les sommets régionaux et les failles sont généralement des caractéristiques à long terme qui séparent les bassins, et certains sont organisés en bandes des failles décrochantes. Les failles sont souvent réactivées dans le temps en réponse à des événements tectoniques développés soit à proximité de la zone ou le plus souvent à des événements de la plaque où les frontières sont relativement éloignées[6].

I.2.3.1. Phase Panafricaine

L'histoire de Cette phase très ancienne est interprétée par J.M.L. Bertrand et R. Caby (1978). Cette phase est un résultat d'une collision continentale entre deux blocs, Le craton Ouest-africain rigide (stable depuis 1800 MA) et un bloc Est-africain plus plastique. Le trait structural majeur est la présence de grandes failles submériennes qui le découpent en blocs longitudinaux .

La zone orientale constitué de gneiss et de granites anti-panafricain, sur lesquels reposent la chaîne étroite plissée de Tiririne, composée de formations plus jeunes d'âge protérozoïque terminal (800-650 Ma) [7].

I.2.3.2. La sédimentation Cambro-Ordovicien

La sédimentation d'âge Paléozoïque (Cambro-Ordovicien) est une période d'érosion importante qui nivelle les structures et reliefs antérieurs Il se forme une vaste pédiplaine appelée Infra-tassilienne par S. BEUF et al. (1971). Sa planéité et un léger plongement vers le Nord sont bien exprimés par une parfaite régularité des directions de transport mesurés dans les formations sus-jacentes. Cette phase est caractérisée par des variations d'épaisseur et de faciès de part et d'autre d'accidents Nord-Sud, en plus ils sont visible au niveau des séries Cambro-Ordoviciennes indiquant l'instabilité tectonique accompagnant leurs dépôts [7].

I.2.3.3. La compression Taconique

La compression Taconique est une phase de changement radical de l'état de contrainte qui prévalait dans la période distensive du Cambro-ordovicien. Des mouvements compressifs se font sentir le long des accidents subméridiens en formant des plis à axes Nord-sud accompagnés de soulèvements régionaux en particulier les boucliers Reguibat (Eglab) et Touareg (Hoggar). Ces soulèvements entraînent une érosion atteignant parfois le socle. En même temps, elle était un important changement climatique provoque la mise en place d'une importante calotte glaciaire centrée sur le Sahara central ce qui entraîne le dépôt de la formation de Tamaiert [7].

I.2.3.4 Le Silurien

Le Silurien est caractérisé par une transgression marine générale de la plate-forme saharienne entraînant la sédimentation des argiles noires à Graptolites, qui génèrent au plus tard l'une des plus importantes roches-mères de la région.

L'équilibre est à nouveau rompu, par un apport important de matériel détritique provenant du Sud-Est et se déposant localement et parfois en discordance ceci indique à nouveau les signes précurseurs d'une importante phase tectonique qui aura lieu entre la fin du Silurien et le début du Dévonien [7].

I.2.3.5. La compression Calédonienne

À la fin de Siluro-dévonien ayant été accompagnée par un soulèvement général avec exondation d'une grande partie du Hoggar et de ses parties méridionales, caractérisées déjà au Silurien supérieur par une sédimentation détritique proche des zones d'apports, (Cette phase est suivie

d'une période d'érosion qui nivelle toutes les structures et reliefs créés, atteignant même le socle./ Les directions de transport du matériel détritique enregistrées dans les premiers dépôts sont caractérisés par une bonne régularité indiquent une paléotopographie assez plane et légèrement pentée vers le Nord-ouest [7].

I.2.3.6. Phase de distension au Dévonien inférieur

Les formations du Dévonien inférieur sont caractérisées par les phénomènes tectono-sédimentaires par variations d'épaisseurs et de faciès le long des axes structuraux précédemment.

Ces phénomènes indiquent le rejet synsédimentaire d'une faille, et de structures préexistantes lors d'une phase distensive. Cette phase a lieu au cours du Gédinnien à Siegénien.

I.2.3.7. Mouvements tectoniques au Dévonien moyenne et supérieure

La Mouvements tectoniques au Dévonien moyen et supérieure phase est une période de transgression marine générale à l'Emsien, après les mouvements distensions du Dévonien inférieur (Gédinnien-Siegenien). Elle recouvre entièrement la môle subméridienne, est orienté E-O, cette transgression marine permettant même le dépôt de carbonates [7].

I.2.3.8. Les mouvements Hercynienne

Il est subdivisé en deux phases majeures :

A. Les mouvements Hercynienne précoces

Cette phase est caractérisée par des mouvements individualisation de certaines structures appuyées sur des accidents orientés NW-SE.

B. Les mouvements Hercynienne majeurs

Cette phase est caractérisée par des dépôts lagunaires (Argiles rouges et gypses) et l'arrêt de la sédimentation carbonifère. Les mouvements de cette phase ont joué un rôle important dans la structuration des bassins de la plateforme saharienne.

I.2.3.9. Les événements Méso-Cénozoïque

Après la phase tectonique hercynienne tous les reliefs ont été frotement aplanis formant une vaste pénéplaine sur laquelle se dépose la série Mésozoïque structurée lors des événements Méso-Cénozoïque suivent [4] :

A. La distension Trias-Lias orientée NW-SE

Au début puis NE-SW précédant respectivement l'ouverture de la Téthys et de l'Atlantique. Elle est responsable des variations d'épaisseurs de part et accidents subméridiens.










B. La compression autrichienne (Crétacé inférieur)

De direction E-O elle est liée à la rotation senestre de l'Afrique entraînant l'ouverture de l'Atlantique Sud.

C. La phase liée à la collision Afrique-Eurasie

Caractérisée par la formation de la chaîne alpine contrôlée par trois phases compressives pyrénéennes de direction NW-SE à N-S d'âge Villafranchienne de direction N-S.

Tableau 1 : les phases des évolutions du bassin de berkine [4].

Période max d'activité	Direction de la contrainte	Effet sur le système de failles	Effet sur la sédimentation
Post-villafranchienne (L. ALPIN)	 N-S	Basculement et inversion de bloc. Période final de compression dans le domaine atlasique.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.
MIOCENE	N-S et NW-SE	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique	Sédimentation prédominante de flysch au Nord
EOCENE (PYRENEENNE)	 N-S et NW-SE	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque européenne. Decrochement de la faille Sud Atlasique	
CRETACE INF (autrichienne)	 E-W	Réactivation des décrochements des failles N-S et NE-SW. Résultat des mouvements différentiels de la plaque européenne et la plaque africaine.	Erosion des sédiments du L. Cret. sous l'aptien ls. (l'arche d'El Biod et Illizi) effet léger sur le bassin de Ghadames)
TRIAS-LIAS Rifting (Dislocation de la pangea)	 NW-SE	Réactivation des failles NE-SW	Control de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW
CARBONIFERE SUP à PERMIEN (HERCYNIE PRINCIPALE)	 N120	Inversement ou décrochement le long des failles NE-SW (résultant de la formation de la pangea)	Erosion sur les axes NE-SW
VISEEN (HERCYNIE PRECOCE)	 N040	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NW-SE. Début de la formation de la chaîne varisque.	Erosion sur Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
FRASNIEN			
CALIDONNIENNE Siluro-Dévinienne	 E-W	Mouvement inverse le long des failles N-S	
TACONIC Caradoc-Ashgillien		Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation de structures N-S.	Soulèvement du bouclier Réguibat et Touareg. Erosion le long des zones hautes d'orientations N-S et E-W (Mole d'Ahara)
COMBRO-ORDOVICIENNE	 NW-SE	Mouvement normal le long des failles N-S	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement NW de la plate forme saharienne. Volcanisme
PANAFRICAINE	 E-W	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE et NE-SW	Compartiment du craton du sahara central

I.2.4. La Lithostratigraphie du bassin de Berkine

Le bassin de Berkine remplit par des sédiments qui formé plusieurs des séries Paléozoïque érodée parfois est des séries Mésozoïque reposent en discordance sur les séries Paléozoïques, et cette séries recouvertes par un détritique tertiaire.

I.2.4.1. Le socle

Il est constitué par des roches précambriennes reposé en discordance avec les formations paléozoïques.

I.2.4.2. Le Paléozoïque

Il dépose en discordance sur le socle Précambrien au Cambrien à débute et termine au Carbonifère.

A. Le Cambrien

La série de Cambrien caractérisé par des grés grossiers conglomératique mal classés, feldspathiques et argileux, ce sédiment à type deltaïque. Cette série est recouverte de grès moyen à grossier, à mal classés très argileux avec de nombreuses argiles, et termine par des grés quartzitiques de sable fines et grossières.

B. Le Cambro-Ordovicien

Le Cambro-Ordovicien c'est une zone de transition du Cambrien à l'Ordovicien, et constitué par une alternance de grés fins à moyens admettant des passées d'argile et silts à glauconites, avec une alternance d'argile et de silts et grés fin dans un zone d'alternance.

C. L'Ordovician

L'Ordovicien est un sérié représente une alternance des argiles d'El Gassi et d'Azzel et les micros conglomératiques, avec des grés d'El Atchane et d'Ouargla et d'Oued Saret et de Ramade, et les quartzites de Hamra.

D. Le Silurien

Le Silurien est une série argileuse noirs riche en matière organique, d'origine marin surmonté par ensemble des dépôts argilo-gréseux.

E. Le Dévonien :

Il est subdivisé par les unités suivantes :

- **Dévonien inférieur**

Essentiellement une alternance argilo-gréseuse, grés fins à moyen, Avec de l'argile tendre avec traces de pyrite.

- **Dévonien moyenne**

Dévonien moyen est une série argilo-carbonatée constituée d'argiles grises indurées, fossilifères (Lamellibranches), de calcaires argileux, de dolomies et de quelques passées gréseuses.

- **Dévonien supérieur**

Il est représenté par une série argileuse, à sa base quelque banc de carbonates se caractérisent par une forte radioactivité. La partie supérieure devient beaucoup plus gréseuse.

F. Le Carbonifère

Il représente une alternance du calcaire et de grés avec d'argile à une épaisseur varie dans 900m à 1050m, divisé par :

- **Carbonifère inférieur**

Une série argilo-calcaire au début, au sommet une série d'argilo-gréseuses.

- **Carbonifère supérieur**

Il représente à la base en alternance des grés et de calcaire à la base les calcaires à *Collenia* forment un bon repère stratigraphique.

I.2.4.3. Le Mésozoïque

La série de Mésozoïque est représenté le Trias au début et se termine à la Crétacé comme suit :

A. Le Trias

Caractérisé par des sédiments continentaux clastiques, il comprend aux unités lithologiques suivantes :

- **Le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI)**

Il est constitué par des intercalations de grés gris ou brun-rouge, fins à grossier, et d'argile brun-rouge légèrement dolomitiques, de fines passées de dolomie, dans cette région l'influence marine.

- **Le Trias argilo-carbonaté (TAC)**

Il est constitué par des argiles et grès brun-rouge qui admettent des bases de dolomie argileuse, de dolomie microcristalline compacte, de grès très fins à débris ligniteux et de passées d'anhydrite.

- **Le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS)**

Il est constitué par des grès très fins et siliceux à silico-argileux, dure et intercalation d'argile brun rouge et gris, tendre à indurée, silteuse.

- **Le Trias argileux**

Il est constitué d'argile brun, tendre à indurée silteuse avec traces d'anhydrite blanche, tendre, pulvérulente.

B. Le Jurassique

Il est subdivisé par trois unités lithologiques :

- **Le Lais**

Il est constitué par d'argile siliceuses carbonatées et grès tendres et admettant des niveaux d'anhydrite, avec des niveaux de calcaire et de sel.

- **Le Dogger**

Formé par des argiles siliceuses et carbonatées admettant des intercalations des grès Argileux fins et de calcaire dolomitique avec des traces de lignites et d'anhydrite. Cette série surmontée par d'argile siliceuse.

- **Le Malm**

Une alternance d'argile dolomitique, et de calcaire argileux et des grès fins à moyens avec des traces de lignites de pyrite.

C. Le Crétacé :

Il est subdivisé par les unités lithologiques :

- **Le Néocomien**

Il est constitué par des grès et des argiles gris, avec une intercalation du calcaire et de dolomie.

- **Le Barrémien**

Est composé par des grès fins à grossiers et intercalation d'argile brun rouge à gris, sableuse et carbonatées.

- **L'Aptien**

Il est composé par l'argile gris verte carbonatée, et calcaire microcristalline argileux montrant des passés de dolomie.

- **L'Albien**

Il est constitué par des grés fins et des argiles silteuses, tendre légèrement carbonatée.

- **Le Cénomanién**

Il est constitué par d'argile tendre et carbonatée, et de sel blanc. Avec des massifs passés de calcaire moyennement dur et avec des niveaux d'anhydrite.

- **Le Turonien**

Il est composé par calcaire dolomitique à moyenne dur avec une intercalation de marne.

- **Le Sénonien :**

Il est composé par sel massif blanc à rosâtre avec une alternance des calcaires parfois dolomitiques et d'anhydrite.

I.2.4.4. Le Cénozoïque

Le Cénozoïque est divisé par :

A. Le Mio-Pliocène

Il est représenté par une série de grés à grains grossiers et calcaire.

B. Le Quaternaire

Ce sont des sables du placage dunaire.

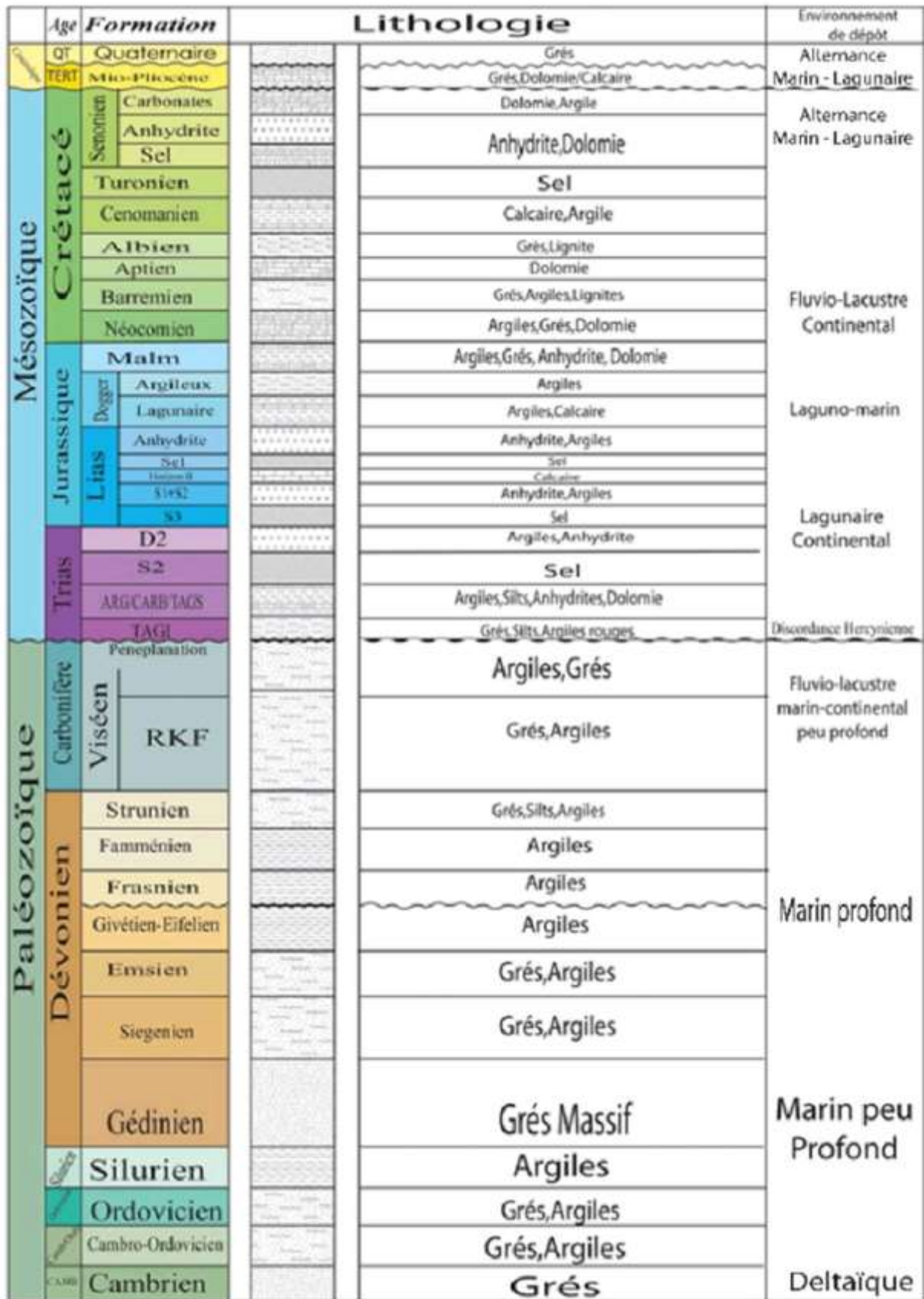


Figure 4 : Colonne litho-stratigraphique du bassin de Berkine [4].

I.2.5. Le Système pétrolier

I.2.5.1. La Roche mère

Les roches mères du bassin de Berkine se représente dans les séries argileuses noires, qui riches en matière organique, à l'origine marine lors du Silurien et du Dévonien supérieur (Frasnienne), Leur extension dans le bassin de Berkine dépend du degré d'érosion durant la phase hercynienne. La roche mère silurienne, d'extension régionale [8].

A. La roche mère de Silurien

Le silurien argileux est présent presque sur la totalité du bassin sauf en bordures Ouest et Nord où il a été érodé durant la phase Hercynienne.

La roche mère silurienne a une composition argileuse riche en graptolites, contenant de la matière organique d'origine marine. Elle a subi un enfouissement au Carbonifère qu'il l'a porté dans les conditions de fenêtre à huile avant la phase hercynienne précoce et qui s'est soldé par la génération d'huile. Cette roche a connu une deuxième phase de maturation au Crétacé qui a généré du gaz. Cette roche a expulsé ses hydrocarbures vers les réservoirs de l'Ordovicien et du Trias [3].

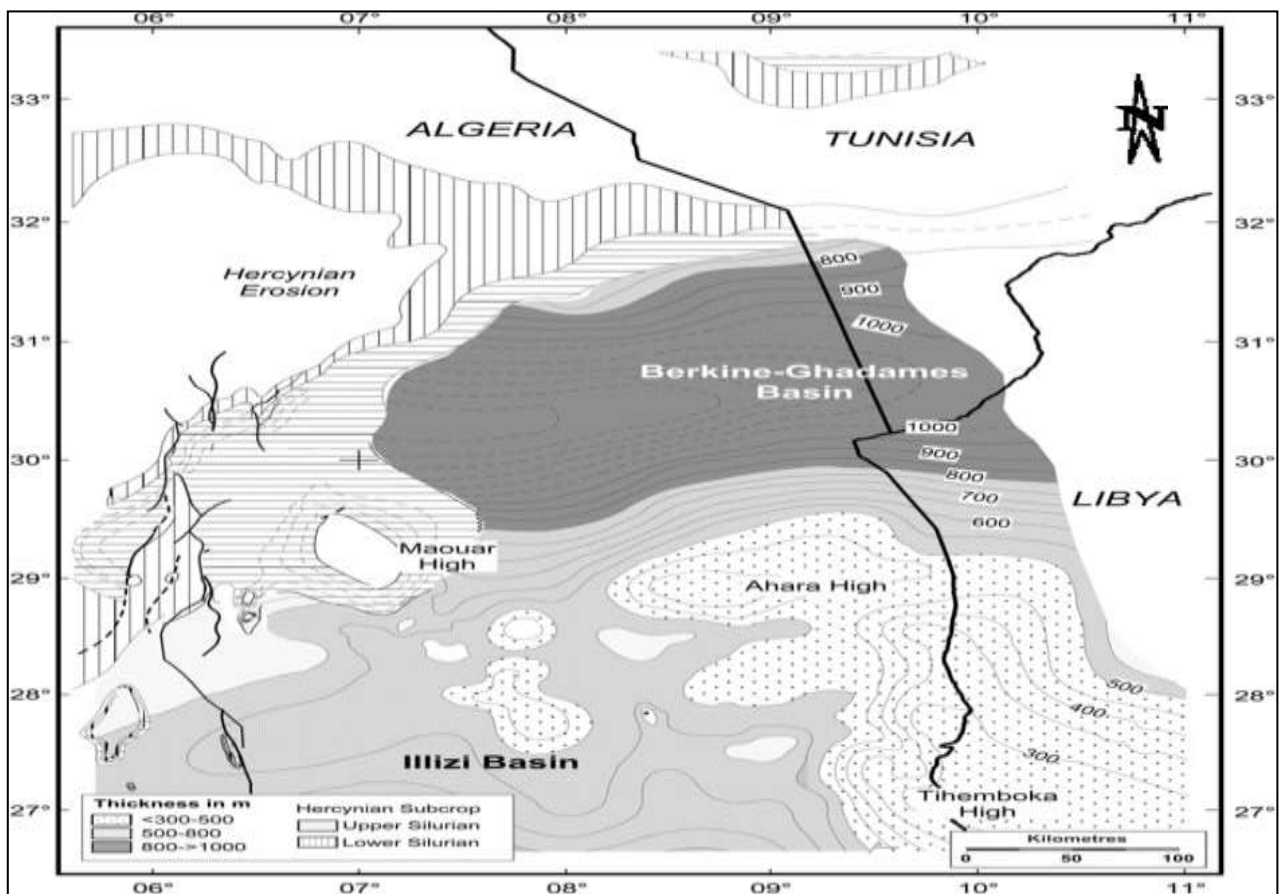


Figure 5 : Carte représente le Silurien du bassin de Berkine [6].

B. La roche mère du Dévonien supérieur :

La roche mère dévonienne est d'origine marine ayant des teneurs en C.O.T appréciables qui varient entre 3% et 6% durant l'enfouissement Carbonifère, n'a expulsé aucun volume d'hydrocarbures, en revanche elle a généré de l'huile à partir du Crétacé supérieur. Cette roche a expulsé des hydrocarbures vers les réservoirs du Saturnien, Carbonifère et Trias [3].

