



UNIVERSITE ABOU BAKR BELKAID - TLEMCEEN

Faculté des Sciences de la Nature et de la Vie et Sciences de la Terre et de l'Univers

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers

Laboratoire de recherche N° 25 « Promotion des ressources hydriques, pédologiques et minières, législation et choix technologique »

Mémoire de fin d'études

Présenté par

Kacemi Abdelaziz

En vue de l'obtention du Diplôme de MASTER

En Géologie des bassins sédimentaires

Thème

Étude sédimentologique, pétrophysique et diagraphique du réservoir Triasique
(Série inférieure) du Benkahla Est -bassin d'oued Mya-

Soutenu le 30/06/2026, devant le jury composé de :

Président	ADACI Mohammed	Professeur	U.A.B. T
Encadreur	KACEMI Ali	M.C.B	U.A.B. T
Co-Encadreur	KACEMI Mohammed	Ingénieur géologue	SONATRACH
Examineur	BOUCIF Abdelkader	M.A. A	U.A.B. T

Année universitaire 2025/2026

Dédicaces

En premier lieu, je tiens à remercier Allah tout puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience d'achever ce modeste travail.

Je dédie ce travail aux personnes qui me sont les plus chers sur cette terre ma mère et mon père. Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance à mon père, qui a assuré l'encadrement de ce mémoire.

Aucun mot ne saurait exprimer pleinement ma gratitude et mon amour envers vous mon père. Tout au long de mon parcours, vous avez été mon soutien le plus précieux, ma source de motivation et mon modèle de persévérance. Je vous remercie du fond du cœur pour tout ce que vous avez fait et continué à faire pour moi. Que Dieu vous protège, vous comble de santé, de bonheur et de longues années à vivre.

Ma mère, je vous remercie du fond du cœur pour votre amour, votre soutien fidèle et vos prières qui m'ont accompagné tout au long de mon parcours. Votre patience, votre tendresse et vos encouragements ont été une source de force et de motivation dans la réalisation de ce mémoire. Que Dieu vous protège, vous comble de bonheur et vous récompense pour tout ce que vous avez fait pour moi.

Enfin je dédie ce travail à mes chers frères ; Mohammed, Youcef et « Mokhtar », à mes chères sœurs, à toute ma famille et à tous mes amis et amies pour leur soutien morale.

Remerciements

Avant tout, je tiens à remercier Allah le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il m'a donné durant toutes ces longues années.

J'adresse mes sincères remerciements à mon encadreur respecté Monsieur Kacemi Ali qui m'a proposé ce sujet en collaboration avec la Sonatrach (DP) et qui a bien voulu me guider et me conseiller afin de bien mener cette tâche. J'apprécie sa rigueur et le temps qu'il m'a consacré jusqu'à la dernière minute de ce mémoire.

Je remercie aussi Mr Kacemi Mohammed et Mr Mouzaoui Arezki, mes encadreurs à la Division de Production de Haoud Berkaoui-Sonatrach, que malgré la surcharge de leur travail, ont su me consacrer de leur temps, de leur savoir et m'ont guidé tout au long de mon stage au sein de la Sonatrach. Je les remercie aussi de m'avoir accompagné sur les chantiers sans oublier les ingénieurs Maache Taki Eddine, et Khellaf Abdeldjalil.

Mes remerciements et mon respect s'adressent au professeur Adaci Mohammed, responsable du domaine des sciences de la Terre (Département STU) d'avoir accepté de présider ce jury.

Mes remerciements et mon respect s'adressent aussi au Docteur Boucif Abdelkader, chef de département adjoint chargé de la pédagogie (Département STU) d'avoir accepté d'examiner mon travail.

Un remerciement particulier à Mer Bensefia Kamareddine chef de Département STU, pour, sa rigueur, sa gentillesse, sa disponibilité et la gestion pédagogique du département. Enfin je tiens à exprimer ma reconnaissance et mon respect à tout mes enseignants.

Résumé :

Benkahla Est, située dans le bassin intracratonique d'Oued Mya, représente une zone d'intérêt majeur en raison de la présence de réservoirs triasiques productifs. L'étude concerne la série inférieure triasique de Benkahla Est. Il s'agit d'une analyse intégrée des relations entre les caractéristiques sédimentologiques observées sur carottes, les paramètres pétrophysiques et les réponses des diagraphies dans le but de proposer un modèle sédimentologique de la série inférieure du réservoir triasique. L'analyse sédimentologique a conduit à l'identification de neuf faciès sédimentologiques et à la définition de trois associations de faciès et leurs milieux environnementaux. L'étude a été complétée par une analyse des relations des faciès sédimentaires avec les réponses des logs pétrophysiques et diagraphiques, suivie d'une analyse des électro-faciès, des corrélations inter-puits et des cartes en isobathes et isopaques. Ceci nous a aidé à mieux comprendre la dynamique sédimentaire, la distribution spatiale, la géométrie structurale et la relation entre la variation des épaisseurs et la tectonique locale et/ou régionale avant et après le dépôt du Trias inférieur (SI). Enfin un modèle sédimentologique a été proposé.

Mots clés : Benkahla Est ; Bassin d'Oued Mya ; TAGI ; Faciès sédimentaires ; Pétrophysique ; Diagraphies ; Électro-faciès ; Modèle sédimentologique

Abstract

Benkahla East, located within the intracratonic Oued Mya Basin, represents an area of significant geological interest owing to the presence of productive Triassic reservoirs. This study focuses on the Lower Triassic Series of the Benkahla East field. It presents an integrated analysis of the relationships between sedimentological characteristics observed from core data, petrophysical properties, and well-log responses, with the objective of proposing a sedimentological model for the Lower Series of the Triassic reservoir. Sedimentological analysis led to the identification of nine sedimentary facies, grouped into three facies associations corresponding to distinct depositional environments. The study was further complemented by an investigation of the relationships between sedimentary facies, petrophysical parameters, and wireline log responses, followed by electrofacies analysis, well-to-well correlation, and the interpretation of structural isobath and isopach maps. These integrated approaches provided a better understanding of the sedimentary dynamics, spatial distribution of depositional bodies, structural geometry, and the relationship between thickness variations and local and/or regional tectonic controls before and after the deposition of the Lower Triassic Series. Finally, a sedimentological model is proposed for the Lower Triassic reservoir of the Benkahla East field.

Keywords: Benkahla East; Oued Mya Basin; TAGI; Sedimentary facies; Petrophysical properties; Well logs; Electrofacies; Sedimentological model.

الملخص

الكبيرة الجيولوجية الأهمية ذات المناطق من ويُعد القاري، الداخلي مية وادي حوض ضمن الشرقي كحلة بن حقل يقع بن حقل في الترياسي العصر من السفلى السلسلة الدراسة هذه تتناول. للهيدروكربونات منتجة ترياسية مكامن على لاحتوائه الصخري اللباب دراسة من المستخلصة الرسوبية الخصائص بين للعلاقات متكامل تحليل على وتعتمد الشرقي، كحلة السفلى للسلسلة رسوبي نموذج اقتراح بهدف الآبار، داخل الجيوفيزيائية المجسات واستجابات البتروفيزيائية، والخصائص تمثل رسوبية جمعيات ثلاث ضمن جُمعت رسوبية، أوجه تسعة تحديد إلى الرسوبي التحليل أفضى الترياسي المكن من واستجابات البتروفيزيائية والخصائص الرسوبية الأوجه بين العلاقات بتحليل الدراسة واستُكملت.مختلفة ترسيب بيانات خطوط خرائط تفسير إلى إضافة الآبار، بين الربط عمليات وإجراء ، الكهربائية الوجوه تحليل تلاه الجيوفيزيائية، المجسات الرسوبية، الديناميكية فهم تحسين في المتكامل النهج هذا ساهم وقد السماكات تساوي خطوط وخرائط الأعماق تساوي المحلية التكتونية والتأثيرات السماكة تغيرات بين والعلاقة للمكن، البنيوية والهندسة الرسوبية، للأجسام المكاني والتوزيع مكن وتوزيع تطور يفسر رسوبي نموذج اقتراح تم الختام، وفي .السفلى الترياسية السلسلة ترسيب وبعد قبل الإقليمية أو/و الشرقي كحلة بن حقل في السفلى الترياسية السلسلة

الخصائص الرسوبية؛ الأوجه السفلى؛ الترياسية السلسلة مية؛ وادي حوض الشرقي؛ كحلة بن :المفتاحية الكلمات
الرسوبي النموذج الكهربائية؛ الوجوه الجيوفيزيائية؛ المجسات البتروفيزيائية؛

SOMMAIRE

Résumé

Abstract

تلخيص

Première chapitre : Cadre général

Introduction générale : Généralités

A. Contexte de l'exploration pétrolière dans les bassins sahariens	1
B. Importance des réservoirs triasiques (TAGI)	2
C. Présentation de la zone d'étude : Benkahla Est	3
D. Problématique	4
E. Objectifs de l'étude	5
F. Données et méthodes	5
G. Organisation du mémoire	7

Deuxième Chapitre : Cadre géologique

1. Cadre géographique	9
1.1. Localisation du bassin d'Oued Mya	9
1.2. Situation géographique du champ de Ben Kahla	10
2. Cadre géologique régional	11
2.1. Géologie du bassin d'Oued Mya	11
2.2. Stratigraphie du bassin d'Oued Mya	13
2.3. Évolution géodynamique du bassin d'Oued Mya	15
3. Aperçu géologique et structural de Ben Kahla Est	18
3.1. Géologie de Ben Kahla -Est	18
3.1.1. Le Paléozoïque	18
3.1.2. Le Mésozoïque	20
A. Le Trias	20
B. Le Jurassique	21
C. Le Crétacé	21
3.1.3. Le Cénozoïque	23
3.2. Aperçu tectonique et structural de Ben Kahla -Est	24
3.3. Structure du gisement de Benkahla dans le bassin d'Oued Mya (Système pétrolier)	25
3.3.1. Roches mères	25
3.3.2. Roches réservoirs	26
3.3.3. Roches couvertures	26
3.3.4. Les pièges	27
4. Le Trias du bassin d'Oued Mya	28
4.1. Cadre stratigraphique	28
4.2. Lithostratigraphie du Trias inférieur (Série inférieure)	29
4.3. Synthèse sédimentologique	29