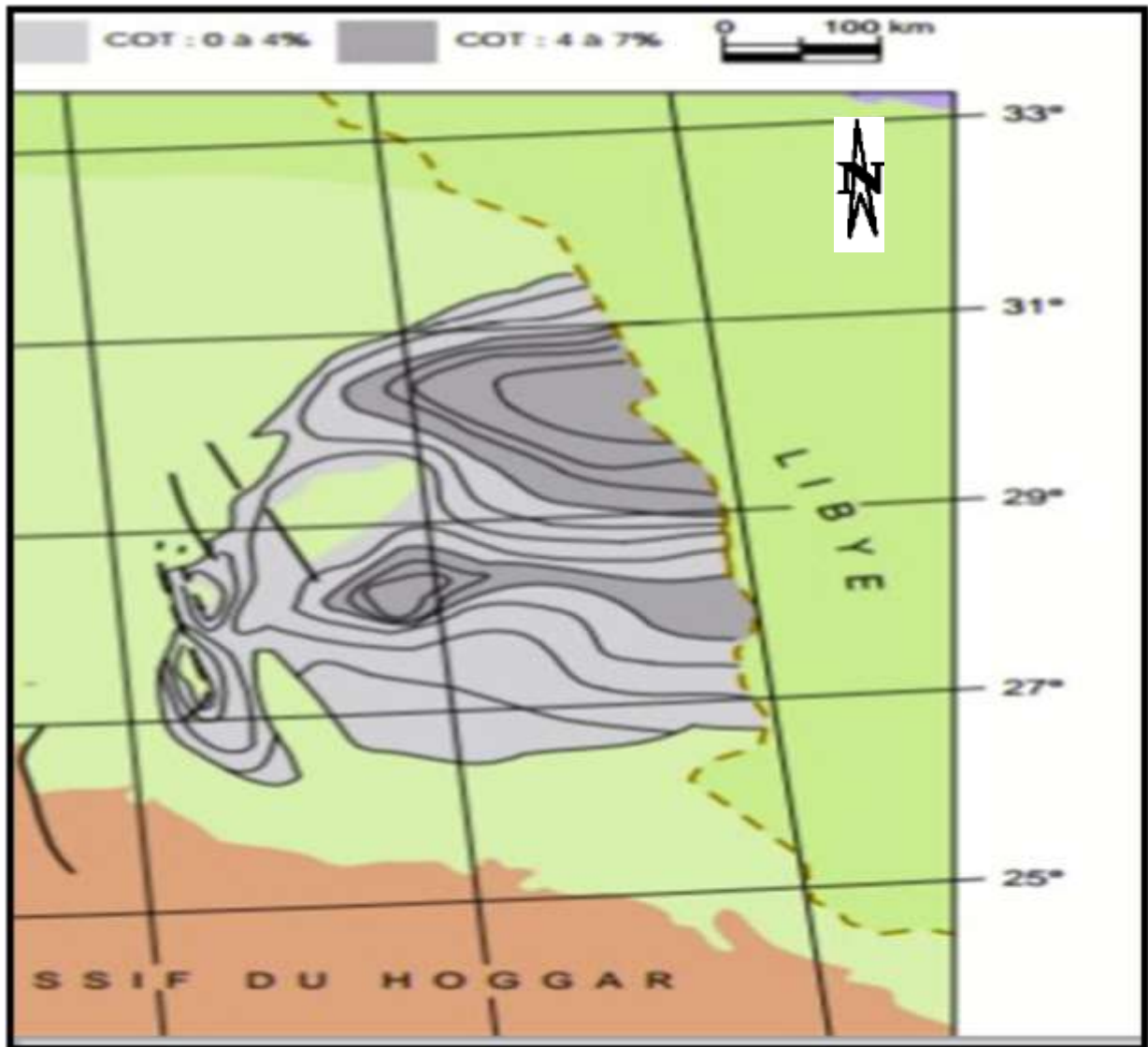


Figure 6: Carte représenté le Dévonien supérieur (Frasnienne) du bassin de Berkine. [9]

I.2.5.2. Les Réservoirs

Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien.

A. Le Cambrien

Les réservoirs du Cambrien sont représentés par trois unités R1 (Ri, Ra), R2, R3, les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques.

Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane.

Les réservoirs Cambro-Ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

B. L'Ordovician

Les quartzites de Hamra et les grès de Ouargla constituent les deux principaux réservoirs de l'Ordovician, ils sont essentiellement reconnus à ce jour comme potentiels dans la zone de la dépression SE triasique (gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile a Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression S-E Triasique en se biseautant en direction du N-E vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation.

C. Dévonien inférieur

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, ou prédomine une série de grès massifs de type fluviatile (post-Calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegenien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. La répartition des faciès du Dévonien inférieur est aussi marquée par les influences des reliefs majeurs d'Amguid-Messaoud et des provenances détritiques du S-E vers le bassin de Berkine. Ces grès à bonnes caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz a condensat et huile légère dans la zone de MLSE et MLE.

D. Carbonifère

D'âge strunien a viseen, les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo-gréseuses liées à une environnement de dépôt marin peu profond.

Le Carbonifère basal présente une extension restreinte dans la partie centrale et les bordures occidentales du bassin de Berkine. Les allures des faciès gréseux de type proximal dénotent le rôle prépondérant des reliefs anciens d'Amguid-Messaoud et du Dahar ayant servi de sources d'apport majeur. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de

l'ordre de 20m à 50m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques. Ces grès sont productifs de gaz à condensat et d'huile à Menzel Lejmat (MLN) et d'huile à Rhourde El Khrouf (RKF).

E. Trias carbonaté-Trias intermédiaire

L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression S-E triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les jeux en distension des failles majeures.

Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui, dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

F. TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluvial se développant sur l'ensemble du bassin. Le TAGI présente deux séquences principales :

- **Le TAGI inférieur**

Ou série de comblement, dont les extensions et épaisseurs sont régies par la paléotopographie post-hercynienne.

- **Le TAGI moyen à supérieur**

Où domine une (chenalisation) de type méandrique à anastomosé. Les séquences terminales du TAGI supérieur dans les parties centrales et N-E du bassin de Berkine sont marquées par le début d'une période transgressive marine de la base du Trias carbonaté.

G. TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur)

Le TAGS est présent dans la dépression S-E triasique, au S-O du bassin. Il correspond à un épisode gréseux terminal du Trias post-rift. D'une épaisseur moyenne 100m à 150m, il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier dénotant la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4).

Le TAGS, excellent réservoir, constitue le principal objectif pétrolier dans la région de Rhourde En Nouss ; Rhourde Chouff ; Hassi Chergui ; Gassi Touil ; Rhourde Adra – Brides [8].

I.2.5.3. Les roches couvertures

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 latérales.

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 Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intra formationnelles, sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté.

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.

I.2.5.4. Les pièges pétrolier

Les pièges sont de deux types :

A. Les pièges structuraux

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 RKF, structure polyphasée non faillée, les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nous.

B. 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 N-O du bassin où le Dévonien inférieur est biseauté 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 [8].

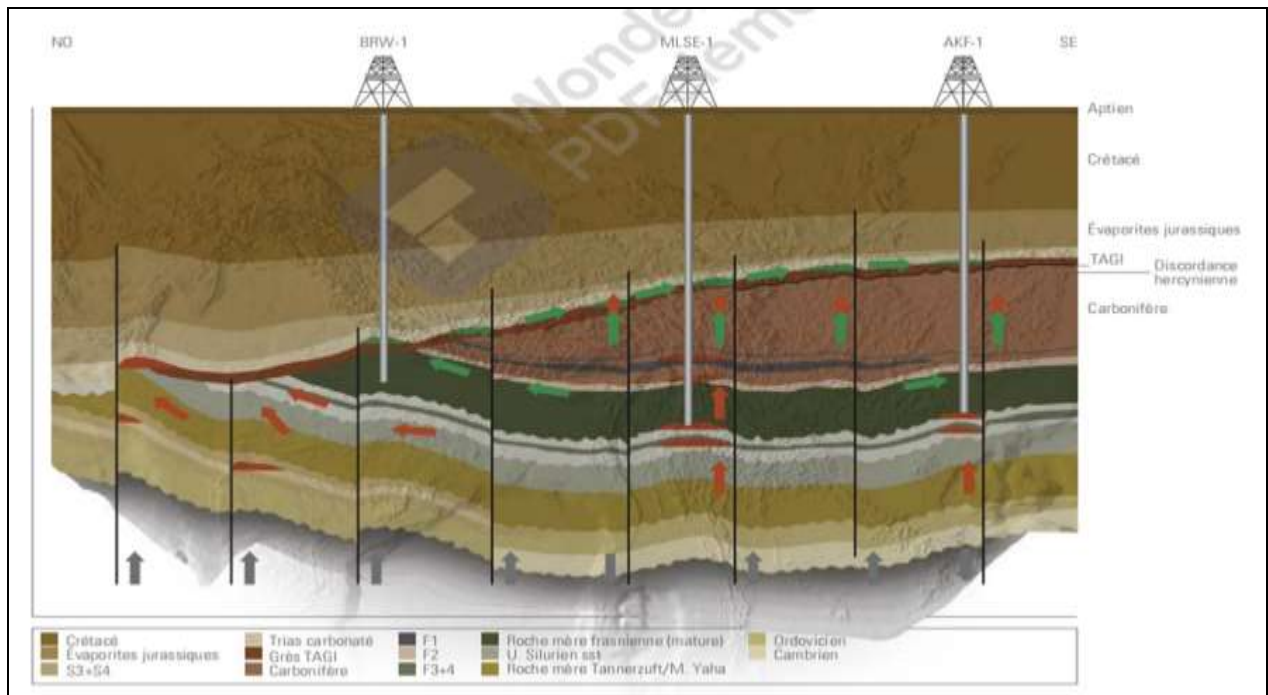


Figure 7: Les pièges et migration dans le bassin de Berkine [8].

I.3. Contexte géologique locale

I.3.1. Introduction

Le gisement d'Ourhoud est situé dans le bassin intracratonique de Ghadamès où se trouvent d'épaisses séries Paléozoïques et Mésozoïques. Ces deux séries sont séparées par la discordance Hercynienne. Le gisement d'Ourhoud est contient une huile légère sous saturée dans les grès du Trias argilo gréseux inférieur (TAGI), piégée dans une structure anticlinale faillée. Le réservoir possède des caractéristiques pétrophysiques de bonne qualité.

I.3.2. Situation géographique

Le champ de Ourhoud est situé à 320 Km de Hassi Messaoud ou S-E de bassin de berkine, est situé dans trois blocs (404 ; 405 ; 406A), à une superficie de d'exploitation de 263.4Km².

Le champ d'Ourhoud est délimité par les cordonnées UTM suivantes : {X= 405 248 à 426 628 longitude Est ; Y= 3 376 147 à 3 403 776 L'altitude Nord}.

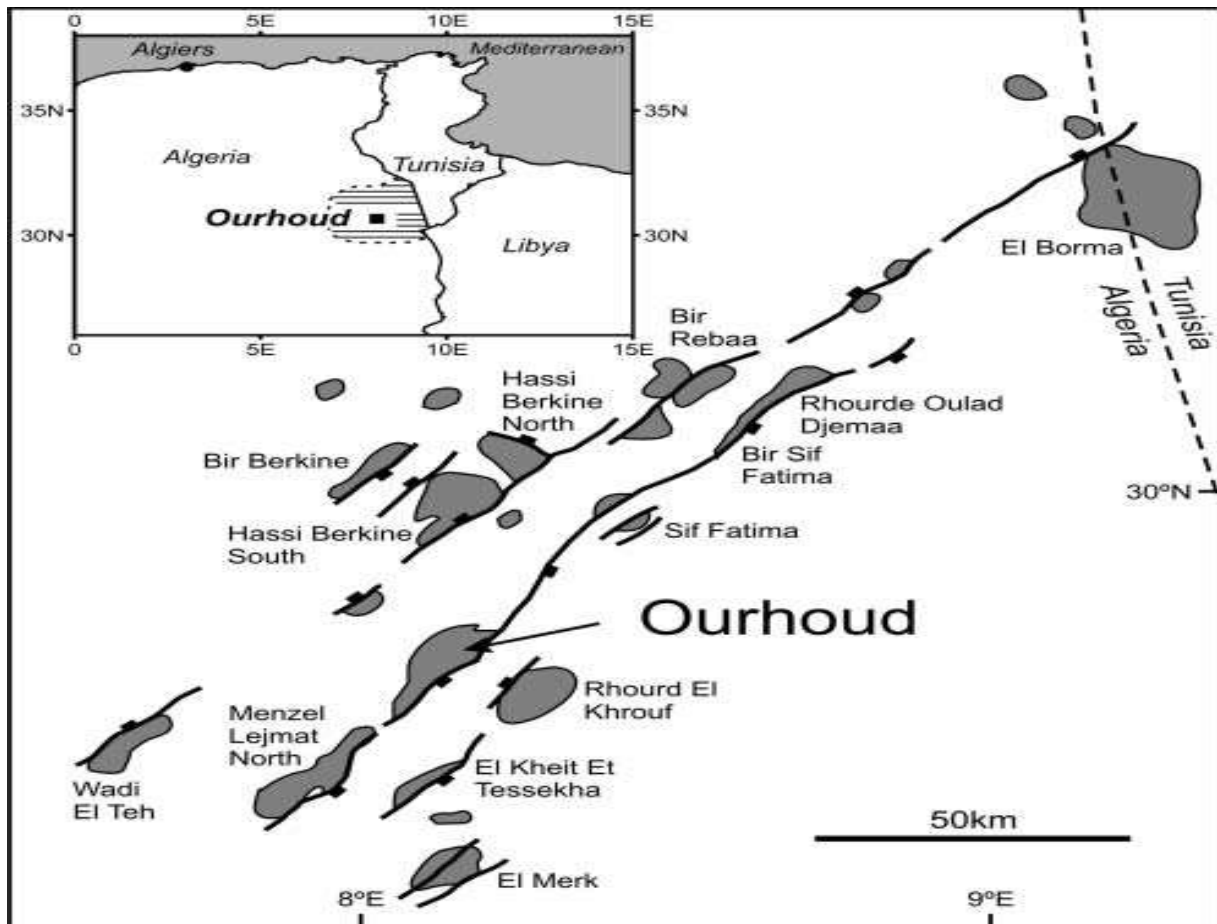


Figure 8 : Situation géographique du champ de Ourhoud [10].

I.3.3. Historique de production de champ d'Ourhoud

Ourhoud est l'un des plus grands développements onshore au monde et le deuxième plus grand champ pétrolier en Algérie. L'effort conjoint de Sonatrach et de ses partenaires (Cepsa, Anadarko, Agip, Maersk, Burlington et Talisman) a conduit à un plateau de production de 230 000 barils de pétrole par jour en mars 2003. Surmontant les défis de travailler dans un domaine unifié, Ourhoud a été un carrefour pour géoscientifique de différentes entreprises. Issue de cet échange de vues et de connaissances, la description des réservoirs a largement évolué. [11]

La production du champ d'Ourhoud a démarré le 11/08/2002 à un rythme lent avec un nombre limité de puits. Ce taux d'extraction peut être maintenu pendant 10 ans. En plus de la production de Hassi Messaoud, Berkine et d'autres champs spatiaux, il contribuera à augmenter la production nationale à environ 1,5 million de barils par jour [12].

I.3.4. Aspect structurales

La structure du champ est un bloc faillé incliné avec plusieurs compartiments délimités à l'est par une faille normale. Cette configuration actuelle est le résultat de trois événements tectoniques superposés.

- L'extension à la fin du Trias et au début du Jurassique a donné lieu à des failles normales orientées N-E.
- La compression aptienne a réactivé ces failles induisant un mouvement de décrochement et localisé.
- La compression tertiaire est responsable du basculement régional de la plate-forme saharienne et donc soulèvement du massif du Hoggar.

La définition du réservoir supérieur est limitée par une qualité sismique passable à la profondeur cible. En effet, la surcharge des dépôts évaporitiques provoquent de multiples contaminations. De plus, le TAGI supérieur n'a pas d'élément réfléchissant le caractère propre et la conversion temps-profondeur sont incertains dans les zones où le contrôle des puits est clairsemé. Les tests d'interférence de plusieurs puits ont identifié des barrières d'écoulement qui ont été attribuées dans la sismique interprétation pour définir les compartiments du réservoir [11].

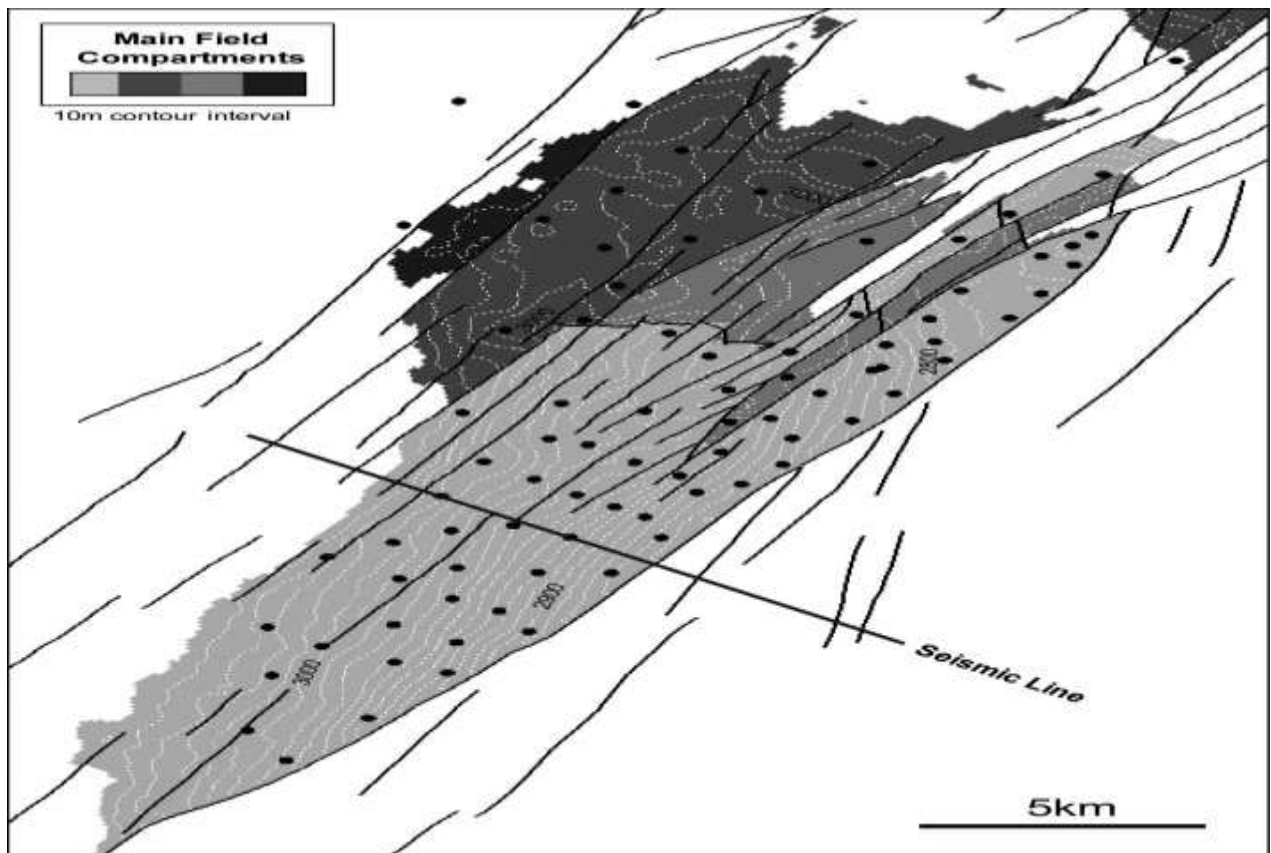


Figure 9 : Carte structurale de champ d'Ourhoud (Bassin de Berkine) [10].

I.3.5. Stratigraphie du champ d'Ourhoud

Le réservoir est constitué d'empilements de sédiments fluviaux déposés dans un contexte global transgressif. Il est classiquement subdivisé en trois unités stratigraphiques principales et distinctes (Inférieure, Moyenne et Supérieure). Cependant, seules deux séquences stratigraphiques de troisième ordre peuvent être strictement définies. La séquence basale (SQ1) correspond au TAGI inférieur, tandis que la séquence sus-jacente (SQ2) regroupe à la fois le Moyen et TAGI supérieur. La tendance de l'épaisseur SQ1 s'inscrit dans la direction N-E des grabens définis régionalement dans le bassin de Berkiné. L'analyse du paléo courant à partir d'images de forage confirme que la tendance structurelle N-E transport fluvial conditionné dans cette direction. Les sédiments transportés dans ces rivières étaient des arénites quartzifères. Ils provenaient probablement de séries silicoclastiques paléozoïques érodées qui sous-croisent la discordance hercynienne dans la partie centrale du bassin. Le déclenchement d'un événement tectonique pourrait expliquer la déformation des sédiments mous observée vers le haut de cette séquence. Une discontinuité intra-formationnelles sépare non seulement SQ1 de SQ2, mais aussi deux formations géologiques différentes. Histoires.

SQ2 s'éloigne de la tendance d'accommodation N-E, comme le révèle une carte d'épaisseur uniforme. Pendant SQ2, le transport fluvial bascule vers le NW et les sédiments que les rivières transportaient étaient principalement des sables subarkosiques (arénites quartzifères dans SQ1). Ces faits suggèrent à la fois un changement de drainage ainsi que de provenance par rapport au SQ1. Il est donc raisonnable de s'attendre à ce que le bassin avait des configurations différentes lors du dépôt des séquences principales SQ1 et SQ2 [11].

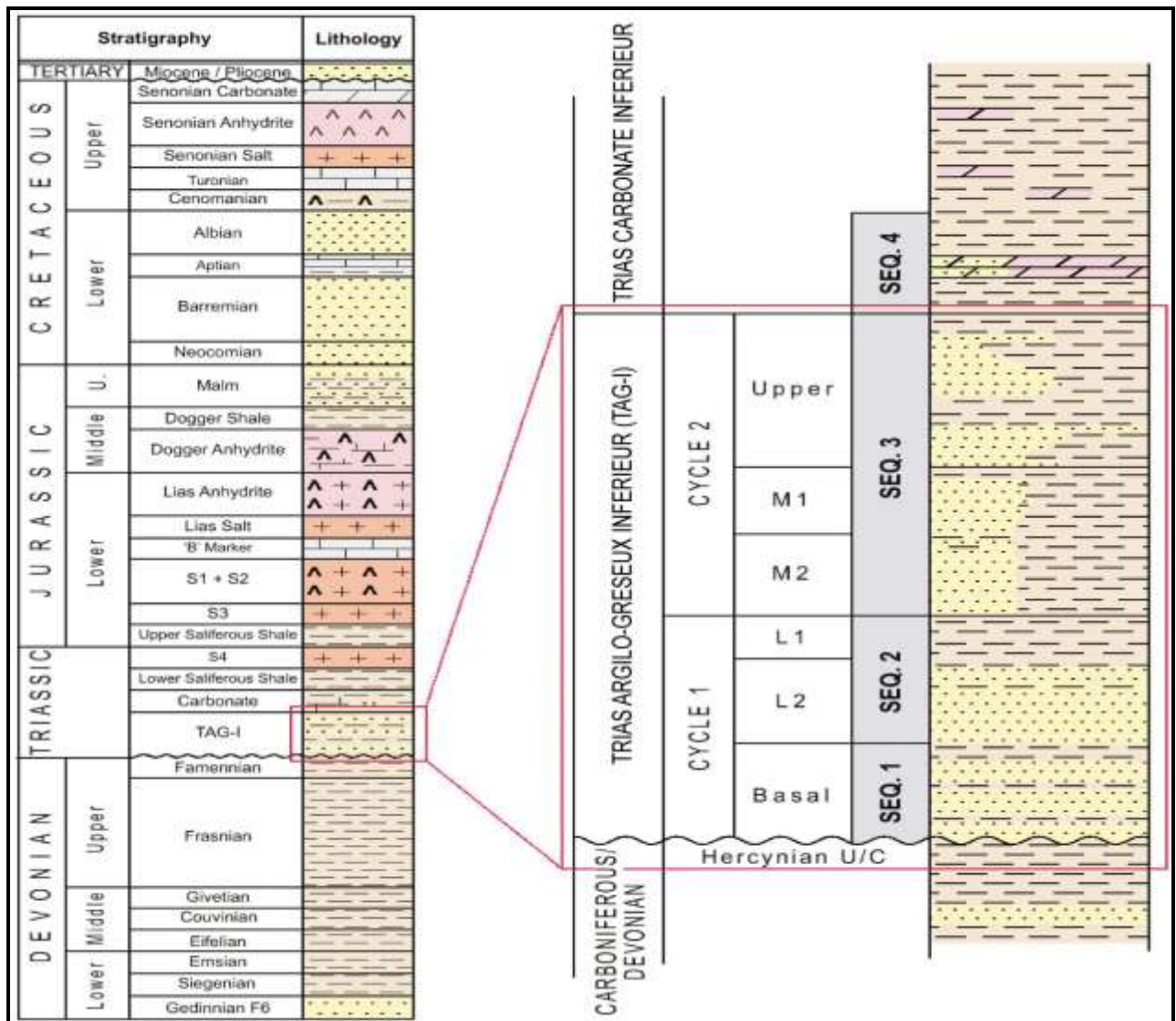


Figure 10 : Colonne litho-Stratigraphique d'Ourhoud avec découpage des séquences de TAGI [13].