Troisième chapitre :	
Caractérisation sédimentologique du Trias inférieur à partir des données de carottes, de diagraphies et de propriétés pétrophysiques	
1.	Description sédimentologique des faciès à partir des carottes 31
1.1.	Méthode 31
1.2.	Description des carottes par puits. 32
1.2.1.	Puits BKHE 9 33
1.2.2.	Puits BKHE 10 33
1.2.3.	Puits BKHE 11 34
1.2.4.	Puits BKHE 12 35
1.2.5.	Puits BKHE 13 37
1.2.6.	Puits BKEQH1 37
1.3.	Définition des faciès, des associations de faciès et des milieux environnementaux 38
1.3.1.	Tableau des faciès de Miall (1978) 39
1.3.2.	Identifications des faciès 40
1.3.3.	Définition des associations de faciès et des milieux de dépôts 40
2.	Analyse pétrophysique par faciès 41
2.1.	Aperçu sur la pétrophysique 41
2.2.	Analyse pétrophysique par faciès (Relation Faciès-Pétrophysique) 42
3.	Analyses des réponses Logs électriques 45
3.1	Notion sur la diagraphie 45
3.2	Les réponses diagraphiques des faciès identifiés 47
3.2.1	Le puits W13 48
3.2.2	Le puits W14 49
4	Définitions des électro-faciès (Puits : Well 13 et Well 14) 51
4.2	Types d'électro-faciès 51
4.3	Analyse et interprétation des électro-séquences à partir des logs Gamma Ray 53
5.	Corrélation inter-puits (corrélation verticale) 54
6.	Cartes des isobathes et des isopaques 58
6.1.	La carte 2D en isobathes de la série inférieure 58
6.2.	La carte 2D en isopaque de la série inférieure 59
6.3.	La carte 2D en isobathes au toit du Paléozoïque 60
7.	Modèle sédimentologique 61
Conclusion générale : Principaux résultats obtenus 64	
Références Bibliographiques 69	

Première chapitre
Cadre général

Introduction générale : Généralités

A. Contexte de l'exploration pétrolière dans les bassins sahariens

L'exploration pétrolière dans les bassins sahariens s'inscrit dans un cadre géologique particulier caractérisé par l'existence d'une vaste plateforme intracratonique relativement stable depuis le Paléozoïque. Cette plateforme est structurée en plusieurs bassins sédimentaires majeurs (**Figs. 1 & 2**) qui sont subdivisés (en i) bassins de la province Est de la plate-forme, tels que : Oued Mya, Illizi, Berkine, môle Amguid-Messaoud et Mouydir (et, ii) bassins de la province Ouest de la Plate-forme tels que Timimoun, Reggane, l'Ahnet, Béchar-Oued Namous, Tindouf, Taoudéni et Sbâa.

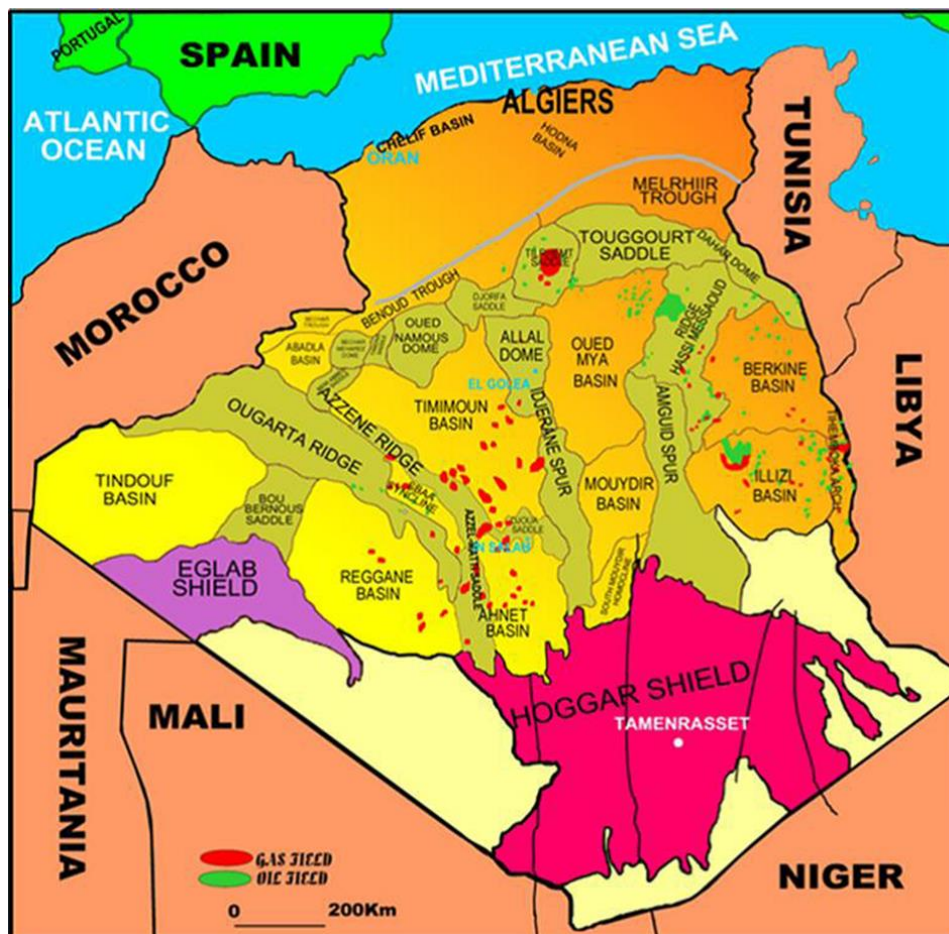


Fig. 1 : Carte des grands bassins sédimentaires de la Plate-forme saharienne (Hydrocarbures)
<https://www.oilmines.gov.dz/?rubrique=hydrocarbure>

Ces bassins se distinguent par une subsidence lente et continue ayant permis l'accumulation de séries sédimentaires épaisses allant du Paléozoïque au Mésozoïque, offrant ainsi des conditions favorables à la génération et au piégeage des hydrocarbures.

L'histoire de l'exploration pétrolière dans ces bassins remonte aux années 1940-1950, durant la période coloniale, marquée par les premières campagnes de reconnaissance géologique et géophysique. Ces travaux ont conduit à des découvertes majeures, notamment les

gisements de Hassi Messaoud pour le pétrole et de Hassi R'Mel pour le gaz. Après l'indépendance de l'Algérie, la création de la Sonatrach en 1963 a marqué un tournant décisif, avec une intensification des activités d'exploration et de développement, reposant sur l'intégration progressive de techniques modernes telles que la sismique 2D puis 3D, le forage profond et les diagaphies de puits.

Les grands bassins sahariens présentent des systèmes pétroliers complets et efficaces. Les principales roches mères sont constituées des schistes riches en matière organique du Silurien, largement reconnus comme la source principale des hydrocarbures dans la région. Les réservoirs sont dominés par des formations gréseuses, notamment celles du Cambrien-Ordovicien et du Trias, en particulier le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI), qui constitue un objectif majeur dans des bassins comme celui d'Oued Mya. Les roches couvertures sont généralement assurées par des niveaux argileux et évaporitiques du Trias, garantissant une excellente étanchéité. Les pièges sont à la fois structuraux, liés à des anticlinaux ou à des failles réactivées, et stratigraphiques, souvent associés à des systèmes fluviatiles complexes, caractérisés par des chenaux sableux et des variations latérales de faciès.

Les bassins les plus productifs d'hydrocarbures demeurent ceux de l'Oued Mya tels les gisements de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel (**Fig. 2**), et ceux de Berkine (gisements d'Ourhoud et Hassi Berkine Sud). Quant aux bassins du Sud-Ouest, ils constituent un pôle d'exploration gazière relativement important, ainsi que de développement tout aussi important avec la mise en production des gisements gaziers de la région d'In Salah, et de la région d'Adrar.

Plus de deux cents gisements sont aujourd'hui reconnus. Les réservoirs sont gréseux dans leur quasi-totalité et se trouvent essentiellement dans les niveaux du Cambro-Ordovicien, du Siluro-Dévonien, du Carbonifère et du Trias.

B. Importance des réservoirs triasiques (TAGI)

Aujourd'hui, l'exploration dans les bassins sahariens est entrée dans une phase de maturité. Dans ce contexte, les systèmes fluviatiles triasiques, notamment ceux du TAGI dans le bassin d'Oued Mya, représentent des cibles privilégiées, en raison de leur forte hétérogénéité et de leur potentiel réservoir significatif.

Les formations triasiques, en particulier le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI), représentent l'un des principaux niveaux réservoirs dans les bassins sahariens algériens. Elles jouent un rôle fondamental dans le système pétrolier régional, en constituant des horizons privilégiés pour l'accumulation des hydrocarbures, notamment dans des bassins majeurs tels que celui d'Oued Mya.

Sur le plan sédimentologique, les réservoirs du TAGI se distinguent par leur origine fluviale et leur architecture complexe, caractérisée par des corps sableux chenalisés, une forte variabilité latérale des faciès et un empilement vertical de dépôts. Cette organisation est fortement contrôlée par la paléotopographie héritée du socle hercynien, qui influence la distribution et la géométrie des réservoirs. En conséquence, ces formations présentent une hétérogénéité marquée, affectant la qualité pétrophysique et la connectivité des niveaux productifs.

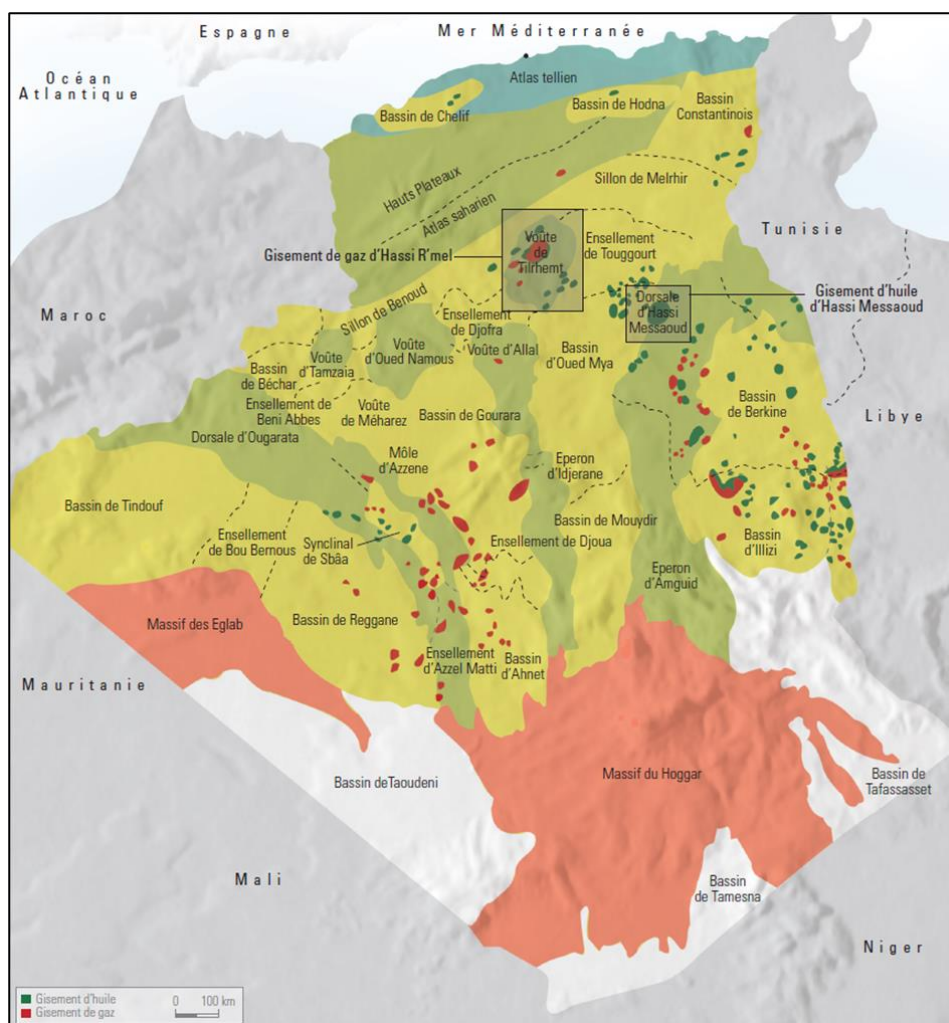


Fig. 2 : Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie, montrant les gisements de Hassi Messaoud et de Hassi R'Mel dans le bassin saharien d'Oued Mya

<https://www.oilmines.gov.dz/?rubrique=hydrocarbone>

C. Présentation de la zone d'étude : Benkahla Est

Située dans le bassin d'Oued Mya, au centre de la province triasique, la zone d'étude de « Benkahla Est » est localisée à 80 km à l'Ouest de Hassi Messaoud (Fig. 2 et 3). Elle constitue une zone pétrolière importante. Le secteur de Benkahla Est s'inscrit dans un contexte structural contrôlé en grande partie par l'héritage tectonique hercynien, qui a généré une paléotopographie irrégulière influençant fortement la sédimentation triasique. La structuration du substratum

Paléozoïque a conditionné la dynamique et l'orientation des systèmes fluviaux responsables du dépôt des formations du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI), principal objectif réservoir dans la région.

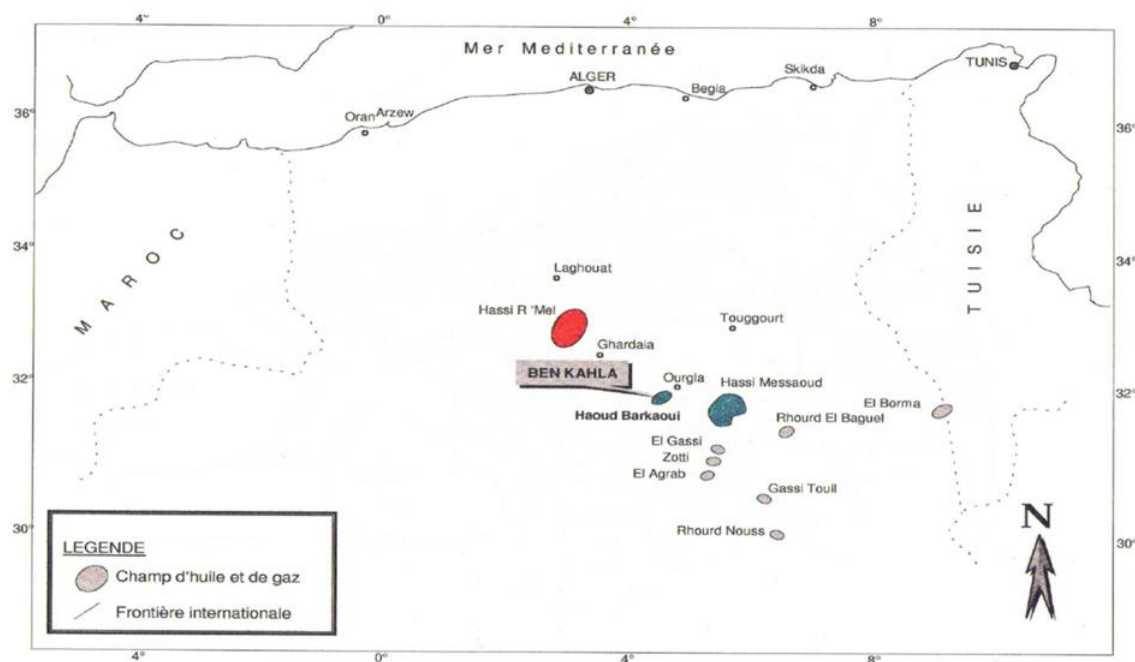


Fig. 3 : Situation géographique du champ de Benkahla (rapport Sonatrach, 2019)

Sur le plan stratigraphique, la zone d'étude est caractérisée par une succession sédimentaire allant du Paléozoïque au Mésozoïque, avec un intérêt particulier porté sur les dépôts triasiques. Ces derniers sont constitués de grès fluviaux associés à des niveaux argileux, traduisant des environnements de dépôt continentaux dominés par des systèmes de chenaux et des plaines d'inondation. L'architecture de ces dépôts est marquée par une forte hétérogénéité latérale et verticale, liée à la dynamique des systèmes fluviaux et aux variations des conditions de dépôt.

Du point de vue pétrolier, Benkahla Est représente une zone d'intérêt majeur en raison de la présence de réservoirs triasiques productifs. Les hydrocarbures générés par les roches mères siluriennes ont migré vers les niveaux réservoirs du TAGI, où ils sont piégés sous des couvertures volcaniques et argilo-évacuatoires assurant une bonne étanchéité.

Ainsi, la zone de Benkahla Est constitue un cadre d'étude adéquat pour l'analyse de l'architecture des réservoirs triasiques et la compréhension des contrôles sédimentaires et structuraux sur leur distribution.

D. Problématique

La question majeure qui se pose dans la région d'Oued Mya, et à laquelle plusieurs générations de géologues pétroliers ont tenté de répondre, concerne la stérilité en hydrocarbures de certains sondages implantés à proximité immédiate de puits anciens déjà producteurs (avant et après Boudjemaa 1987 et Aït Salem, 1990).

Dans ce contexte, la présente étude porte sur les formations triasiques de la zone de Benkahla Est, dans le but de mieux comprendre la dynamique sédimentaire et son impact sur la distribution des réservoirs.

Dans de nombreux champs du bassin d'Oued Mya, les grès du TAGI {Trias Argilo-Gréseux Inférieur} constituent un réservoir majeur. Toutefois, ces formations présentent une forte hétérogénéité latérale et verticale, liée principalement à la variabilité des environnements de dépôt fluviatiles et à la distribution et l'architecture des corps sableux au sein de la plaine alluviale triasique.

Dans la région de Benkahla Est, la compréhension des relations entre les faciès sédimentaires observés sur carottes, les propriétés pétrophysiques et les réponses des logs géophysiques demeure encore insuffisante. Cette situation limite l'identification précise des niveaux réservoirs ainsi que la prédiction de leur distribution spatiale.

Ainsi, la problématique principale de cette étude est la suivante : Quelles sont les relations entre les caractéristiques sédimentologiques des dépôts triasiques (faciès sédimentologiques), avec les propriétés pétrophysiques et les réponses diagaphiques du réservoir TAGI ? Comment les caractéristiques sédimentologiques contrôlent-elles les propriétés pétrophysiques et les réponses diagaphiques du réservoir TAGI ?

Enfin, comment à partir de ces relations peut on reconstitué l'architecture sédimentaire et proposé un modèle de dépôt de la série inférieure triasique de la région de Benkahla Est ?

E. Objectifs de l'étude

L'objectif principal de cette étude est d'analyser préalablement les caractéristiques sédimentologiques des carottes des puits étudiés par une description détaillée à partir des photos de carottes (163 m). Ensuite, déterminer les relations entre les faciès sédimentologiques identifiés et les paramètres pétrophysiques d'une part et les réponses des diagaphies d'autre part., enfin, proposer un modèle sédimentologique de la série inférieure du réservoir triasique.

F. Données et méthode de l'étude

1. Données utilisées

1.1. Données de subsurface

L'étude repose sur l'analyse d'un ensemble de puits forés (6 puits) dans le champ de Benkahla Est. Les données disponibles comprennent : des carottes, permettant une description directe des faciès et des données diagaphiques, fournissant une information continue le long des puits.

1.2. Données pétrophysiques

Les propriétés pétrophysiques analysées concernent des paramètres essentiels pour l'évaluation de la qualité du réservoir et de son potentiel productif. Ces propriétés incluent principalement : La porosité, La perméabilité et le taux en argiles (VSH).

2. Méthodes

La méthodologie adoptée dans ce travail repose sur une approche intégrée combinant données sédimentologiques, pétrophysiques et diagaphiques. Elle s'articule autour des étapes suivantes :

1. Analyse des caractéristiques sédimentologiques à partir des carottes et de leur description détaillée ;
2. Identification des faciès et définitions d'associations de faciès et milieux environnementaux nomination de Miall (1978) ;
3. Intégration des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, VSH) et leurs relations avec les faciès sédimentologiques ;
4. Intégration des réponses diagaphiques (Gamma Ray , Neutron, Densité et Résistivité) et leurs relations avec les faciès sédimentologiques ;
5. Définition des électro-faciès et les comparer avec les faciès sédimentologiques
6. Corrélations verticales inter-puits (en différents profils) et élaboration des cartes en isopaques et en isobathes de 13 puits de la Série inférieure dans le champ de Berkaoui.
7. Proposition d'un modèle sédimentologique de la série inférieure du réservoir triasique.

Pour réaliser ce travail, j'ai bénéficié d'un stage de 15 jours au niveau de la division de production (DP) SONATRACH de Haoud Berkaoui. Ce stage m'a permis de connaître les différents services, de récupérer les données des puits étudiés (13 puits), d'apprendre à lire les diagaphies des puits (Gamma Ray, Densité, Sonic), les données pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation) et d'apprendre à manipuler le logiciel « Techlog ». Ce stage m'a permis aussi d'assister à un sondage pendant trois jours et comment superviser une opération de

sondage. Enfin, pour accomplir cette étude, j'ai exploité des données de la Sonatrach qui étaient à ma disposition, une riche documentation de la Sonatrach, des thèses, des publications et des mémoires de fin d'études sans oublier les séances d'étude que j'ai eu sur la géologie du Trias, la géophysiques (électrique et pétrophysique) de plusieurs puits.