I.7.6. Architecture de dépôt

SQ1 peut être subdivisé en trois zones de réservoir (Courroies de canaux à haute sinuosité (confiné), inondations en nappe (non confinées), Haute sinuosité ceintures de canaux.)

De tels changements drastiques du scénario de dépôt ont probablement eu une impulsion climatique surimpression du contrôle au niveau de la base, améliorant les changements dans le régime hydraulique du bassin. Forte évidence d'un important développement de paléosol a été identifiée vers le sommet de la zone riche en sable.

Enduits d'argile de grain précipité par l'infiltration d'argile lors de l'exposition subaérienne du plat de sable du canal, cette explique le caractère friable de ces sables ainsi que la variabilité de leurs propriétés pétrophysiques.

Dans SQ2, il y a une évolution progressive des modèles d'empilement au sein de la séquence. L'épaisseur conservée des dépôts de plaine inondable et leur continuité latérale augmente vers le haut. Cette augmentation constante du taux d'hébergement est compatible avec un contrôle au niveau de la base sur l'architecture de dépôt. Ainsi, la séquence commence par le dépôt d'une large plaine tressée (TAGI moyen) qui se classe dans la séquence à un système à haute sinuosité (sommet du TAGI supérieur). Le changement constant des régimes d'écoulement suggère une faible surcharge climatique dans les cycles de dépôt[11] .

CHAPITRE II :
MATERIELS ET METHODES

II.1. Les paramètre pétrophysiques

I.1.1. La porosité (Φ)

La porosité est définie comme le rapport du volume des pores sur le volume total de la roche, elle peut exprimer la capacité de la roche à contenir des hydrocarbures. Cette porosité caractérisation pétrographique appliquée à la modélisation pétrolière est soit formée au moment de la formation de la roche (primaire) ou résultante de processus de dissolution ou de dolomitisation (secondaire). Il est exprimé en (Φ).

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100$$

- Φ : porosité en (%)
- V_p : volume des pores (m^3)
- V_t : volume totale de la roche (m^3)

Selon cette définition, la porosité des roches peut être de n'importe quelle valeur, mais la porosité de la plupart des roches est généralement petite qu'elles sont divisées en :

- a) Porosité effective (Et les pores sont-ils connectés entre eux)
- b) Porosité résiduelle (Et ce sont les pores non connectés entre eux)

La porosité est classée comme suit :

Tableau 2 : Les classes de porosité

Classes	La game de porosité
Faible	$\Phi < 10\%$
Moyenne	$10\% < \Phi < 20\%$
Bonne	$20\% < \Phi < 30\%$
Tré bonne	$\Phi > 30\%$

II.1.2. La Saturation (S)

Cette propriété est appelée saturation des fluides et est exprimée comme le pourcentage de la taille totale des pores occupés par le pétrole, le gaz ou l'eau, est exprimé :

$$S = \frac{\text{Volum de fluid}}{\text{Vtotal des pores}} \times 100$$

- **S** : saturation en (%)
- **Fluide** (eau ; huile ; gaz)

II.1.3. La Perméabilité (K)

La perméabilité est définie comme la connexion entre les pores, et la capacité de la roche de laisser circuler des fluides.

Ces deux paramètres permettent donc de donner une évaluation approximative de la capacité de la roche à accumuler des réserves récupérables au sein d'un modèle pétrolier. Elle est exprimée en :

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{dp \cdot S}$$

- **K** : perméabilité (mD).
- **Q** : débit volumique (cm³).
- **L** : longueur de l'échantillon (cm).
- **μ** : viscosité du fluide.
- **dp** : la différence de la pression entrée et sortie (Pa).

II.2. Méthode et matériel

Pour calculer et estimer les paramètres pétrophysiques on utilise deux analyses :

- L'analyse directe : à partir de la Carotte.
- L'analyse indirecte : Diagraphie.

II.2.1. L'analyse des Carottes

La carotte qui est des prélèvements d'échantillons dans le sous-sol obtenus au cours de forage et ceci à l'aide d'un outil appelé le carottier, par ses propriétés les observations permettent une reconnaissance des successions logiques des faciès, et estimer les paramètres pétrophysiques.

La carotte est subdivisée par des parties de (1 mètre) et transportée vers le laboratoire pour effectuer une série d'opérations :

II.2.1.1. Préparation d'échantillons

A. Prélèvement des Plugs

Le plug est pris à travers la carotte horizontalement de sorte qu'il y ait 25 cm entre chacun des deux bouchons, et 1,5 cm de diamètre [15] .



Figure 11: Découpage des plugs [15].

B. Lavage des plugs

Les échantillons prélevés précédemment sont lavés avec les solutions suivantes :

Tableau 3 : les solutions du lavage [15].

La solution du lavage	Le but du lavage
Chloroforme	L'extraction des hydrocarbures lourds et les bitumes.
Méthanol	L'extraction des sels.
Toluène	L'extraction des hydrocarbures légers.

C. Le séchage des plugs

Nous passons aux étapes lavage :

Les échantillons sont placés dans une étuve pour être séchés à une température de 110° C pendant 48 heures, puis placé dans un séchoir pour extraire l'humidité [15].

II.2.1.2. Les type des fractures du Carottes

Ce sont généralement toutes des fractures naturelles ou qui se sont produites pendant le processus de forage.

- Les fractures naturelles : Causées par des mouvements tectoniques.
- Les fractures induites : Résultat du processus de forage.

II.2.2. La Diagraphie

II.2.2.1. Définition

La diagraphie c'est un enregistrement continu des paramètres physiques en Fonction de la profondeur des formations traversées par un sondage en utilisant un ensemble d'outils (Nucléaire, mesure divers, acoustique, électrique, d'imagerie) [16].

II.2.2.2. Le but de Diagraphie

Les buts principaux des diagraphies sont les suivants :

- La reconnaissance des réservoirs : lithologie, porosité, saturation (eau-huile-gaz). On n'obtient pas de valeurs de perméabilité.
- La connaissance du puits : diamètre, inclinaison, cimentation des cuvelages, liaison couche-trou (perforation).

II.2.2.3. Les moyens utilisés

Pour réaliser cet enregistrement, on utilise en particulier d'enregistrement un treuil motorisé, un câble électrique et une sonde :

A. Les sondes

Ensemble électronique avec émetteurs (électriques ou nucléaires), récepteurs et amplificateurs. Le rayon d'investigation est de l'ordre du mètre en général.

B. L'enregistrement

Le signal du récepteur est contrôlé, étalonné et enregistré. L'enregistrement s'appelle un log. Souvent les outils sont combinés (enregistrement simultané) et de toute façon les enregistrements des différents outils utilisés sont recalés les uns par rapport aux autres.

C. L'interprétation

Un micro-ordinateur permet une première interprétation rapide, sur camion, ce qui peut orienter le géologue dans ses prises de décision (autres diagraphies, carottage, essais) [16].

III.2.2.4. Principales caractéristiques enregistrées

Les principales caractéristiques enregistrées sont les suivantes :

- Potentiel spontané.
- Résistivité.
- Radioactivité naturelle (rayons gamma) et provoquée (neutrons).

- Vitesse du son (log sonique).
- Diamètre du sondage, sa déviation, le pendage des couches.

Le sujet étant très vaste, nous indiquerons seulement les bases concernant le potentiel spontané, la résistivité et les rayons gamma [16].

A. Potentiel spontané (PS)

Cette diagraphie ne comporte pas d'émetteur : la mesure directe des variations du potentiel électrique est faite entre une électrode de surface et la sonde (deuxième électrode).

On observe une déflexion en face des roches réservoirs par rapport à une "ligne de base" des argiles (ou marnes) du fait d'une salinité différente des eaux de réservoirs, des argiles et de la boue.

B. Résistivité

Un système d'électrodes envoie un courant électrique dans la formation. On mesure ainsi la résistivité (en ohms) du réservoir.

La réponse obtenue dépend de la porosité, de la saturation (eau-hydrocarbures) et de la salinité de l'eau. En effet, les matrices rocheuses sont isolantes et les hydrocarbures ont une résistivité élevée alors que l'eau a une résistivité d'autant plus faible qu'elle est plus salée.

C. Densité

Des rayons gamma sont émis à l'aide d'une source et interagissent avec les électrons de la formation. Chaque rayon gamma, en fonction du nombre de collisions subies, perdra une certaine quantité d'énergie (effet Compton). Cette perte d'énergie, relevée sur des détecteurs, renseigne sur la densité de la formation. La combinaison des mesures de densité et de Neutron est utilisée comme indication de lithologie et de porosité.

D. Neutron

La formation est bombardée de neutrons capables d'interagir avec les noyaux d'hydrogène de la formation. De ces interactions découle une perte progressive d'énergie des neutrons incidents. Des détecteurs neutron comptent à différentes distances de la source le flux de neutrons revenant à l'outil. Ce flux est proportionnel à la quantité d'hydrogènes vu par les neutrons. Dans une roche, l'hydrogène est essentiellement porté par les molécules d'eau et d'hydrocarbures. De fait, un outil neutron permet d'évaluer la teneur en fluides des roches, autrement dit, leur porosité.

E. Rayons Gamma

Cet outil mesure l'émission naturelle de rayons gamma par les formations traversées. D'une manière générale les roches argileuses ont un taux d'émission de rayons gamma très nettement supérieure à celui de la plupart des autres roches. Cet outil permet de mettre en évidence les formations argileuses (rappelons que les roches couvertures peuvent être justement des couches argileuses) et de connaître le pourcentage d'argile contenu dans les roches réservoirs. Cette mesure est très souvent utilisée :

- Comme log de recalage pour les différents logs enregistrés sur un même puits,
- Pour faire des corrélations de puits à puits.

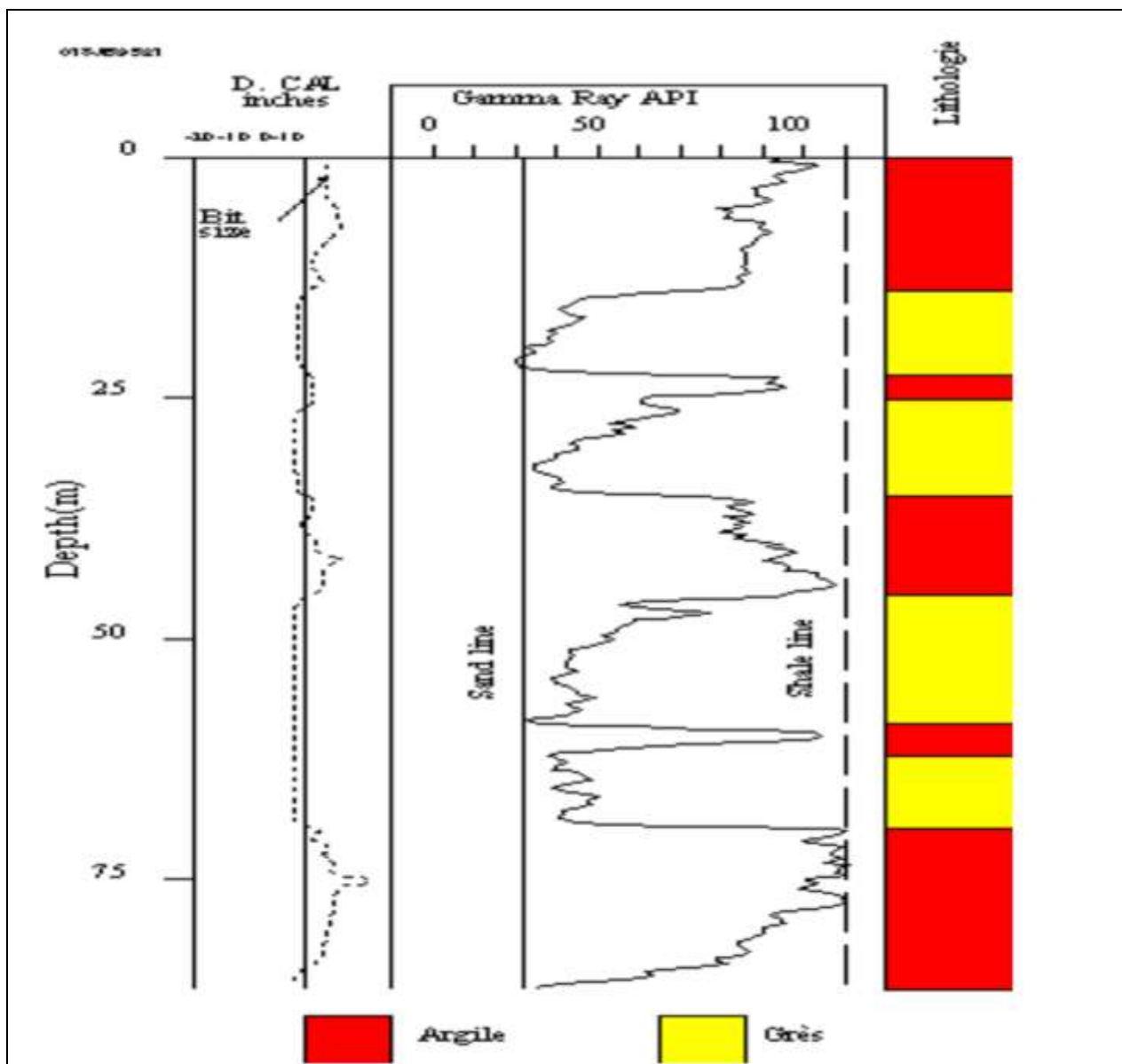


Figure 12: Exemple de Gamma Ray [16].

III.3. Logiciel utilise (le Techlog 2015)

Le programme Techlog est un programme exclusif de la compagnie pétrolière internationale Schlumberger. Le programme vise à collecter et compléter toutes les données et informations relatives au forage de puits. Il permet également à l'utilisateur d'interpréter et d'analyser les données de base et enregistrées. Il se lance dans la création d'une plate-forme unique capable de prendre en charge toutes les données pour le forage de puits, le flux de travail intégré et l'analyse, réduisant ainsi le besoin de nombreux outils hautement spécialisés. Par conséquent, le programme résume les informations requises et évalue tous les risques et incertitudes qui pourraient interrompre.

CHAPITRE III :
ETUDE GEOLOGIQUE ET
SEDIMONTOLOGIQUE

III.1. Introduction

L'étude sédimentaire est l'une des études les plus importantes qui doivent être réalisées dans le domaine de l'exploration pétrolière en termes de connaissance et d'analyse des chaînes sédimentaires et de déduction du milieu de sédimentation à travers l'étude d'échantillons prélevés dans les puits d'exploration.

Pour décrire la chaîne sédimentaire de TAGI, nous nous sommes basés sur les observations de la description des séries carottes tirées des puits QB-19; QB-31; QB-24; QB-42, de Sonatrach en 2004, à travers lesquelles nous avons pu identifier la succession logique de la surface, une analyse séquentielle de la chaîne sédimentaire où il est facile d'observer la description des milieux de sédimentation et la découverte de diverses anomalies, telles que des changements brusques de faces, des changements rapides de milieu de sédimentation.

Ils étaient souvent formés à partir des mêmes roches et avaient les mêmes caractéristiques.

Différents intervalles dans ces puits ont été décrits en termes de profondeur comme suit :

Tableau 4 : les intervalles du l'étude sédimentologique.

Puits	Top	Base	Epaisseur utile (m)
QB-19	2975m	3097m	115m
QB-24	3234m	3330m	96m
QB-31	3234m	3314m	80m
QB-42	3184m	3290m	106m

III.2. Position des puits de zone d'étude

Les puits QB-19, QB-24, QB-31 et QB-42, à l'intérieur du champ d'Ourhoud, bassin de Berkine, Algérie. QB-31, QB-24, QB-19 est au nord du terrain, avec QB-31 au nord-ouest marge et QB-19 qui se trouvent à côté de la faille de l'Est de champ. Le QB-42 est situé au sud du terrain entre les deux puits QB-1 et QB-2.

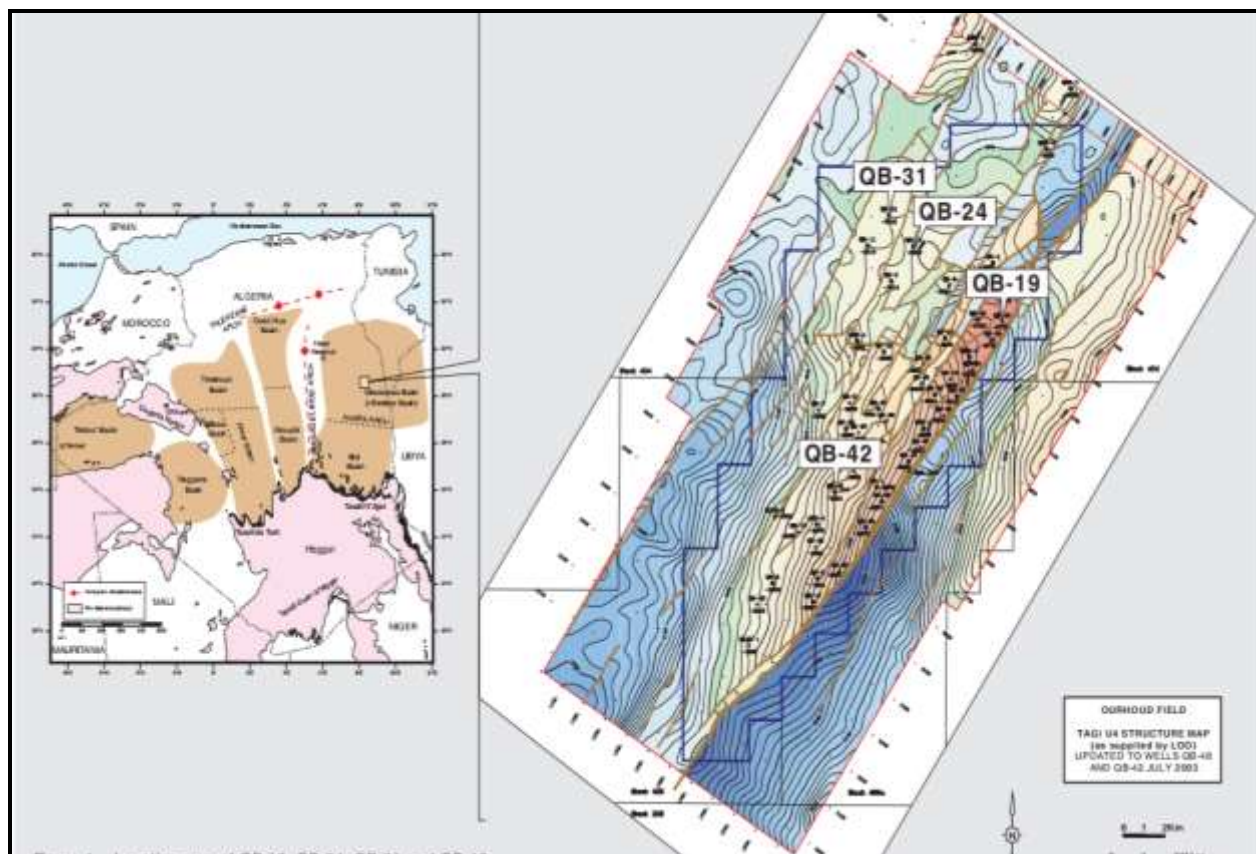


Figure 13: l'emplacements des puits de zone d'étude [17].

III.3. Puits QB-19

Dans ce puits, ces carottes ont été prélevées entre les deux profondeurs (2975 m - 3090 m), la majeure partie de formation de ces carottes était dominée par deux type des roches, grès et argile, en différentes formes (angulaire, arrondie, semi-arrondie), avec une différence entre les tailles de cette roches et ces grains (grossier, fine, très fine...), elle se caractérise également par une alternance de sédimentation entre les deux (grès et l'argile), avec quelques fissures non orientée dans certaines zones, et quelques traces de végétation également. Et il y avait quelques ondulations qui distinguaient certains niveaux et ont été observées sur certaines carottes.

Nous avons également remarqué la présence de quelques grains de quartz dans certaines carottes et de pyrite, et la présence d'anhydrite a été observée. Quelques traces d'huile à travers certaines carottes de la profondeur 3006m à la profondeur 3067 m.

À partir de 3067 m de profondeur, des traces des hydrocarbures ont commencé à apparaître sur les carottes jusqu'à 3090 m de profondeur.

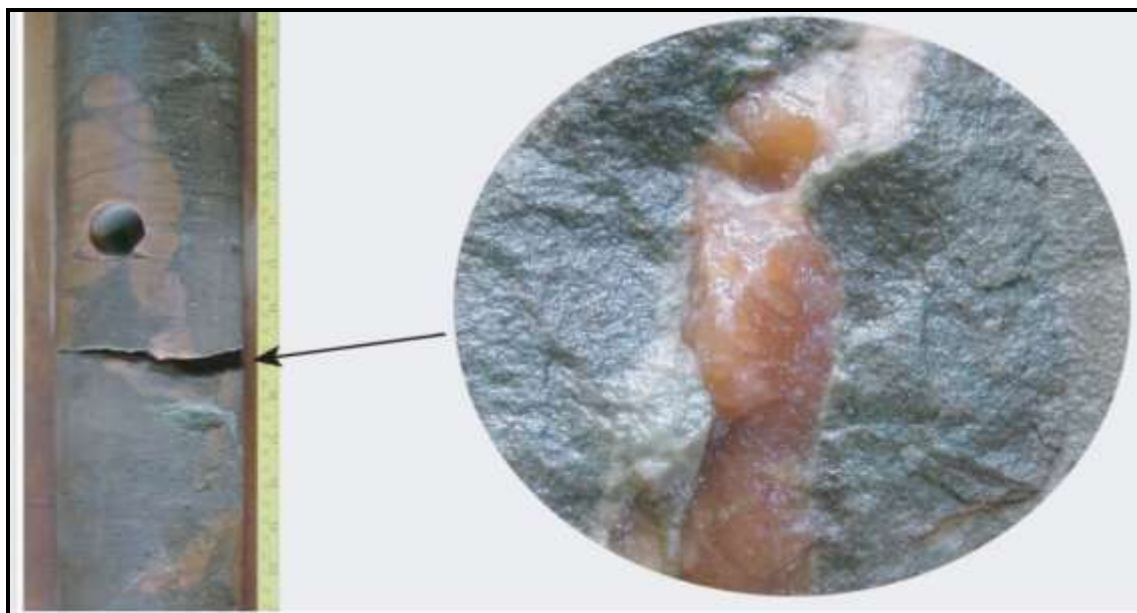


Figure 14 : Fracture verticale irrégulière temporairement cimenté par l'anhydrite [17].