G. Organisation du mémoire

L'étude concernant le thème "Étude sédimentologique, pétrophysique et diagrapique du réservoir Triasique (Série inférieure) de Benkahla Est -bassin d'oued Mya-" est une approche qui comporte trois niveaux d'analyse intégrés (carottes, pétrophysique, diagrapie) :

- Une observation directe (carottes) : qui concerne les faciès sédimentologiques réels d'un coté et les structures hydrodynamiques, granulométrie, tri, ciment, bioturbation de l'autre.
- Les paramètres pétrophysiques : englobant la porosité (Φ), la perméabilité (K), le VSH
- La réponse diagrapique : pour le Gamma Ray (GR), le RHOB (densité) et le RT (Résistivité).

Ces niveaux d'analyses nous renvoient à suivre la démarche suivante pour la conception du mémoire : i) l'observation sédimentologique, ii) la définition des faciès, iii) la caractérisation pétrophysique, iv) la signature diagrapique, v) la définition des électro-faciès, vi) enfin un modèle sédimentologique du réservoir. Sur cette base, le mémoire a été structuré en une introduction générale (Généralités, Données et Méthodes), deux chapitres et une conclusion générale (Principaux résultats traversés).

Le deuxième chapitre : Cadre géologique ; englobe : i) Cadre géographique du bassin d'Oued Mya et du secteur d'étude (Benkahla Est), ii) Cadre géologique et structural régional et local, iii) Le Trias du bassin d'Oued Mya. Le troisième chapitre : Caractérisation sédimentologique et pétrophysique du Trias inférieur à partir des données de carottes et des diagrapies. Il englobe : i) Description des faciès (à partir des carottes), ii) Analyse pétrophysique par faciès, iii) Analyse des réponses des logs selon les faciès, iv) Définition des électro-faciès, v) la corrélation inter-puits (corrélation verticale), vi) l'interprétation dynamique (Interprétation séquentielle) et des cartes isopaques et isobathes et vii) proposition d'un modèle sédimentologique. Enfin, une conclusion générale incluant les principaux résultats obtenus.

Deuxième chapitre
Cadre géologique

409 - 408 et 350 - 318 - 315 - 314 - 136 (c) - 128 (a, b) - 124 (b) - 120 (a) - 106, appartenant au district IV de la Sonatrach (WEC Algérie).

1.2. Situation géographique du champ de Ben Kahla

Situé au Nord de la dépression d'Oued-Mya, La région de Haoud-Berkaoui représente l'une des principales zones d'hydrocarbures du Sahara algérien. Faisant partie du **bloc 438**, cette région se trouve à 30 Km au SW de la wilaya d'Ouargla, elle est située entre Hassi Messaoud et Hassi R'Mel, à 700 Km au Sud-Est d'Alger et à 100 Km à l'Ouest de Hassi-Messaoud. (Figs. 5 et 6). La zone pétrolière de Haoud-Berkaoui comprend trois champs importants : champs Berkaoui (HBK), champ de Benkahla (BKH), le champ de Guellala (GLA) et d'autres petits champs périphériques.

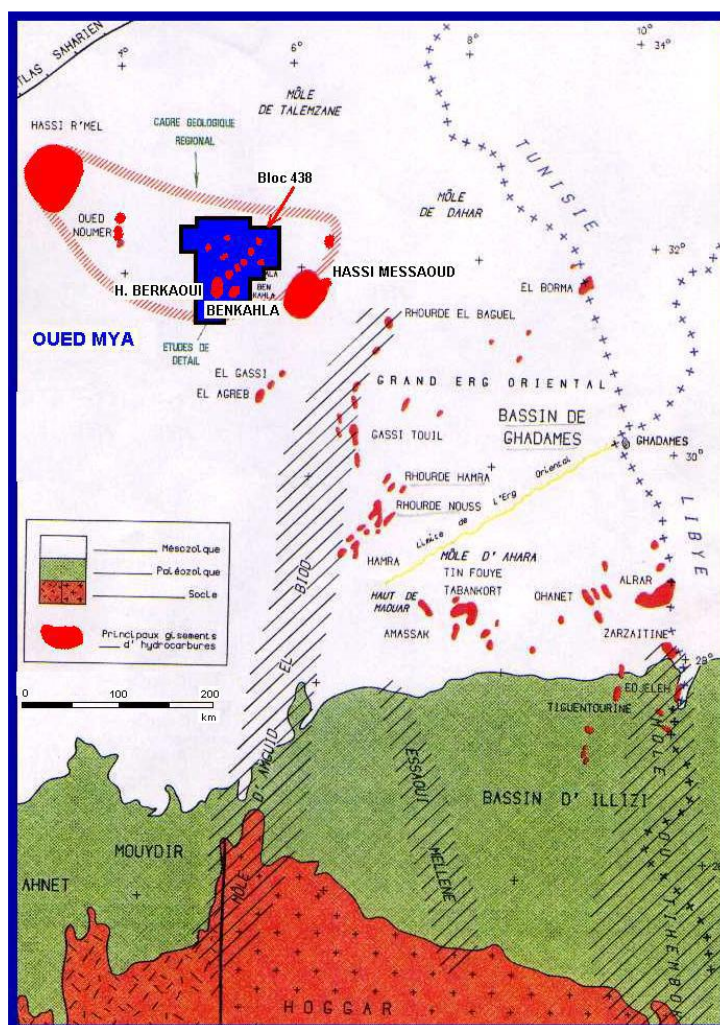


Fig. 5 : situation du bloc 438 dans la plateforme saharienne (Doc. Sonatrach)

La zone de Benkahla Est, notre région d'étude est située très exactement au centre de la province triasique (Figs. 5 et 6) dans la plateforme saharienne, qui constitue une zone pétrolière importante. Ce secteur s'inscrit dans un contexte structural contrôlé en grande partie par l'héritage tectonique hercynien, qui a généré une paléotopographie irrégulière influençant

fortement la sédimentation triasique. Cette structuration du socle hercynien a conditionné la position et l'orientation des systèmes fluviaux responsables du dépôt des formations du Trias Argilo-gréseux Inférieur (TAGI), principal objectif réservoir dans la région.

Couvrant une superficie d'environ 10 Km², Ben Kahla Est comporte 06 puits en état de production, 05 puits d'huile et un puits sec abandonné.

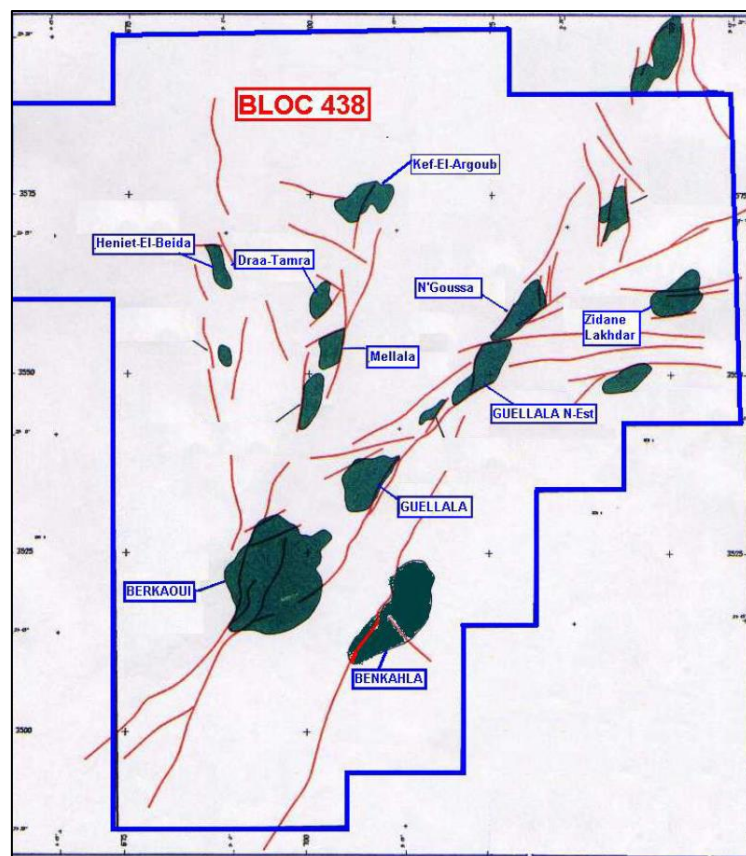


Fig. 6 : Situation du champ de Ben Kahla et des accumulations d'hydrocarbures dans le Bloc 438 (BEICIP, 1992).

2. Cadre géologique régional

Le Sahara algérien appartient à la plate-forme nord-africaine, considérée comme une zone relativement stable depuis la fin de l'orogénèse hercynienne. Cette dernière est subdivisée en plusieurs bassins sédimentaires intracratoniques (les grands bassins sahariens des provinces Est et Ouest) (Figs. 1 et 4).

2.1. Géologie du bassin d'Oued Mya

Le bassin de l'Oued Mya est un bassin intracratonique d'âge Phanérozoïque, situé au Nord-Est de la plateforme saharienne. Il est limité à l'Est par l'arche de Hassi Messaoud et l'arche d'Amguid, et à l'Ouest par les voûtes d'Allal, de Tilrhemt et l'arche d'Idjerane (**Fig. 4**).

Le seuil de Touggourt se situe au Nord, tandis qu'une terrasse structurale sépare le bassin de l'Oued Mya du bassin de Mouydir au sud.

Le bassin a connu plusieurs phases de compression et d'extension liées à l'orogénèse panafricaine (590 Ma) ainsi qu'à l'orogénèse alpine (65 Ma ; Benayad et al., 2011). Il est caractérisé par des failles de socle panafricain orientées N-S, NNE et NNW (English et al., 2017). Ces failles décrochantes verticales, actives sur de longues périodes, ont été réactivées à plusieurs reprises au cours de l'évolution géologique lors d'épisodes transtensionnels et transpressifs (Galeazzi et al., 2010).

Ce bassin renferme une série sédimentaire cumulée de 4500 à 5000 m d'épaisseur (Benamrane et al., 1993 ; Yahi et Khatir, 1995). La majorité des accumulations d'hydrocarbures dans le bassin de l'Oued Mya est localisée dans des structures à faible relief le long du flanc de l'arc de Tirlhemt (Klett, 2000). Ceci a été interprété que ces accumulations se trouvent principalement dans des anticlinaux, des anticlinaux faillés ou des blocs faillés développés lors des déformations hercynienne et autrichienne (Petro-consultants, 1996 ; Boote et al., 1998 ; Klett, 2000). Une coupe lithostratigraphique régionale est présentée dans la Fig. 7 (Aliev et al., 1971, modifiée d'après van de Weerd et Ware, 1994).