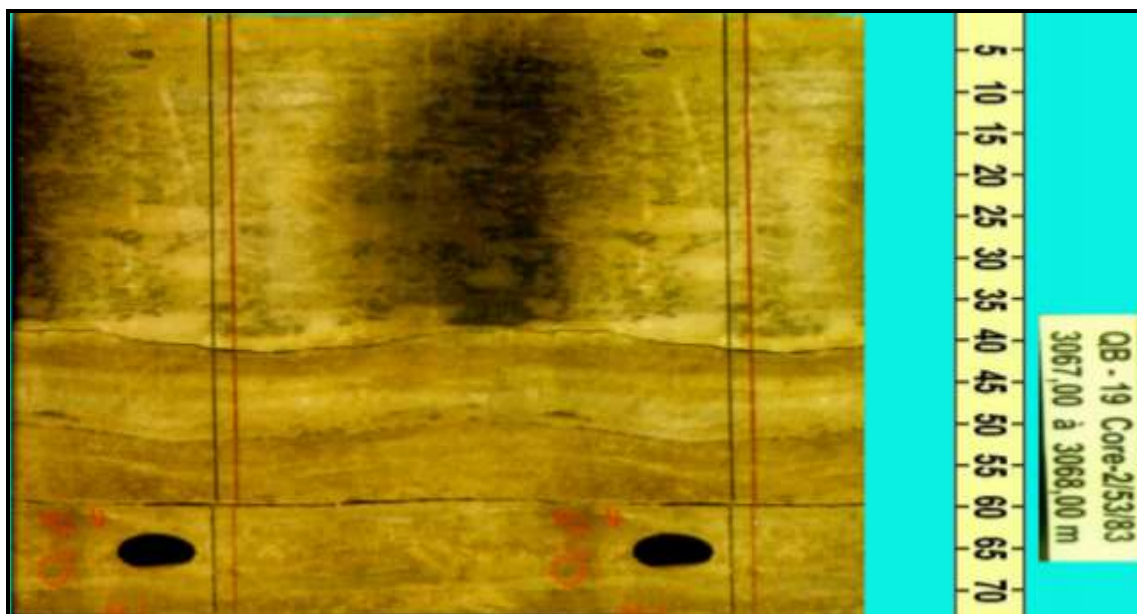


Figure 15: Traces des hydrocarbures [18].

III.3.1. Interpretation

Les roches gréseuses et les pierres d'argile avec des angles et des formes différents, alternant entre eux, sont la preuve de la différence dans l'environnement de dépôt, comme:

Les Argiles et les grès horizontaux à faible angle indiquent une sédimentation dans les eaux peu profondes (lac/marais) principalement dans des conditions de régime de débordement, tandis que les grès à angles vifs nichés dans les grés peuvent refléter une sédimentation de crue lointaine (dépôts fluviale).

En plus de ça, la forme de l'ondulation abondante et des traces de racines indique les conditions du système d'étiage, ce qui indique l'énergie fluctuante du flux. Les fractures

tordues et incurvées orientées au hasard et la texture marbrée correspondent à la perturbation de l'union causée par les processus de formation du sol, de végétation et de changement climatique au cours de cette période.

III.4. Puits QB-24

Dans ce puits, ces carottes ont été prélevées entre les deux profondeurs (3234m - 3330 m), la majeure partie de la formation de ces carottes était dominée par deux type des roches, grès et d'argile, en différentes formes (angulaire, arrondie, semi-arrondie), avec une différence entre les tailles de cette roches et ces grains (grossier, fin, très fin...), et il était également caractérisé par quelques traces d'hydrocarbures faibles dans les niveaux de profondeur 3238 m à 3264 m, avec des fissures dans quelques carottes, et il y avait quelques ondulations qui caractérisaient certaines carottes qui y ont été observées à différents niveaux.

La présence de quelques traces de plantes et de quelques autres matières organiques a également été observée, ainsi que la présence de quelques grains de quartz et de pyrite avec quelques roches carbonatées sur certaines carottes.

Et des grains de millet et quelques traces de racines aussi qui sont apparues sur certaines carottes.

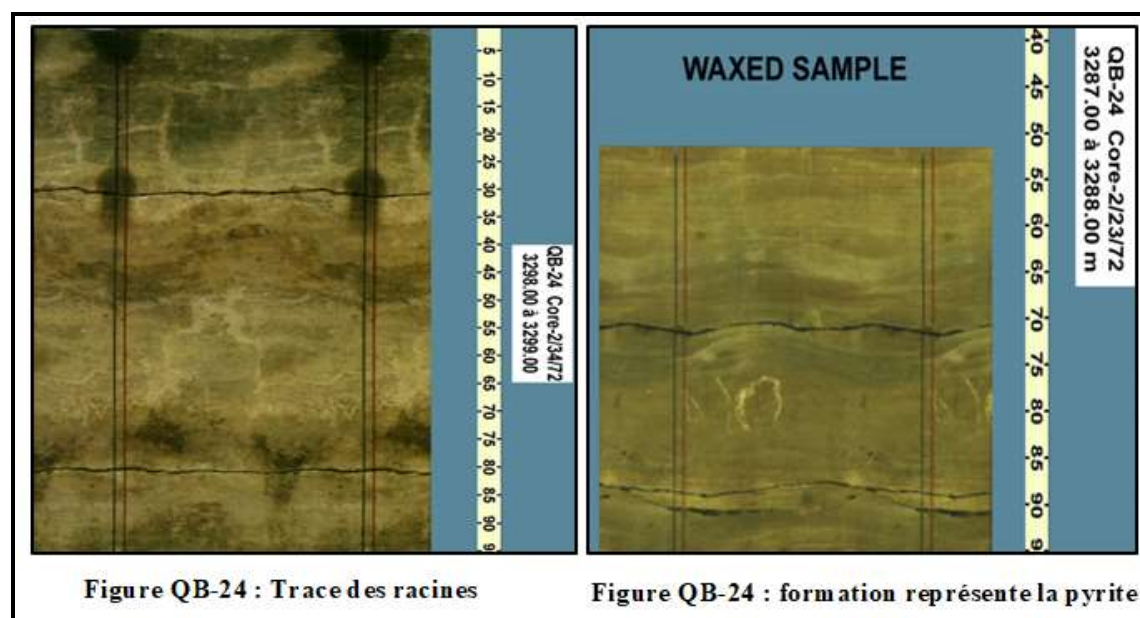


Figure QB-24 : Trace des racines

Figure QB-24 : formation représente la pyrite

Figure 16: Photo des carottes de puits QB-24 représente la pyrite et les traces des racines [19].

III.4.1. Interpretation

Les roches gréseuses et les pierres d'argile avec des angles et des formes différents, alternant entre eux, sont la preuve de la différence dans l'environnement de dépôt, comme:

Des grès à angles vifs et des grès entrelacés dans des argiles lors de la sédimentation rapide de l'inondation lointaine (dépôts fluviale), tandis que des argiles et des grès à angles faibles et à lit horizontal peuvent refléter des preuves de dépôt dans des eaux peu profondes (lac/marais).

Les formes d'ondulation suggèrent également des conditions de système à faible débit. Les fractures tordues et incurvées dirigées au hasard qui en résultent peuvent expliquer les processus de formation du sol, de couverture végétale et de changement climatique au cours de cette période.

La présence de graines de mil peut s'expliquer par une source éolienne pour certains sédiments.

III.5. Puits QB-31

les carottes de puits QB-31 ont été prélevées entre les deux profondeurs (3234 m - 3314 m), la majeure partie de cette formation de ces carottes était dominée par deux type des roches, Grés et Argile, en différente forme (angulaire, arrondie, semi-arrondie), avec une différentes entre les tailles de cette roche et ces grain (gros, fin, très fin...), elle se caractérise également par une alternance de sédimentation entre les deux roche (grès et d'argile), Il a également été observé que la pyrite était présente en plus grande proportion dans les carottes de ce puits que dans les puits précédents.

Des fissures de direction non orientées et avec des ondulations ont été observées dans certaines carottes avec des traces de racines de plantes et des graines de mil également. La présence de quelques grains de quartz et de quelques fragments et de granite rose à environ 3290,52 m et la présence de mica, d'anhydrite et de dolomie avec quelques fragments de carbone ont également été observées.

Des traces de pétrole sont apparues dans certaines carottes, à partir de 3241 m à 3249 m, Il a également été observé à une profondeur de 3268 m à une profondeur de 3291 m.

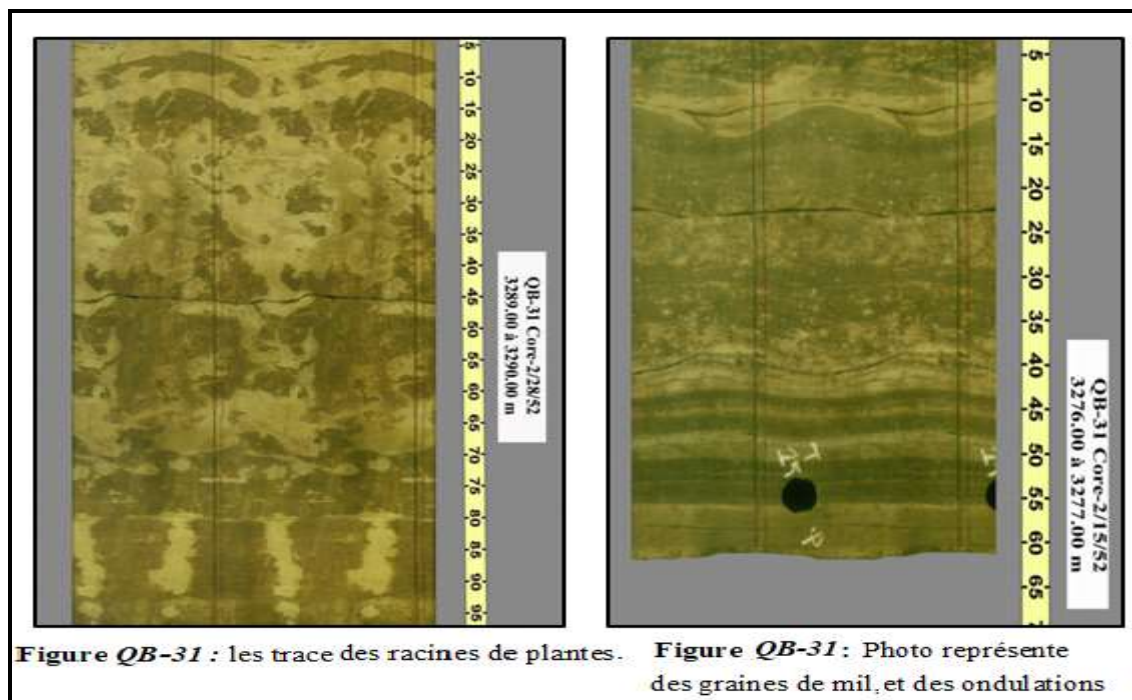


Figure QB-31 : les trace des racines de plantes.

Figure QB-31 : Photo représente des graines de mil, et des ondulations

Figure 17 : Photo des carottes du puits QB-31 représente des traces des racines et les grains de mil avec des ondulations [20].

III.5.1. Interprétation

Principalement dans les conditions d'écoulement supérieur et de régime d'écoulement à faible énergie avec sédimentation rapide des crues lointaines, les formations de ce puits QB-32 peuvent s'expliquer comme nous l'avons expliqué les formations de puits précédentes qui :

Des grès à angles vifs entrelacés dans des Mud stones lors de la sédimentation rapide de l'inondation lointaine (dépôts fluviale), tandis que des Mud stones et des grès à faible angle avec un lit horizontal peuvent refléter des preuves de dépôt dans des eaux peu profondes (lac/marais).

La présence de graines de mil peut s'expliquer par la source éolienne de certains sédiments, et les formes des ondulations s'expliquent par les conditions du régime d'étiage. Les fractures tordues et incurvées dirigées au hasard qui en résultent peuvent expliquer les processus de formation du sol, de couverture végétale et de changement climatique au cours de cette période.

III.6. Puits QB-42

Dans ce puits, ces carottes ont été prélevées entre les deux profondeurs (3184 m - 3290 m), la majeure partie de cette formation de ces carottes était dominée par deux type des roches, grés et d'argile, en différente forme (angulaire, arrondie, semi-arrondie), avec une

différentes entre les tailles de cette roche et ces grain (grossier, fine, très fine...), elle se caractérise également par une alternance de sédimentation entre les deux roches (grès et d'argile), il a également été noté que la coloration des hydrocarbures était présente en plus grand pourcentage, sur les îles de ce puits par rapport aux puits précédents, où elle a été observée dans la plupart des carottes.

Des fissures non dirigées ont été observées et des ondulations sur certaines îles avec des traces de racines végétales. Il a également été noté la présence de pyrite, d'anhydrite et avec quelques pierres carbonatées.

Des traces de pétrole sont apparues sur certaines carottes, allant de 3239m à 3241m de profondeur. Il a également été observé à une profondeur de 3249m à une profondeur de 3260m.



Figure 18 : Photo représente la coloration aux hydrocarbures [21].

III.6.1. Interprétation

Les formations du puits QB-42 sont identiques aux formations de puits précédentes en termes de types de roches et de leurs caractéristiques en termes de tailles, de formes et de caractéristique de rotation, ce qui nous permet d'expliquer ces formations comme précédemment :

Des grès à angles vifs entrelacés dans des argiles lors de la sédimentation rapide de l'inondation lointaine (dépôts fluviale), tandis que des argiles et des grès à faible angle avec un lit horizontal peuvent refléter des preuves de dépôt dans des eaux peu profondes (lac/marais).

Les formes d'ondulation s'expliquent également par les conditions de faible débit du système. Les fractures tordues et incurvées dirigées au hasard qui en résultent peuvent expliquer les processus de formation du sol, de couverture végétale et de changement climatique au cours de cette période.

III.6. Conclusion

Après avoir décrit les carottes extraites des puits (QB-19, QB-24, QB-31, QB-42) nous concluons que la période de Trias il est composé de séquences typiquement de type fluviatile méandriforme, avec quelques sédiments liés aux lacs et marécages.

Trois types de chaînes fluviales ont été décrits et identifiés dans la description précédente car ils ont été identifiés par le type, les formes et le faciès des roches comme suit :

- **Séquence de chenal actif**

Elle est caractérisée par des galets d'argiles, des conglomérats avec des stratifications entrecroisées, avec une barre sableuse composée de grés grossiers à moyen à stratifications obliques, et levée composée de grés fins, silts à rides de courant de basse énergie.

- **Séquence de chenal de chute**

Dépôts de plaine d'inondation constitués par des argiles à laminations de faible énergie, avec une barre composée de grés grossiers avec quelques stratifications planes ou entrecroisées de haute énergie, et de grés fins, silts à rides de courant de basse énergie.

- **Séquence de crevasse splay**

Caractérisée par des dépôts sableux qui se déversent sur la plaine d'inondation après une rupture au niveau des berges durant une crue de débordement, et par une petite surface de réactivation qui se développe sur les argiles de la plaine d'inondation. Surmontée par des silts argileux de faible énergie, suivis par des grés fins à moyens à rides de courant, et terminant par un matériel plus grossier à stratifications obliques.

CHAPITRE IV :
ETUDE PETROPHYSIQUES

IV.1. Introduction

L'étude des changements de paramètres pétrophysiques (Porosité, perméabilité, saturation) au niveau de réservoir d'un puit à l'autre, est l'une des études les plus importantes dans le domaine des hydrocarbures, pour les conséquences des résultats de ces études, car à travers ces derniers, nous pouvons connaître et déterminer les niveaux qui sont caractérisés par les meilleures caractéristiques et paramètres pétrophysiques, qui seront déterminés comme les meilleurs niveaux de production.

Dans cette étude pétrophysique, nous avons analysés les courbes de distribution des paramètres pétrophysiques par rapport à la profondeur, en plus d'analyser les logs des diagraphies des puits (QB-19 ; QB-24 ; QB-31 ; QB-42), pour faire un découpage des unités de réservoir dans le niveau TAGI .

Le TAGI, qui ont été divisés en trois grandes unités, chacune avec un niveau différent d'un puits à l'autre.

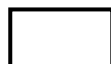
Tableau 5: Les unités de TAGI.

Puits	L'intervalle de TAGI (m)		
	TAGI supérieur	TAGI moyen	TAGI inférieur
QB-19	2984m	3015m	3040m
	3015m	3040m	3095m
QB-24	3240m	3270m	3290m
	3270m	3290m	3332m
QB-31	3224m	3253m	3280m
	3253m	3280m	3213m
QB-42	3185m	3218m	3226m
	3218m	3226m	3285m

Débit de l'unité



Fin de l'unité



IV.2. Résultat et discussion des paramètres pétrophysique

Dans cette analyse nous avons analysés les courbes de distribution des paramètres pétrophysiques par rapport la profondeur :

IV.2.1. Puits QB-19

Tableau 6 : Les paramètres pétrophysiques de puits QB-19.

Paramètre	porosité	Perméabilité horizontale (kh) mD	Vsh(estimation visuelle)
Minimum	3	0.01	0.5
Maximum	24.7	2919.06	8.5

IV.2.1.1. La courbe de porosité %

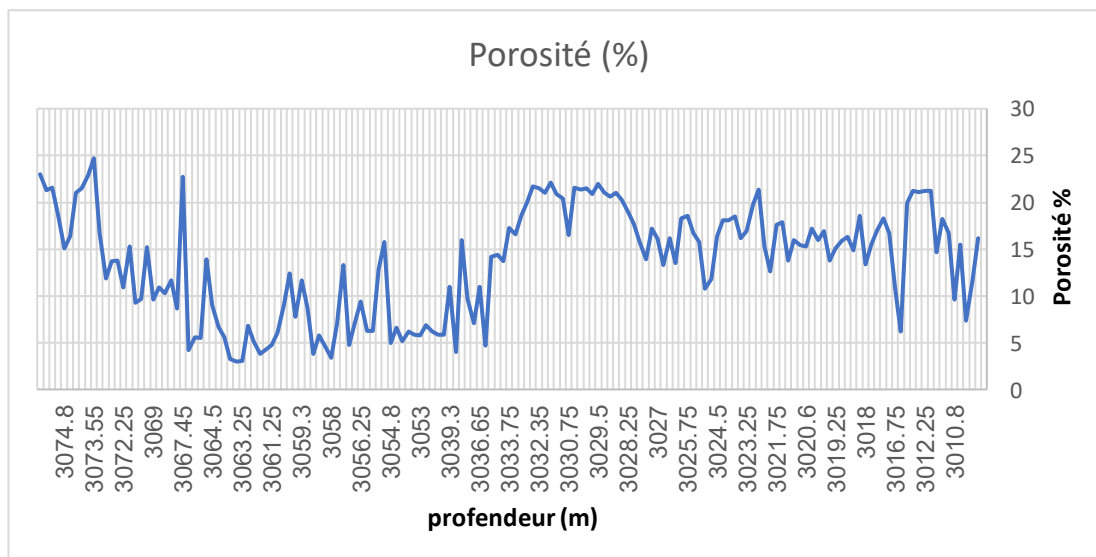


Figure 19 : Courbe de porosité de puits QB-19.

Courbe représentée la porosité selon la profondeur entre 3% et 24.7%, cette variation indiquée le changement des faciès (grés et argile), et l'hétérogène de formation.

IV.2.1.2. La courbe Volume d'argile

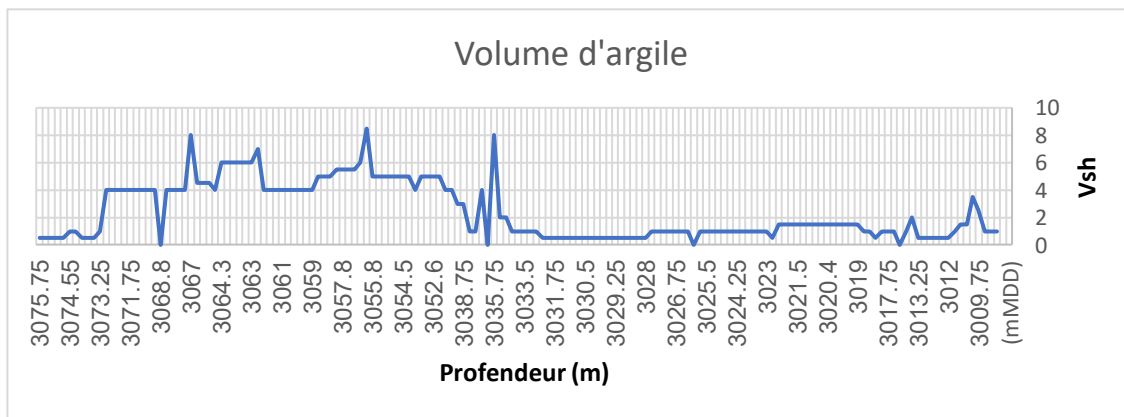


Figure 20 : Courbe de volume d'argile de puits QB-19.

Courbe représentée la volume d'argile selon la profondeur entre 0.5 et 8.5, cette variation indiquée le changement des faciès (grés et argile).

IV.2.1.3. La courbe de perméabilité (K)

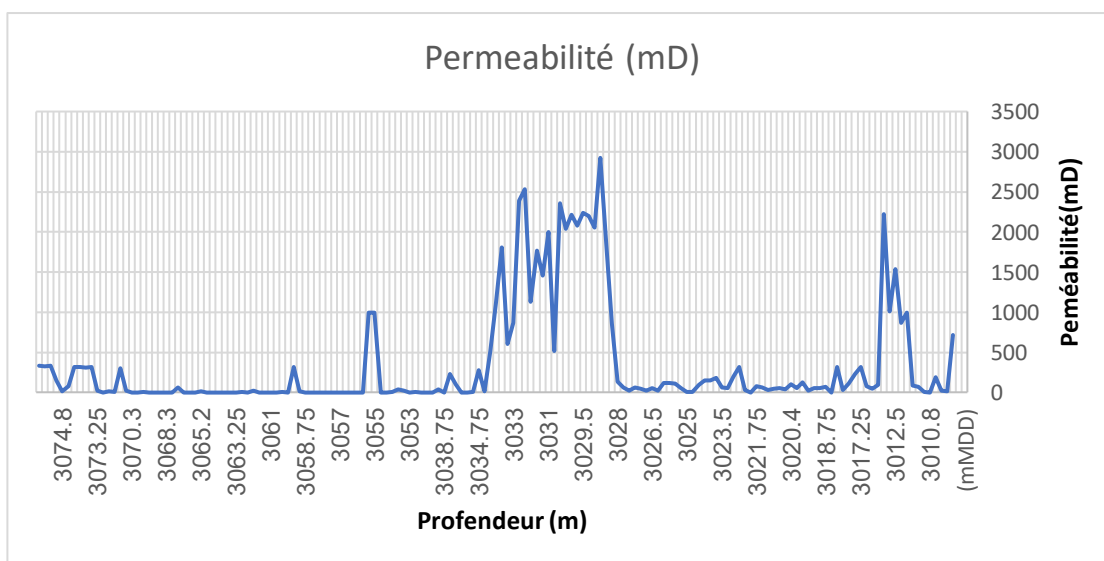


Figure 21 : Courbe de perméabilité de puits QB-19.

Courbe représentée la perméabilité (K) selon la profondeur entre 0.01mD et 2919.06mD, cette variation indiquée le changement des faciès (grés et argile), et l'hétérogène de formation.

IV.2.1.4. Interprétation des courbes

Le puits QB-19 possède de bonnes propriétés de réservoir pétrophysique avec une porosité comprise entre 3% et 24.7% et une perméabilité horizontale comprise entre 0,01mD et

2919.06mD, et ceci est dû à la présence des grés avec de faibles ratios d'argile de 0,5 à 8.5 dans certains les niveaux.

IV.2.2. Puits QB-24

Tableau 7 : les paramètres pétrophysiques de puits QB-24

Paramètre	porosité	Perméabilité horizontale (kh) mD	Vsh(estimation visuelle)
Minimum	4.9	0.01	0.5
Maximum	24.6	3909.177	4.5

IV.2.2.1. La courbe de porosité

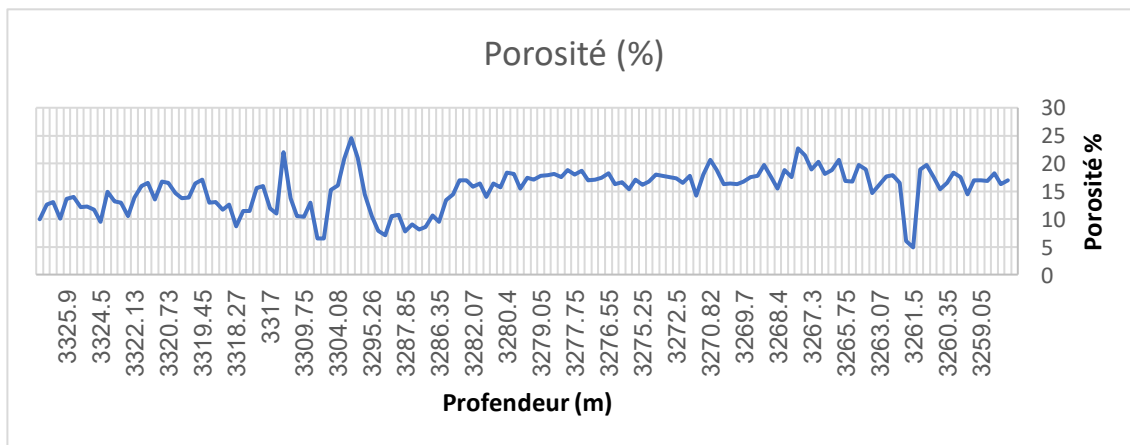


Figure 22 : Courbe de porosité de puits QB-24.

Courbe représentée la porosité selon la profondeur entre 4.9% et 24.6%, cette variation indiquée le changement des faciès (grés et argile), et l'hétérogène de formation.

IV.2.2.2. La courbe de volume d'argile

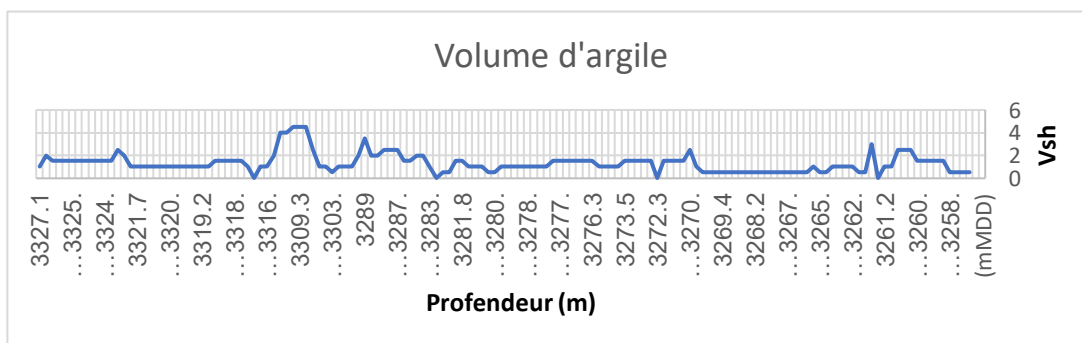


Figure 23 : Courbe de volume d'argile de puits QB-24.

Courbe représentée le volume d'argile selon la profondeur entre 05 et 4.5 cette variation indiquée le changement des faciès (grés et argile).

IV.2.2.3. La courbe de Perméabilité (K)

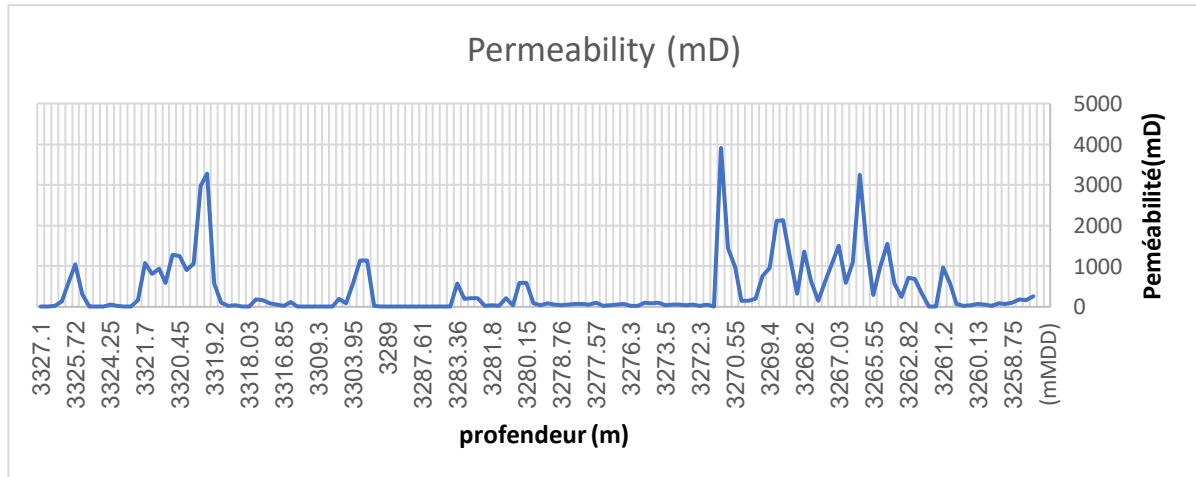


Figure 24 : Courbe de perméabilité de puits QB-24.

Courbe représentée la perméabilité (K) selon la profondeur entre 0.01 et 3909.177, cette variation indiquée le changement des faciès (grés et argile), et l'hétérogène de formation.

IV.2.2.4. Interprétation des courbes

Le puits QB-24 possède de bonnes propriétés de réservoir pétrophysique avec une porosité comprise entre 2,4% et 22.6% et une perméabilité horizontale comprise entre 0,01mD et 3909.177mD, et ceci est dû à la présence des grés avec de faibles ratios d'argile de 0,5 à 4.5 dans certains les niveaux.

IV.2.3. Puits QB-31

Tableau 8 : Les paramètres pétro-physiques de puits QB-31.

Paramètre	porosité	Perméabilité horizontale (kh) mD	Vsh(estimation visuelle)
Minimum	4.6	0.01	0.5
Maximum	20	2536.628	7

IV.2.3.1. La courbe de porosité

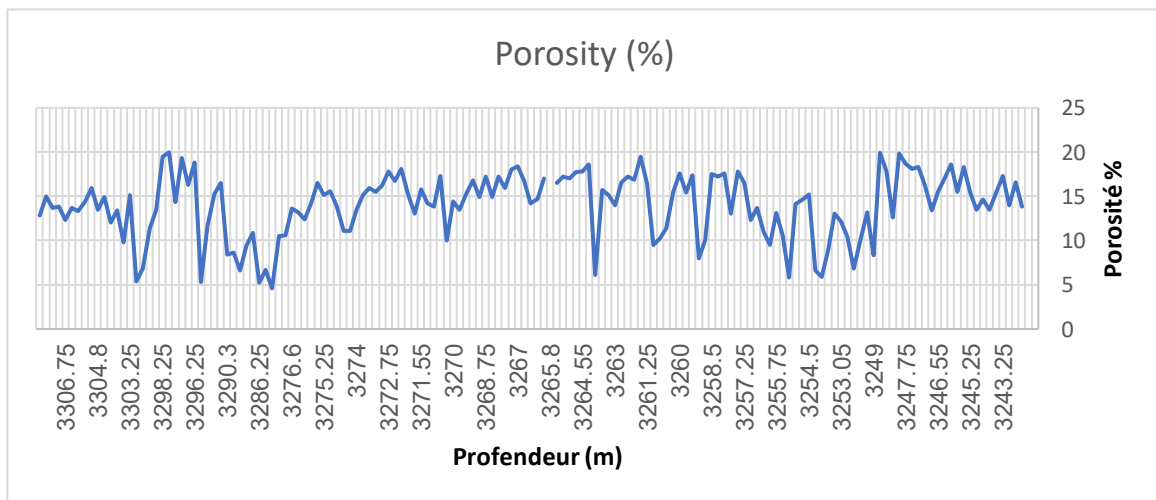


Figure 25 : Courbe de porosité de puits QB-31.

Courbe représentée la porosité selon la profondeur entre 4.6% et 20%, cette variation indiquée le changement des faciès (grés et argile), et l'hétérogène de formation.

IV.2.3.2. La courbe Volume d'argile

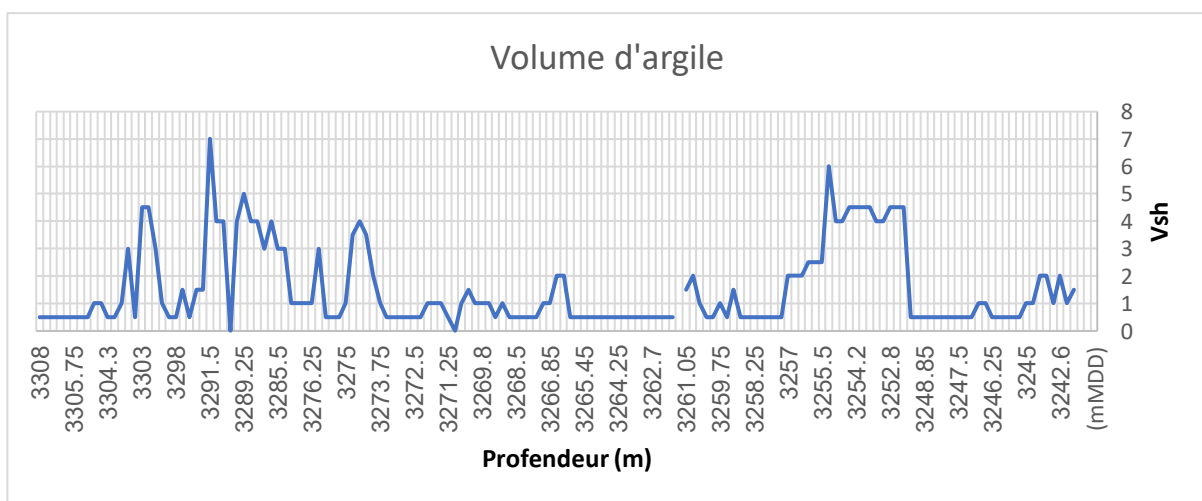


Figure 26 : Courbe de volume d'argile de puits QB-31.

Courbe représentée le volume d'argile selon la profondeur entre 0.5 et 7, cette variation indiquée le changement des faciès (grés et argile).

IV.2.3.3. La courbe de perméabilité (K)

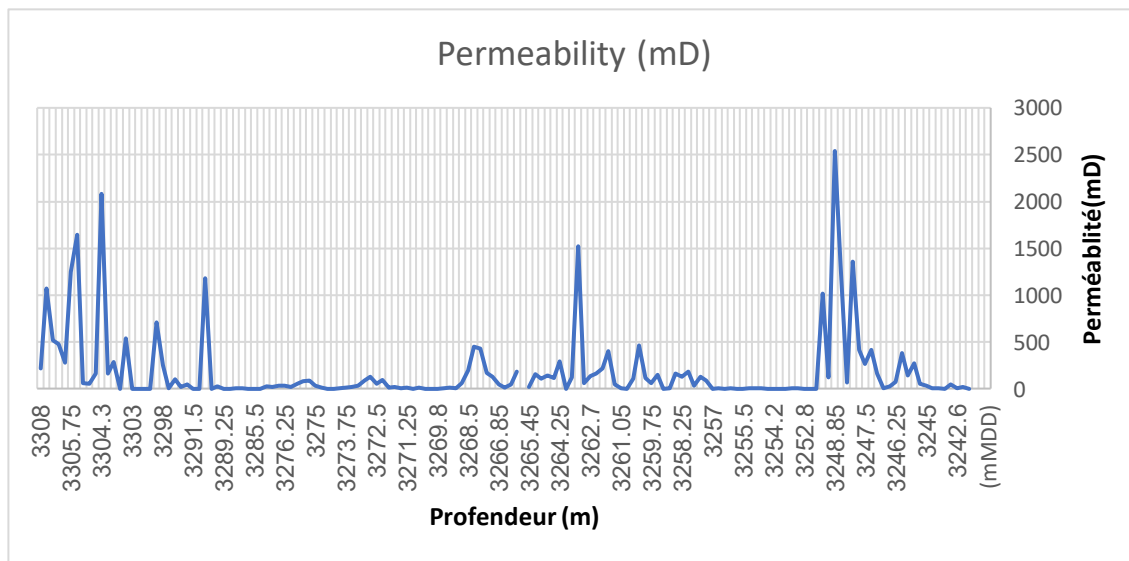


Figure 27 : Courbe de perméabilité de puits QB-31.

Courbe représentée la perméabilité (K) selon la profondeur entre 0.01mD et 2536.628mD cette variation indiquée le changement des faciès (grés et argile), et l'hétérogène de formation.

IV.2.3.4. Interprétation des courbes

Le puits QB-31 possède de bonnes propriétés de réservoir pétrophysique avec une porosité comprise entre 4,6% et 20% et une perméabilité horizontale comprise entre 0.01 et 2536.628 et ceci est dû à la présence des grés avec de faibles ratios d'argile de 0.5 à 8.5 dans certains les niveaux.

IV.2.4. Puits QB-42

Tableau 9 : Les paramètres pétro-physiques de puits QB-42.

Paramètre	porosité	Perméabilité horizontale (kh) mD	Vsh(estimation visuelle)
Minimum	2.4	0.01	0.5
Maximum	22.6	3447.029	7

IV.2.4.1. La courbe de porosité

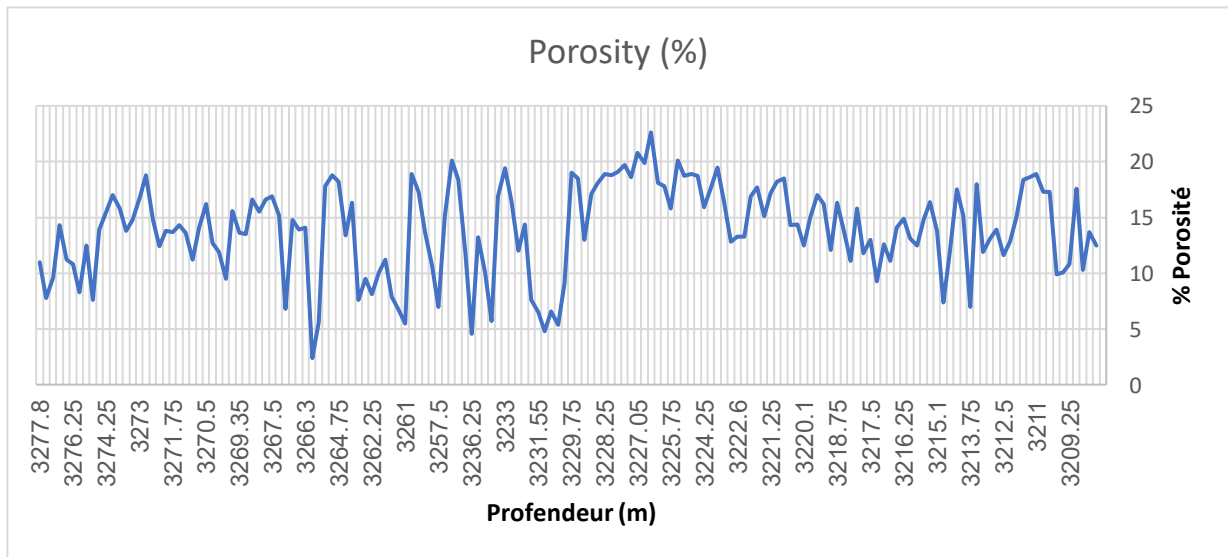


Figure 28 : Courbe de porosité de puits QB-42.

Courbe représentée la porosité selon la profondeur entre 2.4% et 22.6%, cette variation indiquée le changement des faciès (grés et argile), et l'hétérogène de formation.

IV.2.4.2. La courbe de volume d'argile

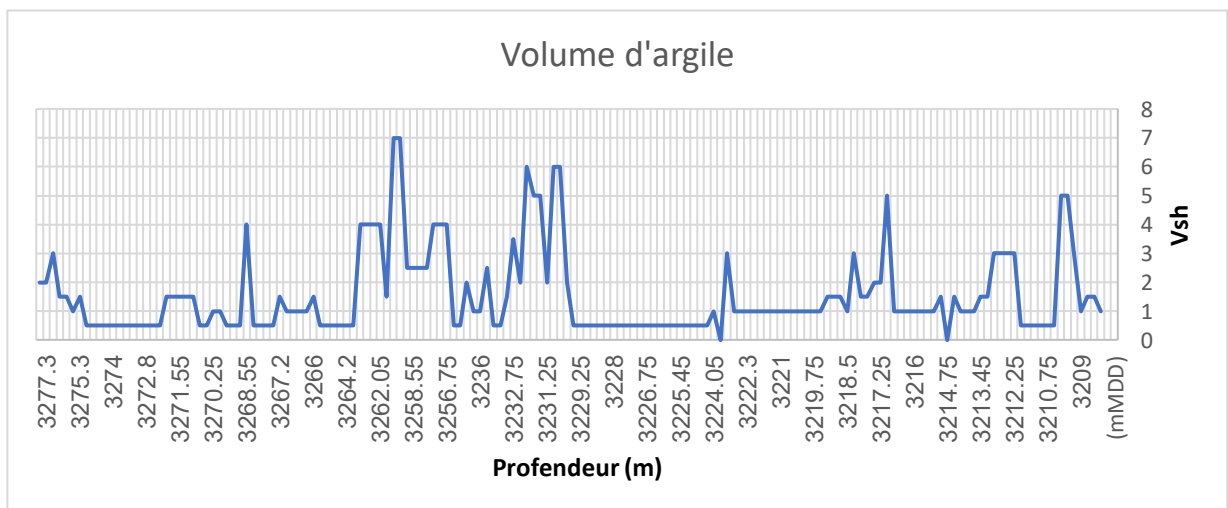


Figure 29 : Courbe de volume d'argile de puits QB-42.

Courbe représentée le volume d'argile selon la profondeur entre 0.5 et 7, cette variation indiquée le changement des faciès (grés et argile).

IV.2.4.3. La courbe de perméabilité (K)

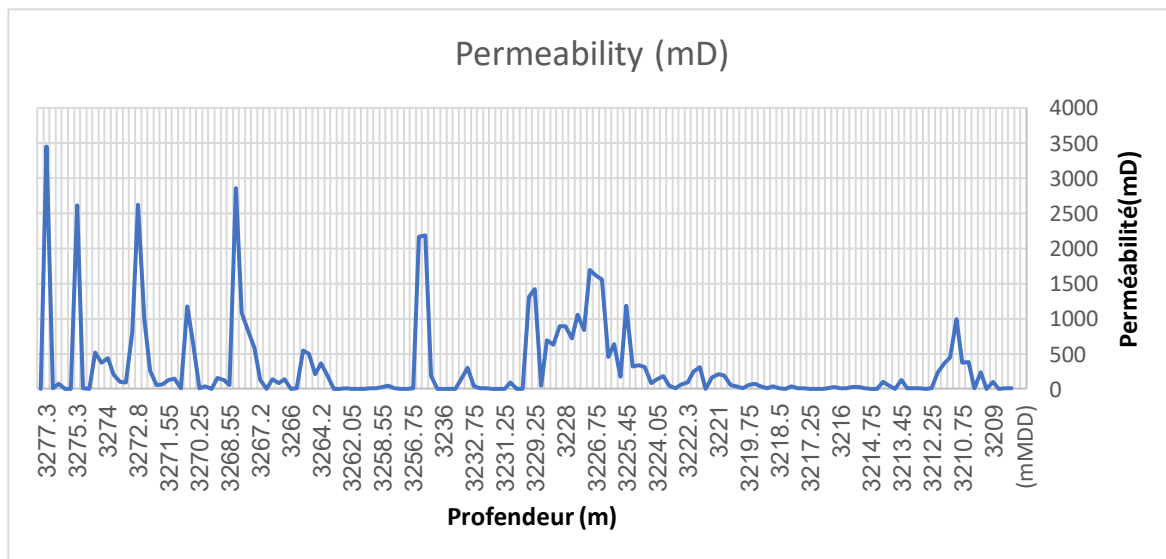


Figure 30 : Courbe de perméabilité de puits QB-42.

Courbe représentée la perméabilité (K) selon la profondeur entre 0.01mD et 3447.029mD, cette variation indiquée le changement des faciès (grés et argile), et l'hétérogène de formation.

IV.2.4.4. Interprétation des courbe

Le puits QB-42 possède de bonnes propriétés de réservoir pétrophysique avec une porosité comprise entre 2,4% et 22.6% et une perméabilité horizontale comprise entre 0,01mD et 3447.029mD, et ceci est dû à la présence des grés avec de faibles ratios d'argile de 0,5 à 7 dans certains les niveaux.

IV.3. L'analyse diagraphique des loges

IV.3.1. Puits QB-19

Dans ce puit en à déterminées deux réservoirs dans les intervalles comme suivent :

IV.3.1.1. L'intervalle (3009m à 3040m)

Dans cet intervalle analysé des données diagraphie montre que les caractéristiques pétrophysiques, de porosité varie entre (4% à 21.7%), et la perméabilité horizontale varie entre (0.069mD à 2532.096 mD), est avec un volume d'argile (estimation visuelle) varie entre (0.5 à 8).

La plupart de cette intervalle localisée dans l'unité TAGI moyen, est caractérisé les grés fissurés et quelque niveau d'argile.

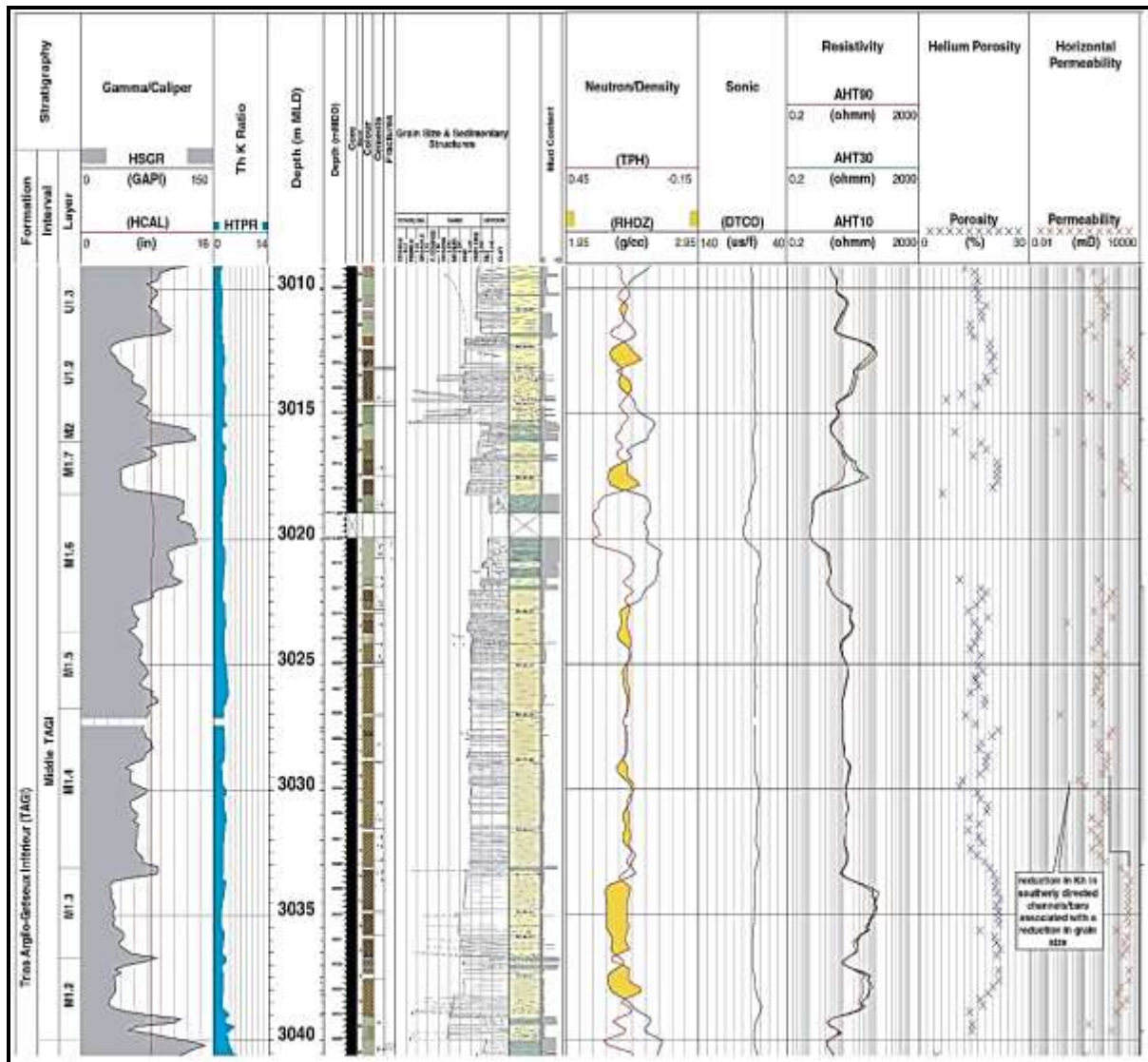


Figure 31: Logs diagraphiques de puits QB-19 (3009m à 3040m) [17].