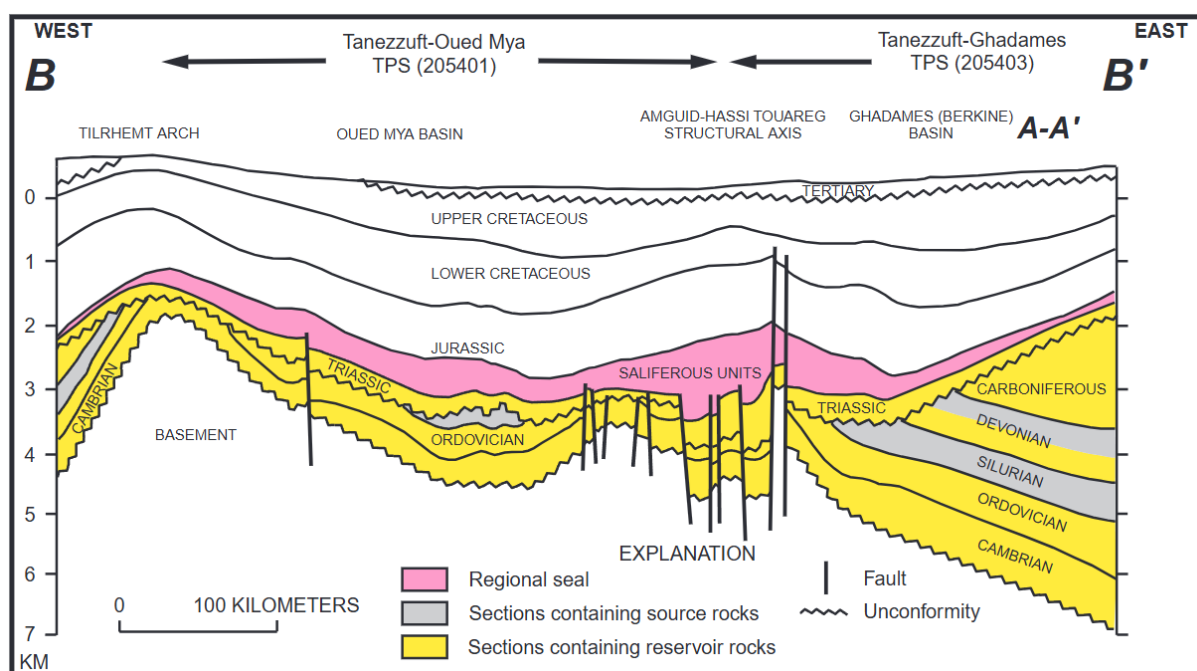


Fig. 7 : Coupe lithostratigraphique régionale (BB') d'Ouest en Est à travers les bassins de l'Oued Mya et de Ghadamès (Berkine) (Aliev et al., 1971 et modifiée d'après van de Weerd et Ware, 1994)

Les principaux réservoirs d'hydrocarbures du bassin de l'Oued Mya correspondent aux grès R1 du Cambrien et aux quartzites de Hamra d'âge ordovicien (Benayad et al., 2011). Les réservoirs cambriens sont constitués d'unités fluviatiles en tresses déposées en discordance sur

le socle métamorphique précambrien (Carr, 2002 ; Lang et al., 2012). Cette phase est suivie par le dépôt de schistes transgressifs du Paléozoïque inférieur, notamment les schistes d'El Gassi, qui séparent le réservoir cambrien du réservoir ordovicien d'origine glaciogénique.

L'élévation du niveau marin post-glaciaire a conduit au dépôt de schistes marins riches en matière organique durant le Silurien (Mc Dougall et al., 2003 ; Eschard et al., 2005). Les schistes du Silurien inférieur et de l'Ordovicien constituent les principales roches mères, avec des teneurs élevées en carbone organique total (Benamrane et al., 1993). Enfin, les évaporites jurassiques forment la couverture régionale du système pétrolier.

L'architecture structurale actuelle résulte de la superposition de plusieurs phases tectoniques, notamment :

- La phase hercynienne (Paléozoïque supérieur), responsable d'une structuration majeure du socle ;
- Les phases d'extension mésozoïques, associées à l'ouverture de bassins subsidents ;
- Les réactivations tectoniques alpines, ayant modifié localement les structures préexistantes.

La série paléozoïque, présente dans la région d'Oued Mya, est limitée au Paléozoïque inférieur, du Cambrien au Dévonien inférieur. Un seul sondage OKS-55 a atteint le socle précambrien, à une profondeur de 4197,5 m, les autres sondages sont terminés dans le Silurien après l'avoir traversé d'une vingtaine de mètres.

Le paquet paléozoïque est représenté par les séries cambriennes, les séquences terminales ordoviciennes recouvertes par les argiles radioactives du Silurien, dont l'épaisseur moyenne oscille entre 50 et 70 m. La période dévonienne inférieure est caractérisée par la mise en place d'une grande séquence argilo-silteuse, dans laquelle s'insèrent des niveaux gréseux. Le Dévonien est développé sur presque la totalité de la zone centrale du bassin et disparaît par érosion (période hercynienne) à l'Est, à l'Ouest, et au Nord vers les bordures des hauts de Hassi Messaoud et de Djemâa-Touggourt.

2.2. Stratigraphie du bassin d'Oued Mya

La sédimentation dans le bassin d'Oued Mya est constituée du Paléozoïque, du Mésozoïque et du Cénozoïque, donnant une épaisseur de sédimentation assez importante d'environ 5000m (Boudjema, 1987). Dans ce chapitre, il ne sera décrit que la Paléozoïque, le Méso-cénozoïque sera décrit dans le chapitre géologie de la région d'étude (Ben Kahla Est)

2.2.1. Le Paléozoïque

Principalement métamorphisé, reposant sur un socle magmatique granitique, guidé et structuré par l'orogénèse hercynienne se présentant comme une antiforme par le fait érosif affectant l'Est et l'Ouest du bassin dont le bloc 438c représente le centre élevé de la structure. On note l'absence totale des systèmes du Carbonifère et du Permien, qui sont présents dans d'autres secteurs, et la présence locale du Dévonien.

2.2.1.1. Le Cambrien

Un ensemble gréseux et quartzitique avec des passées conglomératiques sur une épaisseur de 500m. Le niveau gréseux est subdivisé en unités :

Unité R3 : des grès feldspathiques à ciment gréseux, fins à grossiers intercalés par des passées marneuses et des siltstones.

Unité R2 : formée des grès feldspathiques plus au moins grossiers intercalés par des passées silteux.

Unité Ra : des grès quartzitiques, avec des passés fins d'argiles gris verdâtres indurées silteuses.

Unité Ri : des grès quartzitiques brun blanc, fins à moyens avec des passées argileuses gris verdâtres indurées silteuses.

2.2.1.2. L'Ordovicien (Boudjema, 1987)

Les coupes les plus complètes se trouvent dans la zone d'Oued Mya, du Trémadocien (Ordovicien inf.) jusqu'à l'Ashgillien (Ordovicien sup.). Elles montrent des traces de dépôts marins, juste en subsurface et des traces de glaciation dans l'Ordovicien terminal. L'ordovicien englobe **(Boudjema, 1987)** :

- Une combe argileuse silteuse d'El Gassi : ce sont des argiles carbonatées glauconieuses de couleur noirâtre, occasionnellement verdâtre à rougeâtre, englobant une faune nettement planctonique indiquant un âge Ordovicien inférieur dans un milieu purement marin.

- Les grès fins à moyens d'El Atchane : des grès feldspathiques, localement conglomératiques, glauconieux avec une faune de Graptolites et des microplanctons livrant un milieu marin.

- Les grès blancs fins à moyens (Quartzite d'el Hamra) : sont des quartzites à rares intercalations d'argiles azoïques.

- Les grès de Ouargla : ce sont des grès fins à moyens, quartzitiques, argileux d'âge Arenigien supérieur.

- Les argiles d'Azzel : des argiles noires, micacées fossilifères (graptolites pélagiques, brachiopodes, lamellibranches, trilobites) d'âge Ordovicien moyen.

- Les grès d'Oued Saret : ce sont des grès parfois argileux, ou quartzitiques avec intercalations de bancs d'argiles et de conglomérats et qui se terminent par un banc de calcaire à dolomie fossilifère d'âge Caradocien (Ordovicien supérieur).

- Série d'argiles microconglomératiques : ce sont des argiles noires silteuses à dragées de quartz avec, à sa base, des grès argileux feldspathiques à quartzitiques (Grès d'El Golèa), elles sont d'origine marines déposées lors de la fragmentation des glaciations en icebergs qui engendre aussi des moraines, alors que la sédimentation s'effectue après la fonte de ces derniers fournissant un apport important de galets ainsi que des apports silico-argileux amenés par les courants continentaux.

- La dalle de M'kratta : elle constitue le deuxième membre de Ramade, constitué de grès quartzitique azoïque.

2.2.1.3 Le Silurien

Il est représenté par des argiles noires à gris-noires cuites, riches en matières organiques, en particulier les Graptolites.

2.2.1.4 Le Dévonien

Argile noire, quelque fois grise indurée et pyriteuse parfois silteuse devenant plastique et légèrement carbonatée à la base intercalation et passé de grès fin quartzitique blanc à gris sombre notamment au sommet.

2.3. Évolution géodynamique du bassin d'Oued Mya

La dépression d'Oued Mya, d'orientation NE-SW acquise au cours du Paléozoïque, appartient majoritairement à la province triasique, située au Nord de la plateforme saharienne, elle est délimitée par un ensemble d'édifices structuraux qui sont présentés comme suit (**Fig.8**):

- Au Nord, par l'ensellement de Touggourt-Djamaa, constituée de terrains datant du Cambrien et Ordovicien, reposant sur un socle rhyolitique antécambrien et s'enfonce graduellement vers la flexure saharienne, où un fossé très subsident a donné naissance au Mésozoïque à la chaîne péri-cratonique de l'Atlas saharien.
- Au Nord, Nord-Ouest, par les môles de Tilrhemt et Talemzane-Hassi R'mel, et l'ensellement de Djofra.
- Du Nord-Est, Est et Sud-Est, par la dorsale El Agreb-Hassi Messaoud et l'éperon d'Amguid,
- Au Sud, par le bassin de Mouydir,
- Au Sud-Ouest, par la dorsale d'idjerane,

La dépression d'Oued Mya comporte deux étapes géodynamiques majeures (Boudjemaa, 1987) :

- La sédimentation du Paléozoïque et sa structuration Pré-Hercynienne.
- La genèse du bassin triasique avec évolution au (Trias - Mésozoïque et Tertiaire).