IV.3.1.2. L'intervalle 3048.5m à3094m :

Dans cet intervalle analysé des données diagraphie montre que les caractéristiques pétrophysiques, de porosité varie entre (3% à 24.7%), et la perméabilité horizontale varie entre (0.01mD à 334.293 mD), est avec un volume d'argile (estimation visuelle) varie entre (0.5 à 8.5).

Cet intervalle localisé dans l'unité TAGI inférieur, est caractérisé par les grés fissurés et quelque niveau d'argile.

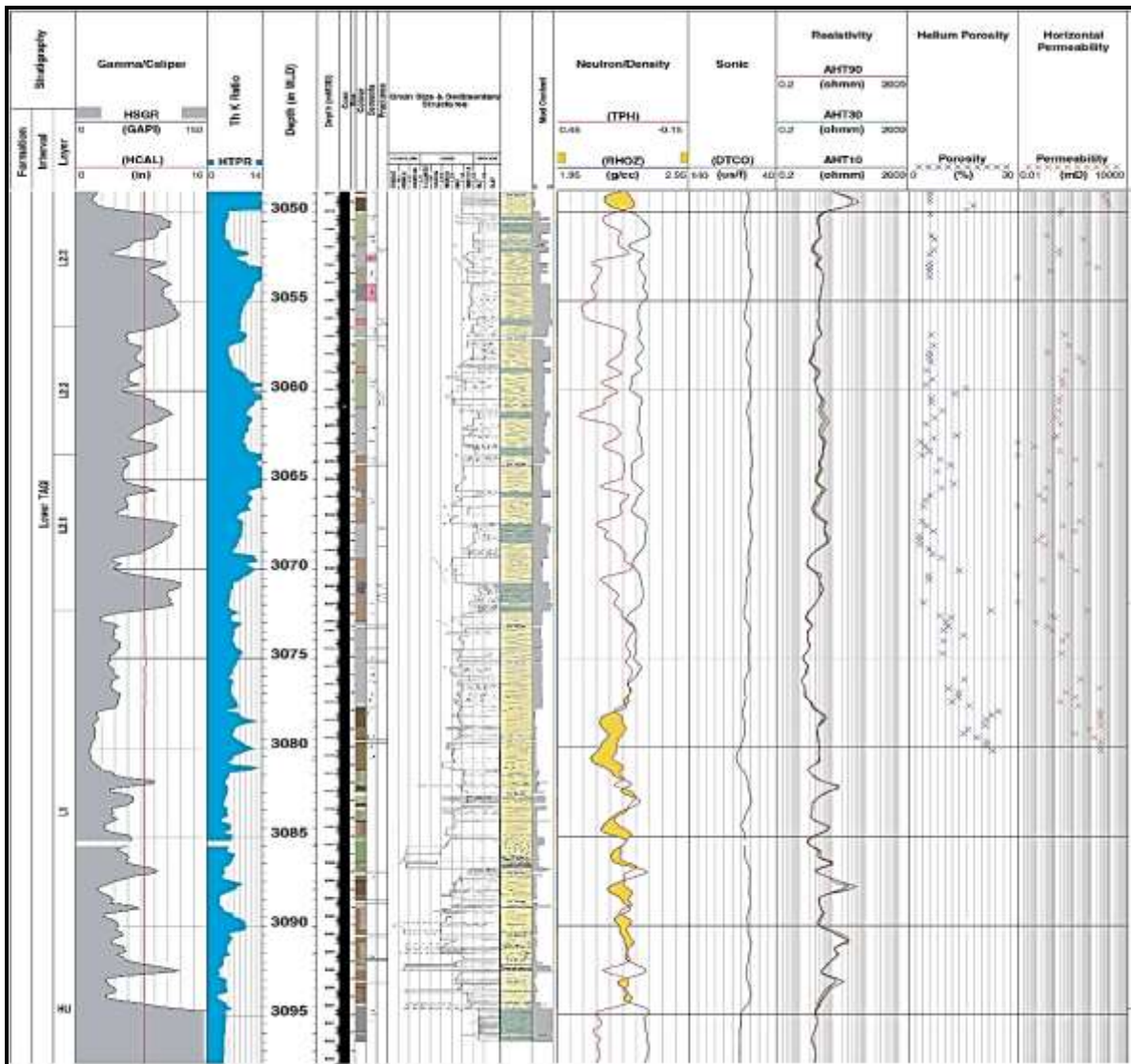


Figure 32: Logs diagraphiques de puits QB-19 (3048.5m à 3094m) [17].

IV.3.2. Puits QB-24

Dans ce puit en a déterminées deux réservoirs dans les intervalles comme suivent :

IV.3.2.1. L'intervalle 3258m à 3289m

Dans cet intervalle analysé des données diagraphie montre que les caractéristiques pétrophysiques, de porosité varie entre (4.9% à 22.7%), et la perméabilité horizontale varie entre (0.01mD à 3909.177 mD), est avec un volume d'argile (estimation visuelle) varie entre (0.5 à 3.5).

Cet intervalle localisé dans les unités TAGI (supérieur et moyen), est caractérisé les grés fissurés et quelque niveau d'argile.

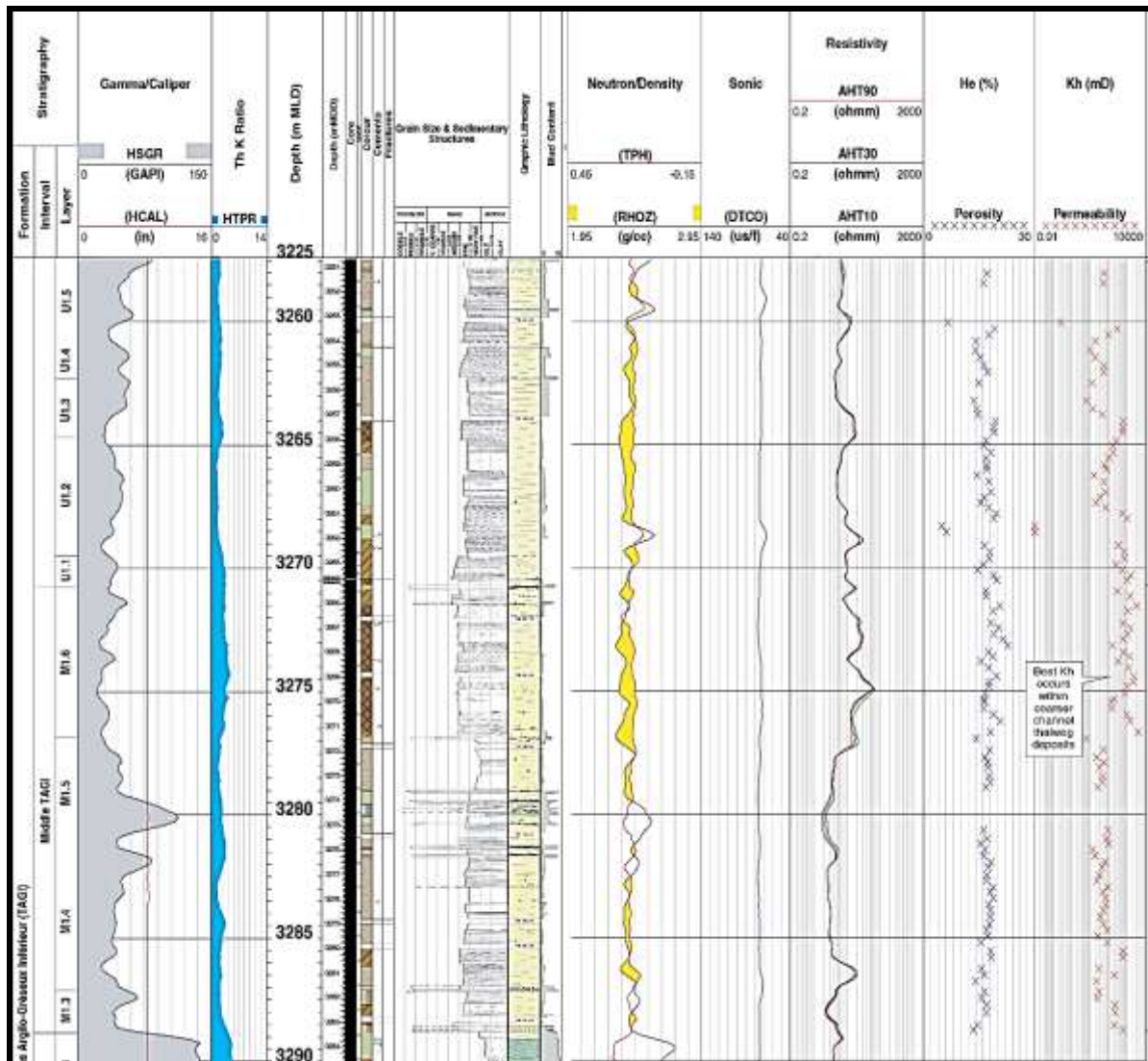


Figure 33: Logs diagraphiques de puits QB-24 (3258m à 3289m) [17].

IV.3.2.1. L'intervalle 3292m à 3332.5m :

Dans cet intervalle analysé des données diagraphie montre que les caractéristiques pétrophysiques, de porosité varie entre (6.5% à 24.6%), et la perméabilité horizontale varie entre (0.98mD à 3271.203 mD), est avec un volume d'argile (estimation visuelle) varie entre (0.5 à 4.5).

Cet intervalle localisé dans l'unité TAGI inférieur, est caractérisé les grés fissurés et quelque niveau d'argile.

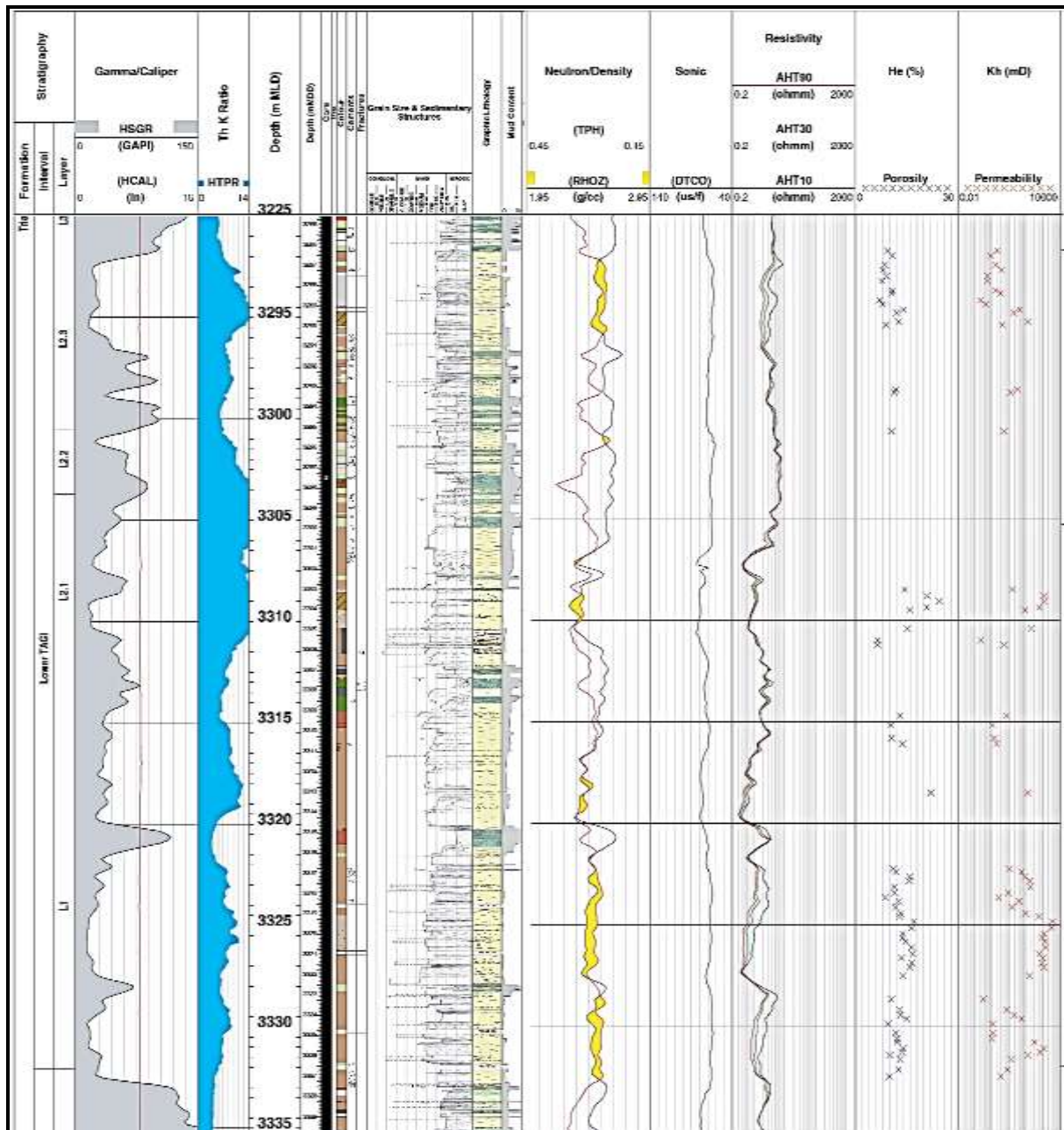


Figure 34 : Logs diagraphiques de puits QB-24 (3292m à 3332.5m) [17].

IV.3.3. Puits QB-31

Dans ce puit en à déterminées un réservoir gréseux dans l'intervalle de (3242m à 3313m). Cet intervalle analysé des données diagraphie montre que les caractéristiques pétrophysiques, de porosité varie entre (4.6% à 19.9%), et la perméabilité horizontale varie entre (0.01mD à 2536.628 mD), est avec un volume d'argile (estimation visuelle) varie entre (0.5 à 5).

La plupart de cette intervalle localisée dans les unités TAGI (moyen et inférieur), est caractérisé les grés fissurés et quelque niveau d'argile.

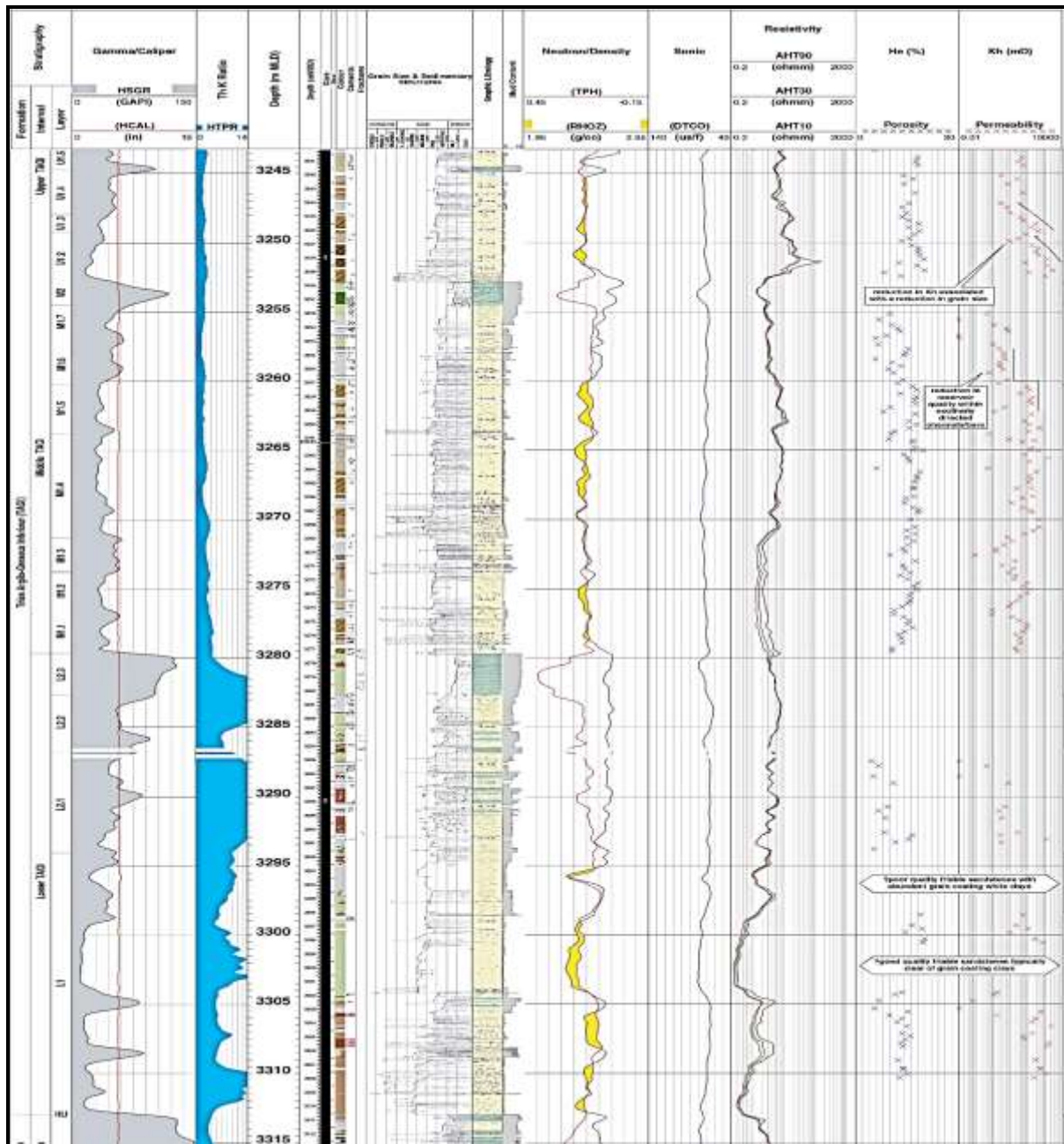


Figure 35: Logs diagraphiques de puits QB-31 (3242m à 3313m) [17].

IV.3.4. Puits QB-42

Dans ce puit en a déterminées deux réservoirs dans les intervalles suivant :

IV.3.4.1. L'intervalle 3208m à 3240m

Dans cet intervalle analysé des données diagraphie montre que les caractéristiques pétrophysiques, de porosité varie entre (4.6% à 20.8%), et la perméabilité horizontale varie entre (0.01mD à 2168.339 mD), est avec un volume d'argile (estimation visuelle) varie entre (0.5 à 6).

Cet intervalle localisé dans l'unité TAGI (supérieur et moyen), est caractérisé les grés fissurés et quelque niveau d'argile.

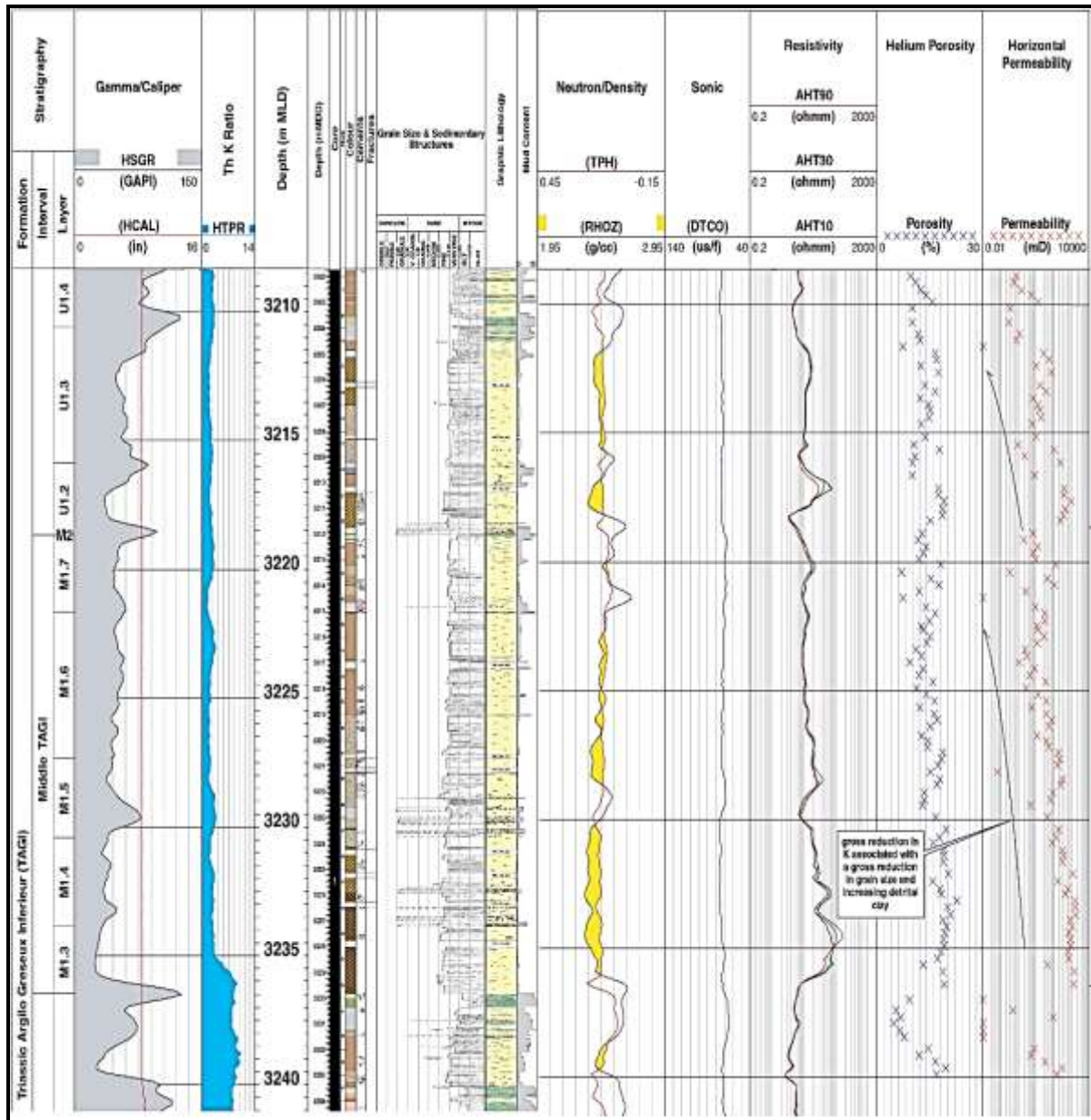


Figure 36: Logs diagraphiques de puits QB-42 (3208m à 3240m) [17].