Ces deux étapes principales de l'histoire régionale conduisent à considérer deux mégacycles sédimentaires, paléozoïque et mésozoïque, classiquement séparés par la discordance hercynienne, avec la pérennité pendant tout le Paléozoïque des zones hautes structurant la région.

Dans la dépression d'Oued Mya, le phénomène d'érosion est très important affectant la série Siluro-Dévonienne et pouvant atteindre l'Ordovicien (les môles de Talemzane et de Dahar et le môle d'El Agreb-Hassi Messaoud). Cette dépression est en effet caractérisée par la présence d'une série Paléozoïque recouverte par une puissante série Mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère (Trias-Lias) (Boudjemaa, 1987).

L'évolution géodynamique du bassin d'Oued Mya se résume comme suit :

Au Cambrien, on assiste à une importante érosion qui nivelle les structures et les reliefs antérieurs (Bœuf et al, 1971). Le périmètre Oued Mya centre se trouvait sur le flanc d'une dépression majeure qui correspondait à l'emplacement actuel de la zone haute de Hassi Messaoud (Benamrane, 1993). L'Ordovicien débute par une transgression marine de l'Arénigien Lianvirinien, où, on assiste à des soulèvements régionaux (les Eglabs). Ces soulèvements entraînent une érosion atteignant parfois le socle (Bœuf, 1971). Vers la fin de cette période, une glaciation s'est mise en place avec une calotte au niveau du Hoggar actuel.

Suite à la phase calédonienne, la zone d'Oued Mya centre commençait à s'élever tout en restant submergée. Au Silurien, la fonte définitive de cette calotte glaciaire entraîne la remontée du niveau de la mer. Une transgression généralisée atteint le Sahara méridionale où se déposent les argiles noires à Graptolites (Boudjema, 1987). A cette époque, la zone d'Oued Mya centre a été entièrement recouverte par cette mer (Benamrane et al, 1993). Au Dévonien, suite au soulèvement tectonique (phase calédonienne), une transgression de la mer s'est produite durant le Gédinien.

Le début de l'orogénèse hercynienne, et le soulèvement graduel de la zone de Hassi Messaoud a impliqué le déplacement des dépôts centre du bassin vers l'Ouest, où les dépôts Dévonien sont développés. Vers la fin du Carbonifère, la collision entre le Gondwana et

Laurasia a accentué le soulèvement de la région du dôme de Tilghermt et la structuration de Djemaa Touggourt. La région d'Oued Mya se présentait comme un haut plateau immergé, ce qui a empêché le dépôt du Carbonifère (Benamrane, et al, 1991) La formation de la Pangée a eu lieu vers la fin de l'orogénèse hercynienne et l'intense érosion des reliefs a atteint par endroit le socle. A Oued Mya le Dévonien est la formation paléozoïque la plus jeune.

Au Permo-Trias, la région est restée continentale jusqu'à la fin du Trias, ce qui a fait que la mer permienne n'a pas atteint la région. La zone d'Oued Mya est caractérisée au Trias par un système fluvatile installé en faveur des paléovallées hercyniennes, selon la direction NE-SW avec des sources d'apports constituées par les zones hautes de l'époque, qui sont Hassi R'Mel, Hassi Messaoud, et la voûte d'Allal. A la fin du Trias, les dépôts évaporitiques sont suivis de carbonates sur cette terre submergée au Jurassique inférieur et moyen, puis d'une transgression marine au Jurassique supérieur.

Au Crétacé, une transgression marine s'installa sur une grande étendue suivit d'une régression à l'Albien. Suite aux transgressions généralisées du Cénomanién et du Turonien, les mouvements orogéniques alpins ont façonné la structuration actuelle.

La zone d'Oued Mya est caractérisée actuellement par une structuration assez complexe héritée dès le Paléozoïque, et qui est matérialisée par des trends structuraux d'orientations NE-SW.

L'évolution paléogéographique et structurale au cours du Paléozoïque a eu des implications probables sur la distribution de certains réservoirs, sur la distribution et le potentiel des roches mères. Ce n'est qu'au cours de la subsidence du Mésozoïque et du Tertiaire que la maturation a été suffisante pour générer les hydrocarbures piégés dans la région.

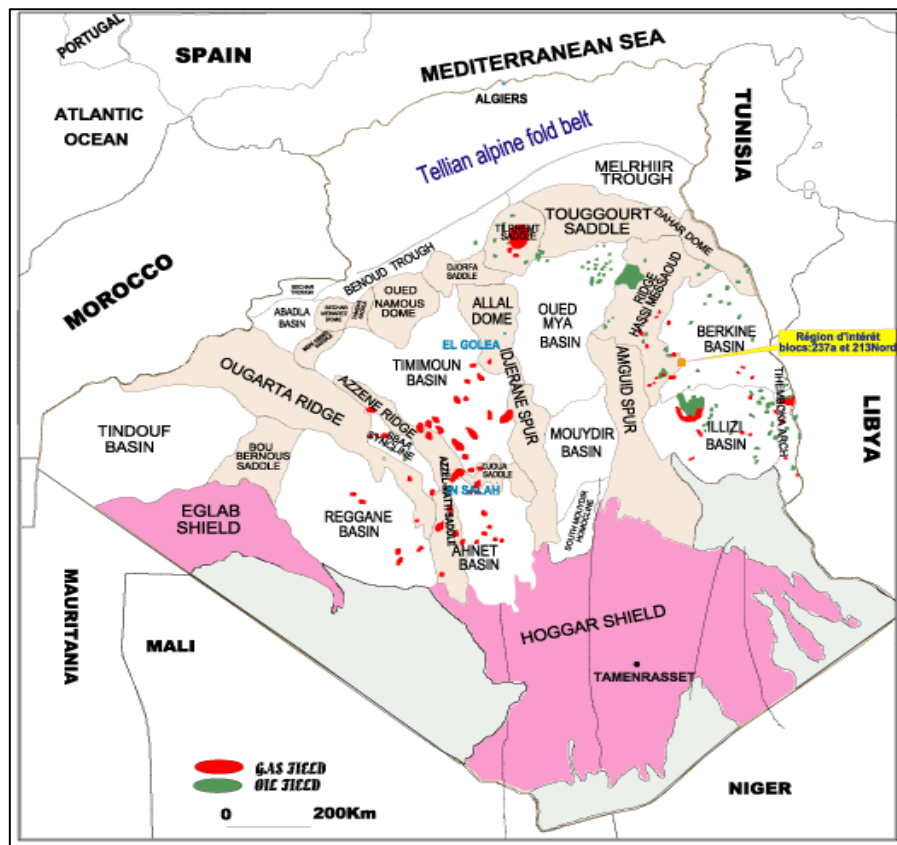


Fig. 8 : Situation géologique d’Oued Mya: en couleur blanche “Bassins”, en couleur rose “Socle” et en marron “Zones hautes”(Sonatrach, 2003)

3. Aperçu géologique et structural de Ben Kahla Est

La région de Benkahla fait partie du contexte géologique de bassin d’Oued Mya, caractérisée par une épaisse série sédimentaire, composée par des formations paléozoïques, mésozoïques et cénozoïques, recouvertes par un remplissage quaternaire (Galeazzi et all, 2010) (Fig.9).

3.1 Géologie de Ben Kahla -Est

3.1.1 Le Paléozoïque

Les données stratigraphiques obtenues par 32 forages du gisement, dans cette période sont celles du Silurien.

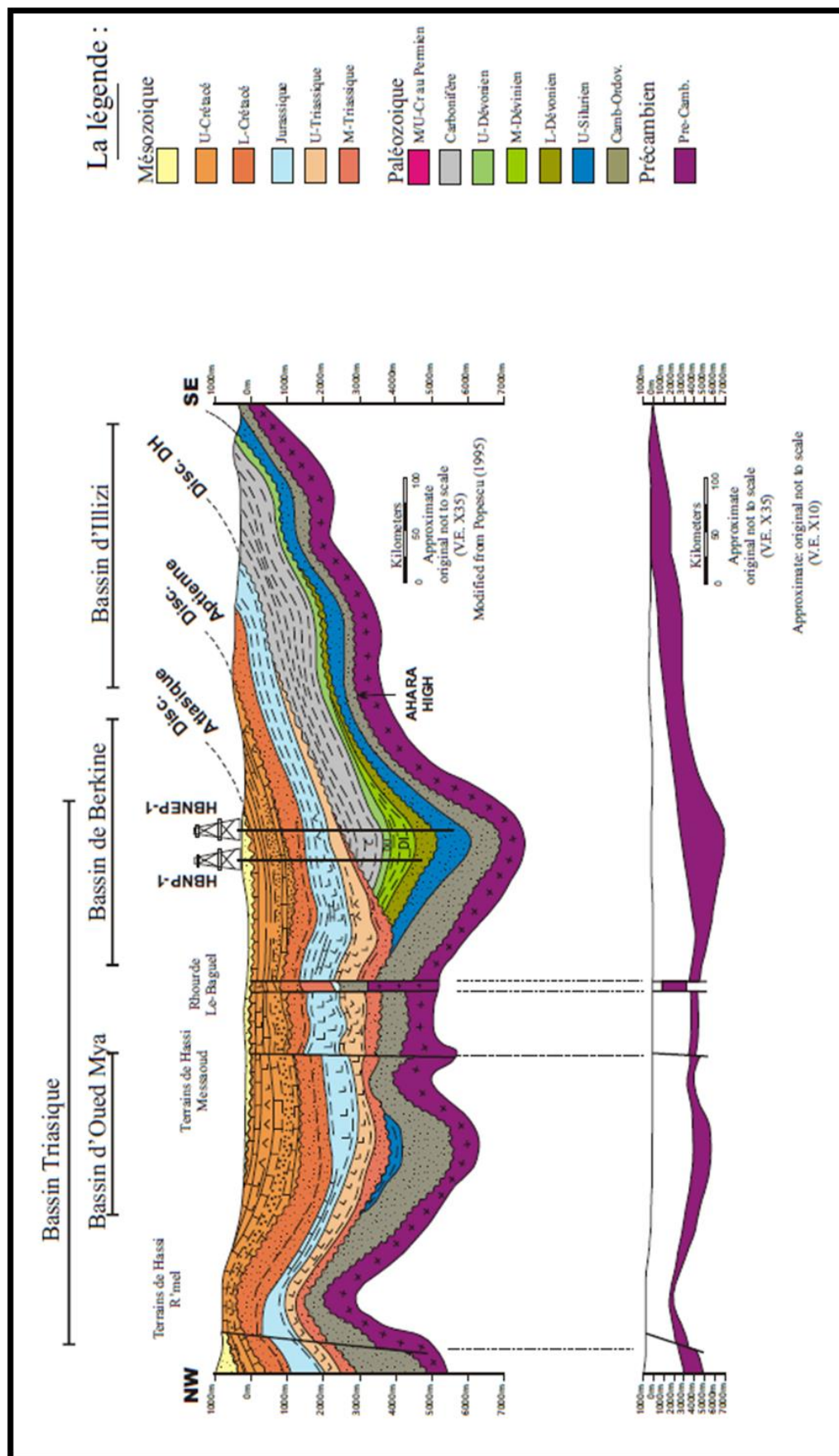


Figure 9 : coupe simplifiée de bassins triasiques Oued Mya Berkine et Illizi (plate-forme saharienne) d'après Galeazzi et al., 2010

Le Silurien :

Anciennement appelée Gothlandien, cette unité stratigraphique a été intensément affectée par la discordance hercynienne. Elle est composée d'argiles noires, feuilletées, charbonneuses quelque fois carbonatées, devenant très fossilifères au sommet, avec des intercalations gréseuses de quelques mètres d'épaisseur parfois.

Dans la zone de Ben Kahla -Est, le Gothlandien se présente comme le dernier système géologique du Paléozoïque dont il représente la roche mère. Il est constitué par des argiles radioactives cuite d'une couleur noire à gris-noire à passées gréseuses.

3.1.2. Le Mésozoïque

Le Mésozoïque est bien développé dans la province triasique.

A. Le Trias

Les niveaux triasiques se sont déposés dans un environnement lagunaire et/ou fluvial (Boudjema, 1987, Aït Salem, 1990, etc.) (Fig. 10).

***La série inférieure (TAGI)** (Boudjema, 1987. Aït Salem, 1990) : Elle repose en discordance sur des argiles siluriennes qui représentent le réservoir principal du champ Ben Kahla et des autres champs d'Oued Mya. Elle débute à la base par une formation conglomératique, suivie d'alternances de grès fins à moyens parfois grossiers et d'argiles, (J. Thouvenien, 1968).

***La Roche éruptive ou "série intermédiaire"** (appelée communément "Andésite" (Aït Hamouda, 1979. Boudjema, 1987, Aït Salem, 1990) : Il s'agit d'une série volcanique doléritique (Dolérite), (Chabouni, 2007) fissurée à veinules de calcite. Son épaisseur augmente du Sud vers le Nord de Benkahla.

***Le Trias T1** (Boudjema, 1987. Aït Salem, 1990) : il s'agit d'un dépôt argilo-gréseux avec un banc conglomératique à la base (12m) et argileux-dolomitique au sommet (8m), déposé au dessus de la "série intermédiaire" (la formation volcanique). Cette dernière est réduite dans cette zone par rapport aux autres régions du bassin d'Oued Mya (tels que Berkaoui et Guellala).

***Trias T2** (Boudjema, 1987. Aït Salem, 1990) : le réservoir T2 est caractérisé par des siltstones à grès très fin brun rouge, feldspathique très argileux avec la présence occasionnellement de sel dans la matrice.

***Les Argiles inférieures** (Boudjema, 1987. Aït Salem, 1990) : il s'agit d'argiles brunes indurées, légèrement silteuses avec des passées de grès gris-brun fins argileux.

***Les Argiles salifères S4** (Boudjema, 1987. Aït Salem, 1990) : Sel blanc translucide, massif avec des passées d'argiles brun-rouge plastiques à indurées légèrement silteuses et salifères.

B. Le Jurassique

D'une épaisseur d'environ 850 m, il est constitué de dépôts évaporitiques (laguno-marins). Il est subdivisé, comme suit (**Fig. 10**) :

a. Le Lias : (340 m à 350 m) et est subdivisé en deux zones lithologiques :

- A la base : le sel massif (80 m) ;
- Au sommet : l'anhydrite massive (260-270) m.

Le mur du jurassique est pris à la base du banc marneux, dit horizon "B" qui constitue un repère diagraphique régional.

b. Le Dogger : il se subdivise en deux ensembles

*** Le Dogger lagunaire**

D'une épaisseur de 120 m, il est composé d'alternance d'argiles grises-vertes et brunes rouges, de marnes grises et d'anhydrite.

*** Le Dogger argileux**

Cette série est composée d'argiles plastiques et d'argiles indurées, de marnes grises parfois dolomitiques et d'intercalations de grès fins.

c. Le Malm (234m)

C'est un complexe composé d'alternance d'argiles plastiques, souvent silteuses, de calcaires argilo-dolomitiques et de marnes grises avec des intercalations de grès.

C. Le Crétacé

a. Le Néocomien

De 181 m d'épaisseur, il est composé d'argiles brunes rouges et marnes grises, souvent dolomitiques avec des intercalations de grès fins et passées de calcaires dolomitiques.

b. Le Barrémien

De 372 m d'épaisseur, il est composé de sables fins à très grossiers et de grès fins beiges à bruns- rouges, avec quelques intercalations de passées d'argiles silteuses, brun-rouges et de calcaires argileux.

c. L'Aptien

C'est une série carbonatée, dolomitique microcristalline, d'une épaisseur de l'ordre de 20 à 30 m.

d. L'Albien

C'est un ensemble de grès et d'argiles avec des intercalations dolomitiques, et une alternance de marne et d'argile au sommet de la couche. Il a une épaisseur de 460 m environ.

e. Le Cénomani

D'une épaisseur de 161m, il est constitué d'argiles et de marnes dolomitiques grises à la base avec des passées de calcaires dolomitiques, d'argiles grises-vertes et brunes-rouges, surmonté d'alternances d'anhydrite blanche, de calcaires, de marnes dolomitiques et d'argiles grises.

f. Le Turonien

C'est une série de dépôts marins de 70 m d'épaisseur, carbonatés constitués de calcaire crayeux beige à blanc, avec des passées de calcaire argileux et dolomitique au sommet.

g. Le Sénonien

Il est subdivisé en trois ensembles :

- Le Sénonien salifère (220m)

Il est formé de sel massif translucide avec des intercalations d'anhydrite cristalline dure, d'argile grise tendre, légèrement dolomitique et salifère, et à la base, il est constitué d'anhydrite massive.

- Le Sénonien anhydritique (250m)

Il est constitué d'alternances d'anhydrite blanche microcristalline parfois cristalline, de dolomie grise, de passées de calcaire beige et d'argile brune-rouge dolomitique.

- Le Sénonien carbonaté (225 m)

Il s'agit d'une série carbonatée de calcaires fossilifères blancs, souvent dolomitiques et vacuolaires, avec des passées de marnes.

3.1.3. Le Cénozoïque

Seul le Mio-pliocène représente les terrains cénozoïques dans la région, reposant en discordance sur le Mésozoïque ; son épaisseur varie de 30 à 70 m. il est constitué de sable jaune fin, grossier, sub- anguleux à arrondi, avec des passées de grès fin à moyen, friable à ciment carbonaté et calcaire blanc tendre, parfois gréseux dolomitique.

ÈRE	SYST	ÉTAGES		DESCRIPTION	EPAISSEUR
CÉNO-ZOÏQUE		MIO-PLIOCÈNE discordance alpine		Sable, grès et argile	0 à 60 m
	C R É T A C É	SÉNONIEN	CARBONATÉ	Calcaire dolomitique et marne	0 à 700 m
			ANHYPDRITIQUE	Anhydrite massive, calcaire, dolomie, argile et marne	
			SALIFÈRE	Sel massif, anhydrite et argile	
		TURONIEN	Calcaire crayeux		
		CÉNOMANIEN	Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne	300 à 900 m	
		ALBIEN	Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base		
		APTIEN	Dolomie et marne		
		BARRÉMIEN	Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et marne	600 à 1300m	
		NÉOCOMIEN	Grès fins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite		
	J U R A S S I Q U E	DOGGER	MALM	Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne	120 à 300 m
			ARGILEUX	Argile indurée	
			LAGUNAIRE	Anhydrite et dolomie Passées d'argile silteuse	
		L I A S	ANHYPDRITIQUE	Anhydrite massive blanche, intercalations de dolomie et argile	700 à 900 m
			SALIFÈRE	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique	
			HORIZON "B"	Marne, argile dolomitique	
			S1 + S2	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique	
			S3	Sel massif incolore avec intercalations d'argile plastique	
			ARGILES SUPÉRIEURES	Argile plastique salifère	
	T R I A S	S4	Argile brun-rouge parfois salifère	100 à 250 m	
		ARGILES INFÉRIEURES	Argile silteuse		
		T2	Grès fin argilo-silteux		
		T1	Grès argileux		
		ROCHES ÉRUPTIVES	Andésite altérée		
		SÉRIE INFÉRIEURE discordance hercynienne	Grès fin à moyen		
		GOTHLANDIEN		Argile noire grès fin à moyen	300 à 900 m

Figure 10 : Colonne stratigraphique type de Benkahla (Document Division Production / SONATRACH).

3.2 Aperçu tectonique et structural de Ben Kahla -Est

Le champ de Benkahla Est présente une structure dominée par des failles normales, généralement héritées des phases tectoniques antérieures et réactivées au cours du Mésozoïque et du Cénozoïque. Ces structures contrôlent à la fois la géométrie des réservoirs et la distribution des faciès. Cette zone fait partie de la tectonique globale du bassin d'Oued Mya, affectée par deux cycles orogéniques, le premier Hercynien, caractérisé par des phases essentiellement compressives, tandis que le second Alpin, caractérisé par des phases particulièrement distensives favorisant une sédimentation très active avec le déplacement de l'axe de subsidence du bassin vers l'Est. Les campagnes de sismique réflective menées dans les régions de Berkaoui, Guellala et Ben Kahla ont montré que les failles dans la région de Ben Kahla sont le résultat des phases distensives qui, ont débuté au Trias et pris fin à la fin du Miocène. La phase compressive, marquant l'inversion tectonique du Tertiaire n'est pas aussi caractérisée que la distensive. Les phases identifiées sont illustrées dans la **figure 11**.

Enfin l'architecture du réservoir triasique est marquée par :

- Une organisation en corps sableux lenticulaires à tabulaires,
- Une forte variabilité latérale des faciès,
- Des compartimentations locales liées aux accidents tectoniques.

Ces éléments structuraux jouent un rôle déterminant dans la distribution des propriétés pétrophysiques et dans la connectivité du réservoir.