IV.3.4.2. L'intervalle 3257m à 3285m

Dans cet intervalle analysé des données diagraphie montre que les caractéristiques pétrophysiques, de porosité varie entre (2.4% à 18.9%), et la perméabilité horizontale varie entre (0.01mD à 3447.029 mD), est avec un volume d'argile (estimation visuelle) varie entre (0.5 à 4).

Cet intervalle localisé dans l'unité TAGI inférieur, est caractérisé les grés fissurés et quelque niveau d'argile.

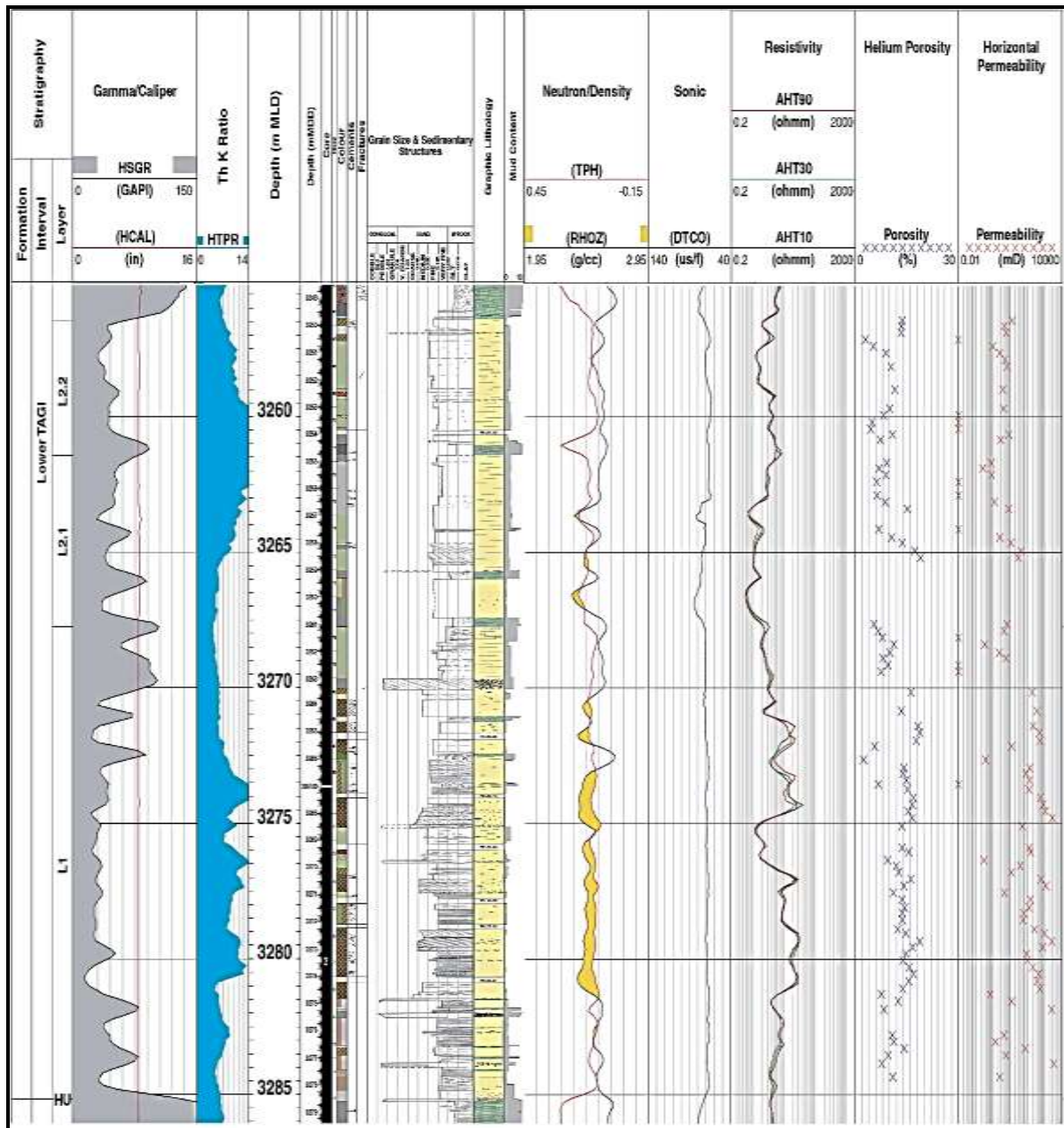


Figure 37: Logs diagraphiques de puits QB-42 (3257m à 30285m) [17].

IV.4. Conclusion

L'utilisation des outils de diagraphie lors du forage pétrolier dans les conditions de pression et de température d'origine des formations et des paramètres pétrophysiques, avec la description des carottes. Des périodes intéressantes de grès se révèlent à TAGI.

Associés à ces propriétés, plusieurs niveaux imprégnés ont été observés lors de la description primaire confirmant la richesse de ces niveaux d'hydrocarbures.

D'après l'analyse des logs diagraphiques et des paramètres pétrophysiques, TAGI a de bonnes propriétés réservoir, car ce dernier montre des valeurs élevées de porosité entre (2 à 24%), une perméabilité horizontale d'environ 3.909.177 md, et une très faible teneur en argile dans une estimation visuelle de (0,5 à 8,5)

Et à partir de là, nous pouvons conclure que le TAGI contient l'un des réservoirs les plus importants du champ d'Ourhoud dans le bassin de Berkine en raison de ses caractéristiques pétrophysiques.

CONCLUSION GENERAL

Conclusion générale

Notre mémoire de fin d'études est basé sur les données (les paramètres pétrophysiques), sédimentologiques et diagraphiques de la région d'Ourhoud. Elle nous a permis de mieux caractériser le TAGI (Trias argileux gréseux inférieur).

D'après la description des carottes permet la reconnaissance des environnements de dépôts a résolu quelques ambiguïtés, ceci en se basant sur les différentes structures sédimentaires (Bioturbations, stratifications oblique et entrecroisées, rides de courant...etc.), la présence de charbon et de minéraux caractéristiques tel que la pyrite, l'anhydrite, remobilisation des fissures. L'édification d'un delta nécessite une grande quantité de matériel détritique acheminée par des systèmes fluviaux, ce qui implique que ces deux systèmes sont indissociables dans la nature .

La description des carottes a aussi démontré plusieurs niveaux d'hydrocarbures et montre que cet étage est très prometteur et devrait être plus considéré lors des prochains puits d'explorations aux futures.

Les enregistrements de résistivité et de densité avec neutron, ainsi que de rayon gamma à partir desquels des informations supplémentaires concernant les environnements de dépôt ont été fournies, et des paramètres pétrophysiques ont été déterminés nous permettant de déterminer les niveaux de réservoir à travers chaque puits.

D'après toutes nos études, TAGI à des bonnes propriétés de réservoir car il montre des bonnes valeurs de porosité et perméabilité. De ce point de vue, on peut conclure que TAGI contient l'un des réservoirs les plus importants du champ d'Ourhoud dans le bassin de Berkine, ce qui nécessite des études complémentaires dans le futur à l'échelle de ce bassin.

Résumé

Résumé

Le champ d'Ourhoud est situé à la province orientale dans le bassin de Berkine. Ce champ est caractérisé comme l'un des gisements d'huile et de gaz les plus importants dans les bassins Triasiques. Ces gisements sont concertés au niveau du réservoir du TAGI.

L'objectif de cette étude est la reconnaissance des environnements de dépôts, et déterminer les niveaux de réservoir, Pour réaliser cette étude, nous nous sommes appuyées sur la description des carottes des puits (QB-19, QB-24, QB-31, QB-42), et l'analyse avec l'interprétation des logs diagraphiques et les paramètres pétrophysiques de ces puits.

- D'après la description des carottes l'environnements de dépôts de TAGI, est un système fluvatile. La description des carottes a aussi démontré plusieurs niveaux d'hydrocarbures.
- D'après l'analyse et l'interprétation des logs diagraphiques et les paramètres pétrophysiques perme et déterminer des niveaux de réservoir de TAGI à bonne caractéristique pétrophysiques.

Abstract

The Ourhoud field is located in the eastern province in the Berkine basin. This field is characterized as one of the most important oil and gas deposits in the Triassic basins. These deposits are concerted at the level of the TAGI reservoir.

The objective of this study is the recognition of deposit environments, and determines the reservoir levels. To carry out this study, we relied on the description of the cores of the wells (QB-19, QB-24, QB-31, QB-42), and the analysis with the interpretation of the well logs and the petrophysical parameters of these wells.

- According to the description of the cores, the TAGI deposit environment is a fluvial system. The description of the carrots also showed several levels of hydrocarbons.
- Based on the analysis and interpretation of well logs and petrophysical parameters, it is possible to determine TAGI reservoir levels with good petrophysical characteristics.

ملخص

يقع حقل أورهود بالمنطقة الشرقية في حوض بركين. يتميز هذا الحقل بأنه أحد أهم رواسب النفط والغاز في الأحواض الترياسية. يتم تنسيق هذه الرواسب على مستوى خزان TAGI.

الهدف من هذه الدراسة هو التعرف على بيانات الرواسب وتحديد مستويات الخزان ولإجراء هذه الدراسة اعتمدنا على وصف نوى الآبار (QB-19، QB-24، QB-31، QB-42)، والتحليل مع تفسير سجلات الآبار والمعايير البتروفيزيائية لهذه الآبار.

- وفقاً لوصف النوى، فإن بيئة إيداع TAGI هي نظام مائي. أظهر وصف الجزر أيضاً عدة مستويات من الهيدروكربونات.
- بناءً على تحليل وتفسير سجلات الآبار والمعايير البتروفيزيائية، من الممكن تحديد مستويات خزان TAGI بخصائص بيتروفيزيائية جيدة.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Références Bibliographiques

- [1] Beldjilali,W. 2013. Contribution a l'étude de quelque gisements petroliers dans le sud-est algerien.Thèse de Master. L'uni versite abou bekr belkaid-temcen.
- [2] Watermark, R ,2007. Well Evaluation Conference Algérie .
- [3] Aouissi. N; Chikh .N. 2019. Etude pétrophysique et sédimentologique des séries du Silurien Argilo- Gréseux (SAG): application des diagraphies à l'analyse séquentielle de la région de Taouil, (Berkine Ouest, Sahara, Algérie). Thèse de Master. Université mouloud mammeri de tizi ousou.120
- [4] Malla, .A. Ouyahia, S, 2016. Caracterisation du passage carbonifere-trias dans la region de sif fatima - bassin de berkine; se algerie .Thèse de Master Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene.
- [5] Arribas, J. et al. 2002 .Diagenesis , provenance and reservoir quality of Triassic TAGI sandstones from Ourhoud field , Berkine (Ghadames) Basin , Algeria Mar. Marine and Petroleum Geology 19. 118 - 144.
- [6] Ben abdelkrim, M., 2015. Interprétation Géodynamique des Configurations Sismiques marqueurs événementiels aux applications des Systèmes pétroliers dans le Bassin de Berkine Est, (Plate-forme Saharienne, Algérie). Thèse de Master. Université de Constantine (I).159
- [7] Boudjema, A,1987. Evolution Structurale du Bassin Petrolier (Triasique) du Sahara Nord Oriental (Algerie) . These de Doctorat. univ de PARIS-SUD.
- [8] Watermark, R . Well Evaluation Conference Algérie 2007 2–35
- [9] Askri, H. et al, .2000. Géologie de l'Algérie Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement. 93.
- [10] T. Needham. et al .2016. Faulting and fault sealing in the TAGI Formation of the Ourhoud Field Pet. Geosci. 14 379–88
- [11] Salvadores, J. et la . 2020 Reservoir Characterization of the Upper Triassic Fluvial Sandstones in the Giant Ourhoud Field (Berkine Basin, Algeria) EAGE 66th Conf. Exhib. 7–10
- [12] Hamidouche. N . Tazarart T. 2013. Etude d'élimination des sels dans le pétrole brut d'Ourhoud (Hassi-Messaoud). Thèse de Master. Université A.Mira de Bejaia
- [13] P. Turner .et al. 2001 . Sequence stratigraphy and sedimentology of the late Triassic TAG-I (Blocks 401 / 402 , Berkine Basin , Algeria). Marine and Petroleum Geology. 987-960
- [14] Aneur. Z .2019. Exploration des hydrocarbures. Polycopie du module : Exploration des hydrocarbures. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [15] Zengui, M . Rabia, B., 2018. Etude des caractéristiques de paramètres pétrophysiques du champ pétrolier de Rhourde Elbaguel dans la partie Est du Sahara Algérie gisement Bhiret Aissa. Thèse de Master . Université kasdi merbah - ouargla. 101.
- [16] I F P T . 2006 Initiation gisement.diagraphie. enspm formation Industrie IFP training.51
- [17] James. A, Adamson . N . and Sabaou . N 2004 Sedimentology Study of the Triassic Argilo- Grèseux Inférieur (TAGI) Formation within wells QB-19 , QB-24 , QB-31 and QB-42 , of the Ourhoud Field , Onshore Algeria. badley ashton reservoir geoscience.92
- [18] Photo des carottes de piuts QB-19 and Sonatrach QB19-RC-I-10007.pdf

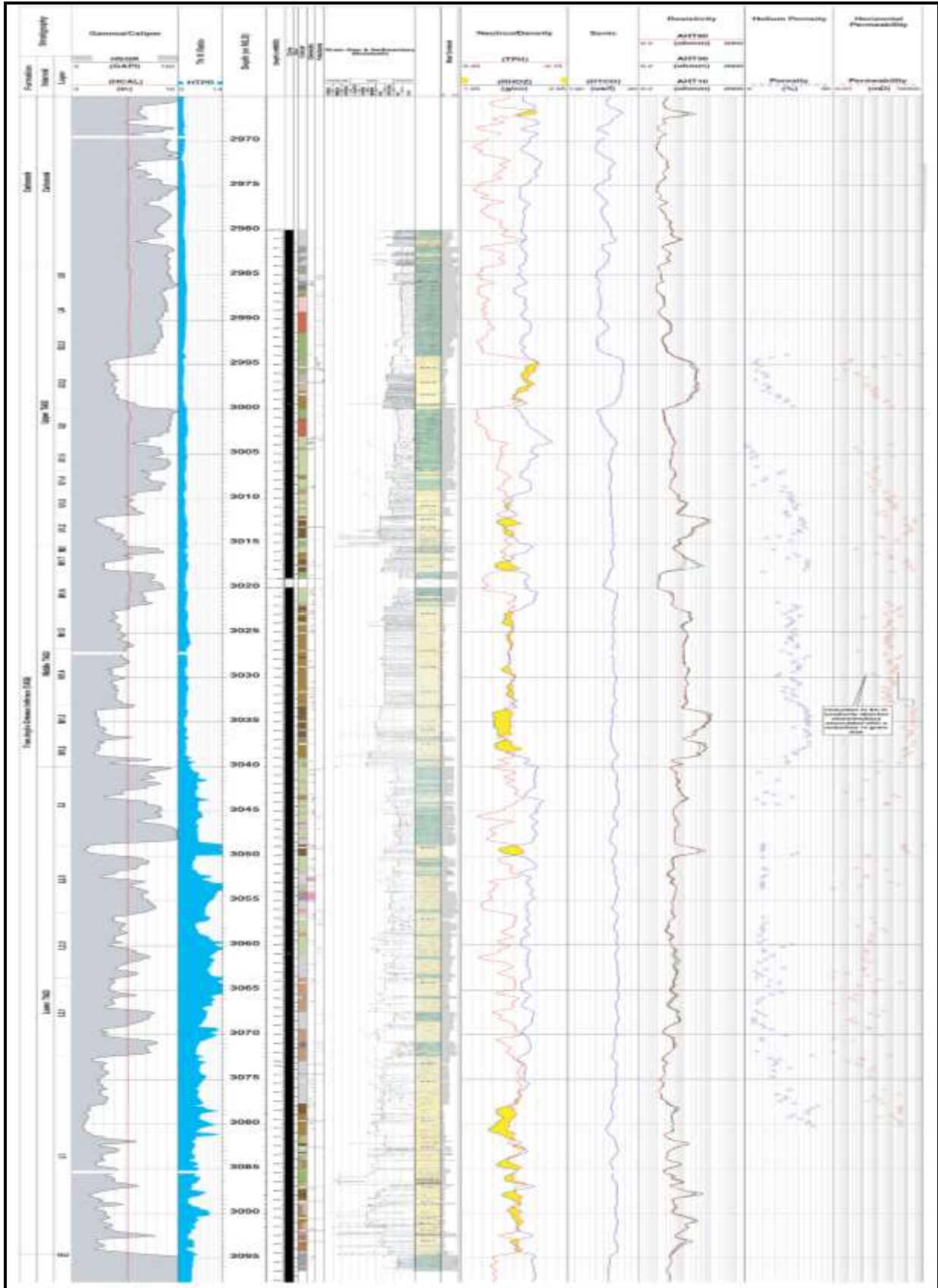
- [19] Photo des carottes de puits QB-24 and Sonatrach QB24-RT-I-10001.pdf
- [20] Photo des carottes de piutsQB-31 and Sonatrach QB31-RC-I-10001.pdf
- [21] Photo des carottes de piutsQB-42 and Sonatrach QB41-RT-I-10001.pdf

ANNEXES

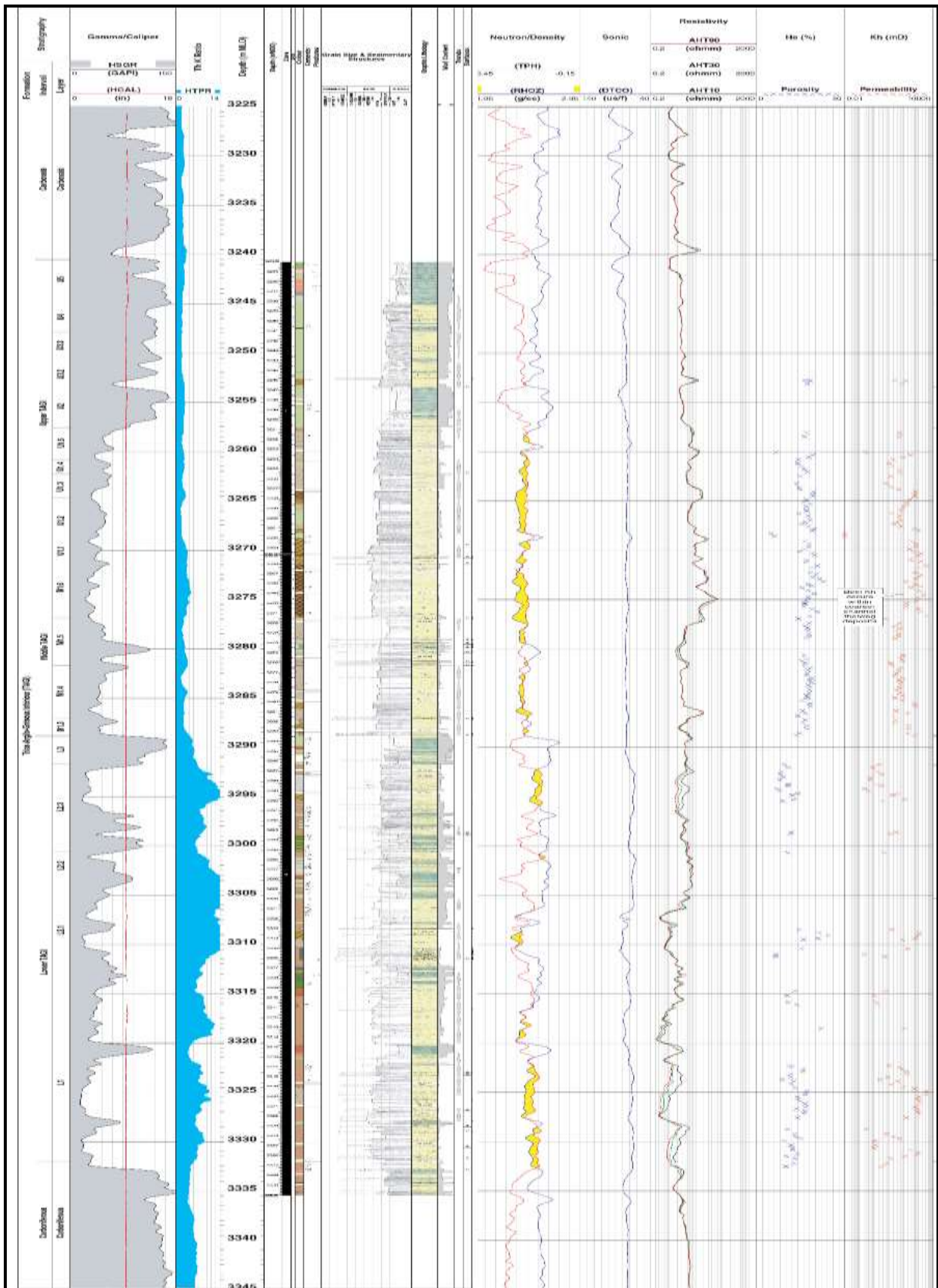
LISTE DES ANNEXES

1. Corrélation des logs diagraphiques et des logs sédimentologiques

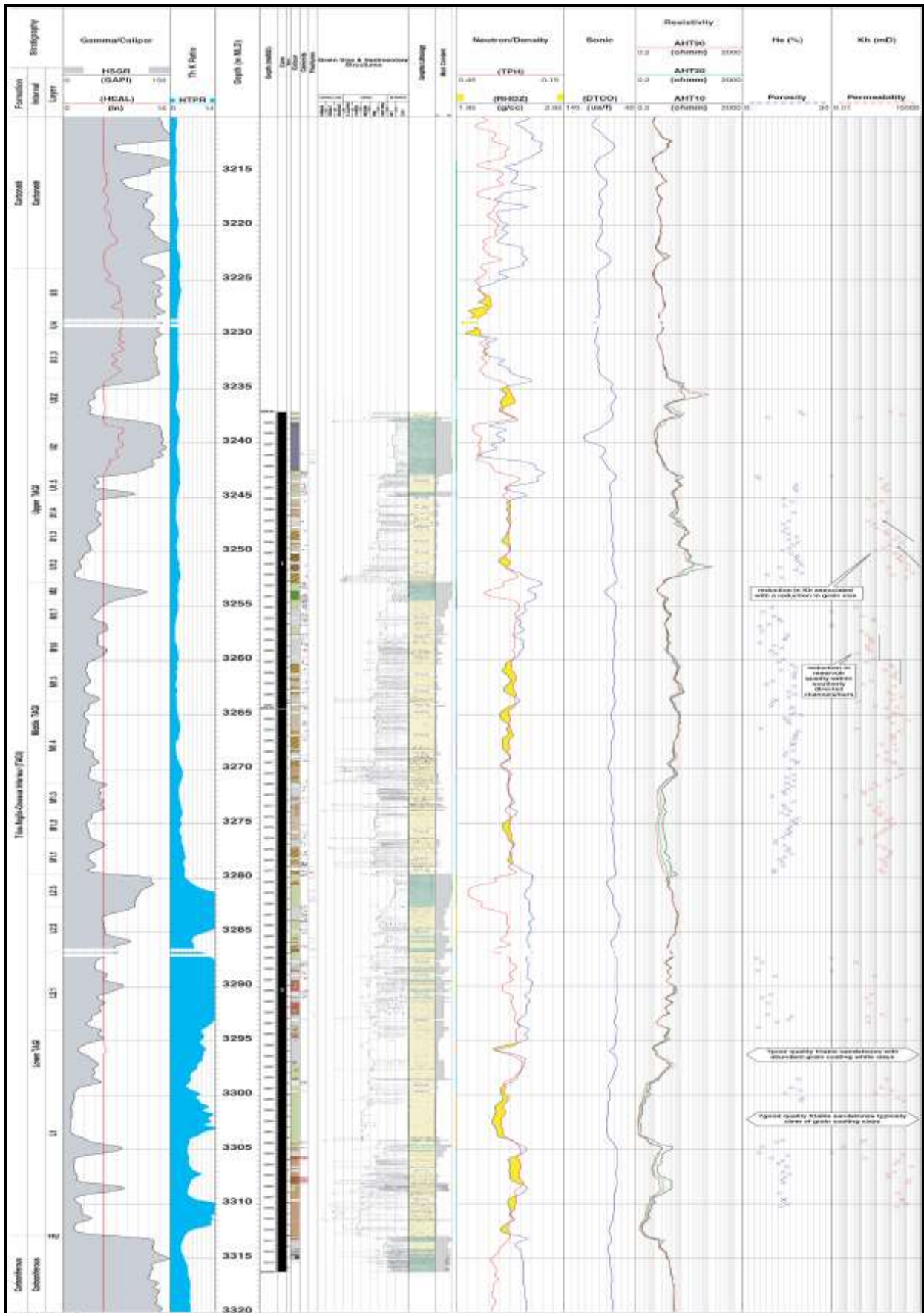
1.1 Puits QB-19



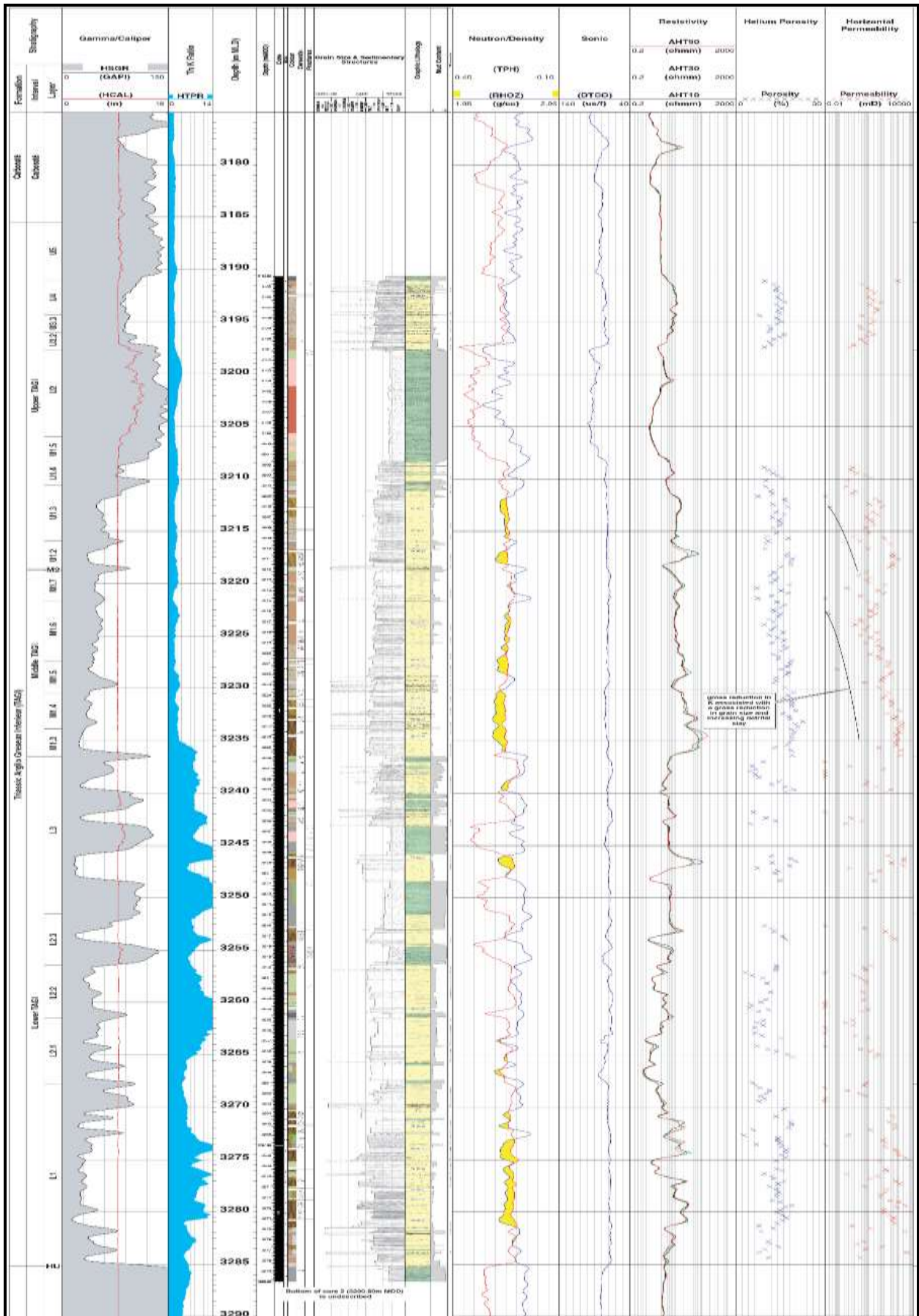
1.2. Puits QB-24



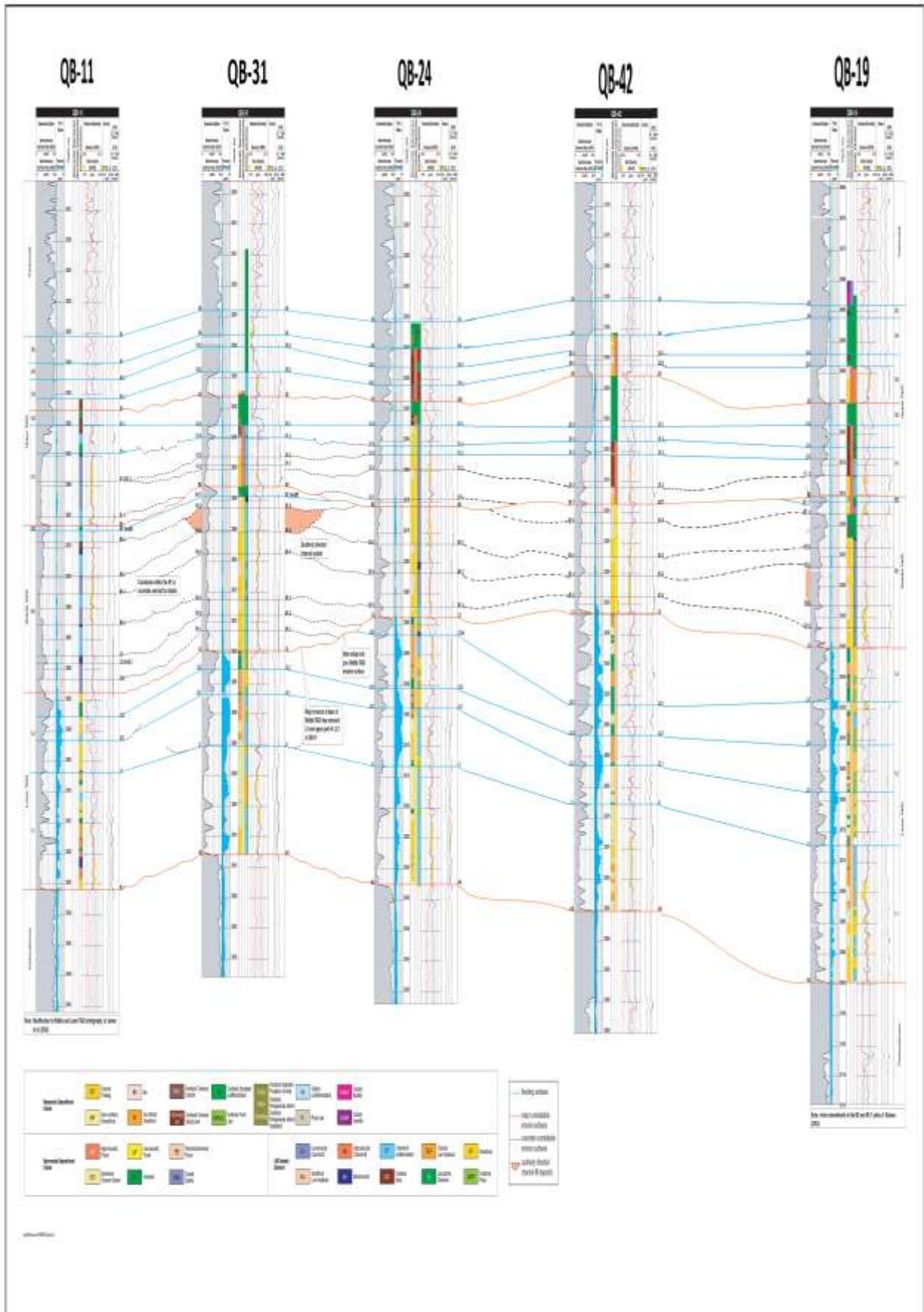
1.3. Puits QB-31



1.4. Puits QB-42



2. Corrélation des puits



3. Reconstitution paléogéographie de TAGI de bassin de Berkine

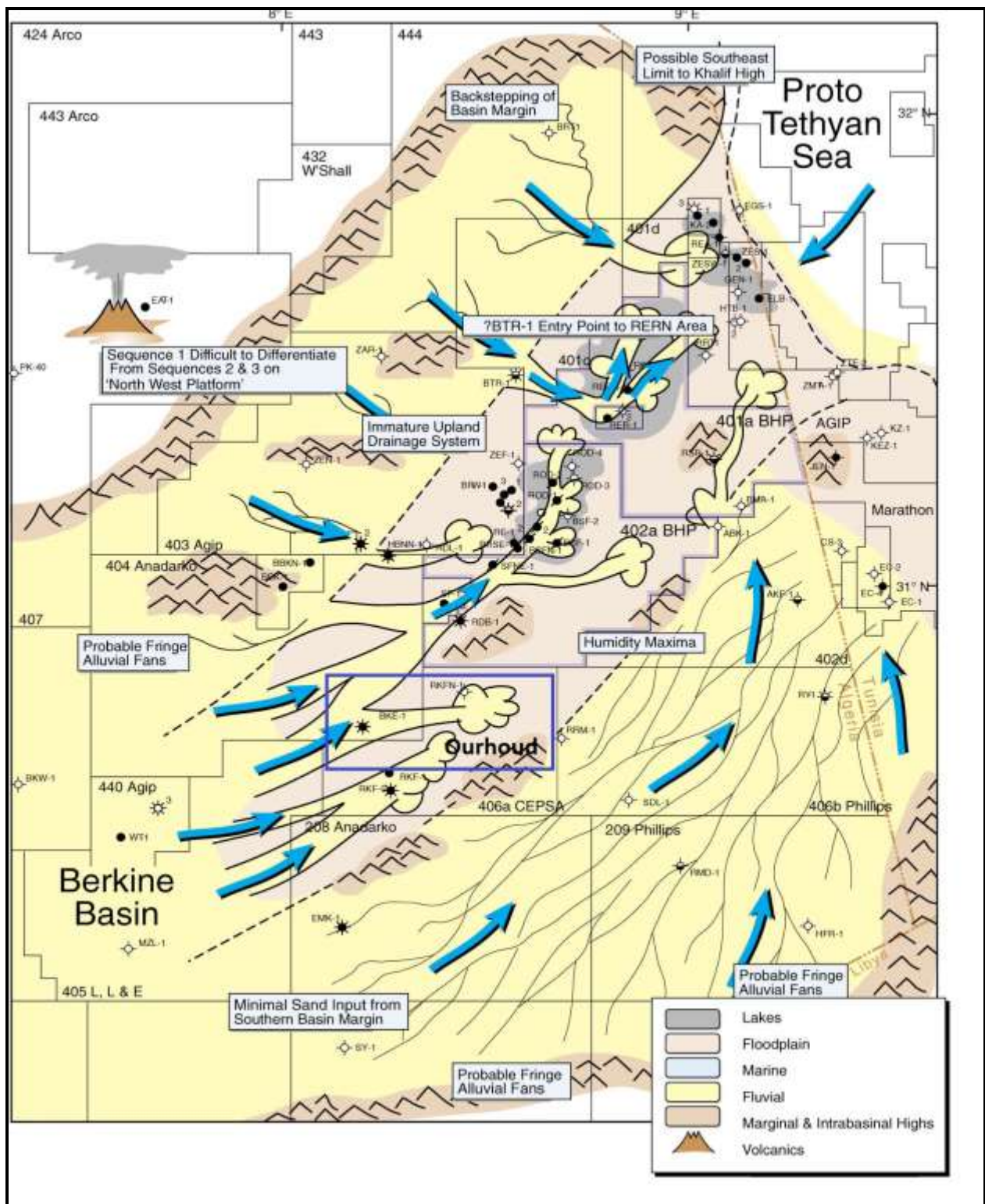


Figure 38 : Les milieux de dépôts de TAGI.

4. Tableau des paramètres pétrophysiques

4.1. puits QB-19

Depth (mMDD)	Shift (m)	Depth (mMLD)	Mud content (visual estimate)	Permeability (kH mD)	Porosity (%)	Grain Density (g/cc)
2989.000	4.95	2993.950	7	244.404	14.1	2.74
2989.250	4.95	2994.200	3	22.413	9.0	2.62
2989.500	4.95	2994.450	3	0.151	4.7	2.70
2989.750	4.95	2994.700	3	0.107	3.7	2.74
2990.000	4.95	2994.950	7	0.042	3.4	2.79
2990.250	4.95	2995.200	7	5.625	5.2	2.72
2990.750	4.95	2995.700	3.5	0.061	4.1	2.70
2991.000	4.95	2995.950	2	0.328	6.4	2.65
2991.250	4.95	2996.200	2	0.475	7.7	2.69
2991.500	4.95	2996.450	2	1.733	7.1	2.64
2991.750	4.95	2996.700	2	0.014	3.6	2.70
2992.250	4.95	2997.200	2	1.945	6.7	2.68
2992.500	4.95	2997.450	2	1.671	8.1	2.69
2992.750	4.95	2997.700	2	7.326	8.1	2.57
2993.000	4.95	2997.950	2	3.803	6.2	2.61
2993.250	4.95	2998.200	2	8.481	8.5	2.61
2993.500	4.95	2998.450	2	5.153	11.2	2.65
2993.750	4.95	2998.700	2	8.870	11.6	2.65
2994.000	4.95	2998.950	2	56.741	14.4	2.65
2994.250	4.95	2999.200	2	30.328	13.6	2.66
2994.750	4.95	2999.700	2	86.409	16.3	2.67
2999.050	4.95	3004.000	8	86.826	0.1	2.80
2999.300	4.95	3004.250	4	0.307	1.3	2.63
2999.800	4.95	3004.750	7	0.630	2.5	2.60
3000.300	4.95	3005.250	8	103.022	4.0	2.64
3000.550	4.95	3005.500	8	8.135	2.5	2.64
3001.550	4.95	3006.500	8	9.437	3.7	2.60
3002.000	4.95	3006.950	2.5	6.806	12.9	2.65
3002.250	4.95	3007.200	2.5	2.115	11.7	2.64
3002.800	4.95	3007.750	7.5	4.843	7.1	2.60
3003.050	4.95	3008.000	9	13.218	6.2	2.60
3003.550	4.95	3008.500	8.5	12.978	3.0	2.60
3003.750	4.95	3008.700	3	3.121	13.5	2.63
3004.250	4.95	3009.200	3	4.510	12.3	2.73

4.2. puits QB-24

Depth (mMDD)	Shift (m)	Depth (mMLD)	Mud content (visual estimate)	Permeability (kH mD)	Porosity (%)	Grain Density (g/cc)
3245.94	6.8	3252.74	1.5	24.928	16.6	2.66
3246.00	6.8	3252.80	0.5	134.414	18.2	2.66
3246.30	6.8	3253.10	1	78.345	17.2	2.67
3251.25	6.8	3258.05	1.5	53.751	17.0	2.65
3251.65	6.8	3258.45	1.5	51.772	16.3	2.65
3253.25	6.8	3260.05	1	0.259	6.5	2.87
3253.50	6.8	3260.30	1	288.225	19.2	2.64
3253.75	6.8	3260.55	1	99.213	17.7	2.65
3254.00	6.8	3260.80	1.5	18.774	14.2	2.65
3254.37	6.8	3261.17	3.5	10.122	14.0	2.64
3254.67	6.8	3261.47	2.5	18.122	15.2	2.65
3255.00	6.8	3261.80	1.5	54.316	16.2	2.64
3255.25	6.8	3262.05	1.5	52.342	17.3	2.65
3255.70	6.8	3262.50	3.5	12.317	14.8	2.64
3256.42	6.8	3263.22	3.5	6.517	13.6	2.64
3256.75	6.8	3263.55	3.5	13.802	14.3	2.64
3257.00	6.8	3263.80	3.5	45.041	14.6	2.65
3257.25	6.8	3264.05	0.5	620.798	19.4	2.65
3257.50	6.8	3264.30	0.5	581.671	18.9	2.65
3257.70	6.8	3264.50	0.5	558.928	19.1	2.66
3258.05	6.8	3264.85	0.5	256.964	17.0	2.65
3258.25	6.8	3265.05	0.5	166.325	16.3	2.65
3258.52	6.8	3265.32	0.5	168.049	18.2	2.65
3258.75	6.8	3265.55	0.5	101.331	16.9	2.67
3259.05	6.8	3265.85	1.5	58.406	17.0	2.64
3259.20	6.8	3266.00	1.5	74.641	17.0	2.64
3259.45	6.8	3266.25	1.5	15.933	14.5	2.63
3259.70	6.8	3266.50	1.5	52.676	17.6	2.64
3260.13	6.8	3266.93	1.5	63.592	18.3	2.65
3260.35	6.8	3267.15	2.5	33.273	16.5	2.65
3260.55	6.8	3267.35	2.5	20.385	15.4	2.64
3260.75	6.8	3267.55	2.5	68.451	17.5	2.65
3261.00	6.8	3267.80	1	567.566	19.7	2.67
3261.20	6.8	3268.00	1	968.803	18.9	2.65

4.3. puits QB-31

Depth (mMDD)	Shift (m)	Depth (mMLD)	Mud content (visual estimate)	Permeability (kH mD)	Porosity (%)	Grain Density (g/cc)
3234.00	3.15	3237.15		85.974	19.4	1.266
3234.25	3.15	3237.40	0.5	450.742	20.2	2.69
3234.50	3.15	3237.65	3.5	0.775	8.6	2.66
3239.90	3.15	3243.05	3	0.010	4.8	2.75
3240.15	3.15	3243.30	3	18.243	5.5	2.80
3240.70	3.15	3243.85	3	41.935	18.0	2.65
3241.00	3.15	3244.15	1.5	27.334	17.5	2.66
3241.25	3.15	3244.40	1	52.307	18.1	2.66
3242.00	3.15	3245.15	1.5	2.757	13.8	2.64
3242.25	3.15	3245.40	1	22.385	16.6	2.66
3242.60	3.15	3245.75	2	6.692	14.0	2.65
3243.25	3.15	3246.40	1	50.723	17.3	2.65
3244.00	3.15	3247.15	2	2.588	15.5	2.64
3244.30	3.15	3247.45	2	6.363	13.5	2.64
3244.70	3.15	3247.85	1	9.341	14.6	2.65
3245.00	3.15	3248.15	1	35.317	13.5	2.66
3245.25	3.15	3248.40	0.5	54.219	15.4	2.65
3245.50	3.15	3248.65	0.5	269.741	18.3	2.67
3245.75	3.15	3248.90	0.5	141.969	15.5	2.67
3246.00	3.15	3249.15	0.5	379.662	18.6	2.68
3246.25	3.15	3249.40	0.5	75.181	17.0	2.68
3246.55	3.15	3249.70	1	27.226	15.6	2.65
3246.75	3.15	3249.90	1	8.459	13.4	2.67
3247.05	3.15	3250.20	0.5	166.478	16.3	2.72
3247.25	3.15	3250.40	0.5	414.176	18.3	2.67
3247.50	3.15	3250.65	0.5	267.028	18.1	2.67
3247.75	3.15	3250.90	0.5	417.793	18.7	2.68
3248.05	3.15	3251.20	0.5	1357.691	19.8	2.65
3248.30	3.15	3251.45	0.5	67.568	12.6	2.66
3248.50	3.15	3251.65	0.5	1316.389	17.9	2.66
3248.85	3.15	3252.00	0.5	2536.628	19.9	2.68
3249.00	3.15	3252.15	0.5	119.348	8.3	2.81
3249.25	3.15	3252.40	0.5	1016.064	13.2	2.73

4.3. puits QB-42

Depth (mMDD)	Shift (m)	Depth (mmsLD)	Mud content (visual estimate)	Permeability (kH mD)	Porosity (%)	Grain Density (g/cc)
3184.45	6.65	3191.10	3 ξ	822.341	9.7	¹ lei ¹
3184.75	6.65	3191.40	3	3.062	12.7	2.68
3185.10	6.65	3191.75	1	7.953	13.8	2.66
3185.35	6.65	3192.00	1	13.779	13.2	2.62
3185.60	6.65	3192.25	1	22.031	15.1	2.65
3186.00	6.65	3192.65	1	9.096	14.0	2.66
3186.25	6.65	3192.90	1	19.294	15.0	2.66
3186.45	6.65	3193.10	1	63.496	16.3	2.65
3186.70	6.65	3193.35	1	10.970	13.8	2.64
3187.05	6.65	3193.70	1	29.156	15.2	2.64
3187.25	6.65	3193.90	1	34.432	14.0	2.65
3187.50	6.65	3194.15	1	18.732	14.6	2.64
3187.75	6.65	3194.40	4	3.175	7.8	2.65
3188.00	6.65	3194.65	1	12.643	13.8	2.64
3188.30	6.65	3194.95	1	21.580	15.2	2.64
3188.50	6.65	3195.15	1.5	12.303	13.9	2.65
3188.75	6.65	3195.40	1.5	2.278	11.2	2.67
3189.00	6.65	3195.65	1.5	2.861	11.6	2.66
3189.25	6.65	3195.90	1.5	9.995	11.1	2.69
3189.55	6.65	3196.20	1	19.288	16.2	2.66
3189.75	6.65	3196.40	1	7.256	14.6	2.65
3190.00	6.65	3196.65	4	2.591	12.7	2.65
3190.30	6.65	3196.95	2.5	5.212	11.3	2.67
3190.55	6.65	3197.20	2.5	0.949	11.9	2.66
3190.75	6.65	3197.40	2	0.420	9.5	2.74
3202.25	6.65	3208.90	3.5	0.731	9.6	2.73
3202.50	6.65	3209.15	3.5	0.566	10.8	2.67
3202.80	6.65	3209.45	2	1.450	12.3	2.66
3203.00	6.65	3209.65	1.5	5.245	13.8	2.66
3203.25	6.65	3209.90	1.5	12.837	15.6	2.66
3203.50	6.65	3210.15	2	0.341	9.9	2.67
3204.05	6.65	3210.70	2	0.274	10.0	2.67
3204.50	6.65	3211.15	2.5	1.148	11.6	2.67
3204.75	6.65	3211.40	2.5	0.749	12.1	2.67