PERIODE MAX. D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEME DE FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE et NE-SW	Compartimentage du craton du Sahara central.
CAMBRO-ORDOVICIENNE	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par des failles. Basculement NW de la plate-forme saharienne. Volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S	Soulèvement des boucliers Réguibat et Touareg.
CALEDONIENNE (Siluro-Dévonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S.	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S Et E-W (Tihemboka, Ahara)
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	Non-dépôt et érosion locale (mole d'Ahara). Volcanisme.
WISEEN (Hercynienne précoce)	N40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S. Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion de Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
CARBONIFERE SUP, APERMIEN (Hercynienne principale)	N120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultant de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (dislocation de la Pangée)	NW-SE 	Réaction des failles NE SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par des failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CRETACE INFÉRIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réaction des décrochements des failles N-S&NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'arche d'Al Biod et Illizi), effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S&NW-SE 	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque Africaine avec la plaque Européenne. Décrochement de la faille Sud Atlas.	
MIOCENE	NW-SE&N-S 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyschs au Nord.
POST-VILLAFRANCHIEN	N-S 	Basculement et inversion de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Événement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.

Figure 11 : Les différentes phases tectoniques affectant la plate forme saharienne

3.3.1. Roches mères

L'importance de la série inférieure paléozoïque est liée à la présence des roches mères du bassin dont les plus riches sont constituées par les argiles radioactives du Silurien (**Fig 12**). En liaison avec la condensation sédimentaire de l'ensemble du Silurien dans ce bassin, ces argiles présentent d'excellentes caractéristiques géochimiques. Leur faible enfouissement au cours du paléozoïque a préservé leur potentiel pétrolier, leur maturation et la genèse des hydrocarbures, ayant eu lieu lors de leur évolution ultérieure sous l'effet de la subsidence

mésozoïque. La roche mère silurienne est absente sur les môles de Hassi Messaoud et de Talemzane.

Dans la dépression de l'Oued Mya, la roche mère du Silurien présente actuellement un degré de maturation favorable à la génération d'huile. Son degré de maturation est plus élevé (zone à gaz) à l'Ouest de Hassi R'Mel et au Nord du môle Talemzane, où son enfouissement augmente vers le sillon sud Atlasique. La configuration actuelle du bassin et l'extension de la roche mère du Silurien ont été extrêmement favorables à l'alimentation des réservoirs sus-jacents.

3.3.2. Roches réservoirs

Les grès argileux d'Oued Mya font partie des réservoirs datant de l'Ordovicien. Elles sont constituées essentiellement par des grès et calcaires. Le complexe du Trias argilo-gréseux est relativement peu puissant, renfermant les principaux réservoirs semblables, mais dans lesquels la distribution des réservoirs et leur qualité varient d'une manière notable, où on distingue :

- **La série inférieure** : constitue le principal réservoir des gisements de Ben Kahla, Guellala, Haoud Berkaoui et d'une grande partie du bloc 438. A Ben Kahla, cette série, représente l'unique réservoir, dont les 2/3 inférieures de la série inférieure sont formées de lentilles gréseuses plus épaisses. L'examen des lames minces et des logs de sédiments logiques a montré que les grès de cette série sont très variés, avec des tailles de grains allant du grossier au moyen ou fin, et ils présentent souvent une granulométrie bimodale avec de meilleures caractéristiques pétrophysiques. Cependant, la partie supérieure de la série (environ un tiers de l'épaisseur totale) est très argileuse, ce qui la rend moins favorable pour la production de pétrole ou de gaz.
- **Les unités T1 et T2** : ces niveaux sont considérés comme étant des réservoirs secondaires, relativement peu importants où des traces d'huile ont été détectées, ils sont représentés par des grès brun-rouge, fins à grossiers, et des argiles brun-rouge silteuses, légèrement dolomitiques.

3.3.3. Roches couvertures

Les faciès des formations siluriennes de la plateforme saharienne sont réputés pour être une excellente couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien supérieur. Elles atteignent 500 à 600 m dans les bassins du Sud-est saharien et 900 à 1000 m dans ceux du Sud-Ouest. On les rencontre ainsi dans le bassin d'Oued Mya et également dans d'autres bassins de la plateforme saharienne.

Les réservoirs T1 et T2, possèdent une même couverture sédimentaire, constituée du Trias salifère et des épaisseurs évaporitiques du Lias. En effet, la série argileuse qui recouvre les grès du T1, assure une étanchéité adéquate de ce réservoir. La province Triasique est également couverte par des roches éruptives qui jouent un rôle important dans la couverture spécifique des réservoirs de la série inférieure. Cependant, en raison de l'épaisseur relativement faible de ces roches, il est possible que des sels dissous migrent vers la série inférieure, jouant ainsi le rôle d'un ciment, ce qui rend leur rôle de couverture moins efficace.

En fait, la fracturation de ces roches éruptives pouvant faciliter amplement la migration des hydrocarbures. Des études antérieures ont également mis en évidence l'importance de ces roches éruptives du Trias dans la maturation thermique des hydrocarbures et surtout en tant que barrière étanche, car elles sont bien développées grâce aux importantes coulées de laves.

3.3.4. Les pièges

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler. Il existe trois types de pièges :

- **Pièges structuraux** : Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques, tels que les anticlinaux ou pièges par failles.
- **Pièges stratigraphiques** : c'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable, tel que les lentilles gréseuses, les biseaux etc...
- **Pièges mixtes** : ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques.

Il convient de souligner qu'au niveau du bassin d'Oued Mya et le champ de Benkahla les pièges reconnus, jusqu'à présent, sont de type mixte.

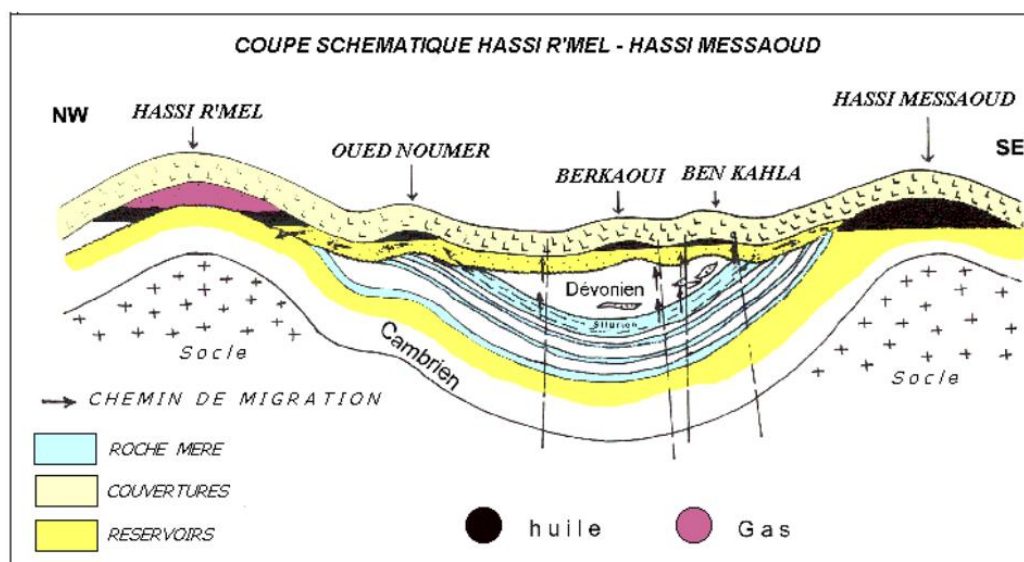


Fig. 12 : Coupe structurale NW – SE de HBK (Abdous et al, 2007)

4. Le Trias du bassin d'Oued Mya

4.1. Cadre stratigraphique

Le Trias constitue la base de la série mésozoïque et occupe la totalité du bassin d'Oued Mya (Berkaoui, Ben Kahla, etc.). Il repose en discordance sur les formations paléozoïques et est recouvert par les dépôts jurassiques (**Fig. 13**).

Age	Profondeur moyen (m)	Etages	Colonne stratigraphique	Lithologie	Epaisseur
T r i a s	3290	Argilo-salifère (S4)		Sel incolore	100 à 250m
		Argile inférieure		Argiles silteuses	
		T2		Grès fins argilo-silteux	
		T1		Grès argileux	
		Série intermédiaire		R. volcanique	
		Série inférieure		Grès fins à moyens	
Sil.	3460	Gothlandien		Argiles noires Grès fin à moyen	

Figure 13 : Colonne lithostratigraphique de Ben Kahla Est.

Il est généralement subdivisé en :

- Trias inférieur (dominance détritique),
- Trias moyen (alternances détritiques et évaporitiques),

- Trias supérieur (forte composante évaporitique).

4.2. Lithostratigraphie du Trias inférieur (Série inférieure)

Le Trias inférieur (ou série inférieure) est essentiellement constitué de dépôts détritiques silicoclastiques, dominés par :

- Des grès quartzeux à subarkosiques (c'est à dire grès riches en feldspaths) ,
- Des niveaux argileux intercalés,
- Localement des horizons évaporitiques.

Les grès présentent généralement une granulométrie moyenne à grossière, témoignant de conditions de transport à énergie relativement élevée. Les niveaux argileux correspondent à des phases de décantation dans des environnements plus calmes.

4.3. Synthèse sédimentologique

Les études antérieures montrent que le Trias inférieur du bassin d'Oued Mya correspond principalement à des systèmes fluviaux, dominés par des chenaux en tresse (Aït Salem, 1990). Ces systèmes sont caractérisés par une forte variabilité latérale des dépôts, une dominance de corps sableux amalgamés et une faible proportion de dépôts fins continus. Les environnements de plaine d'inondation sont également présents, représentés par des dépôts argileux et silteux. Par ailleurs, des conditions climatiques arides ont favorisé localement la formation de niveaux évaporitiques.

Deuxième chapitre :
Caractérisation sédimentologique du
Trias inférieur à partir des données de
carottes, de diagraphies et de
propriétés pétrophysiques

Deuxième chapitre :

Caractérisation sédimentologique du Trias inférieur à partir des données de carottes, de diagraphies et de propriétés pétrophysiques

Introduction :

Le présent travail vise à étudier plusieurs puits de la série inférieure du réservoir triasique de la zone d'étude " Benkahla Est " qui fait partie du bassin d'Oued Mya. Pour cela nous avons intégré les observations sédimentologiques des carottes, les paramètres pétrophysiques et les réponses diagraphiques des puits étudiés. Pour accomplir cela, on a exploité toutes les données qui étaient à notre disposition. Les axes qu'on va suivre dans ce chapitre sont : (1) Description sédimentologique des faciès à partir des carottes, (2) L'analyse pétrophysique (porosité, perméabilité), (3) L'interprétation des logs (Gamma Ray, densité, sonic), (4) la définition des électro-séquences et leurs tendances de deux puits (Well 13 et Well 14), (5) La corrélation inter-puits avec le logiciel "Techlog". (6) L'élaboration des cartes des isopaques de la SI, des isobathes du toit de la série inférieure et carte des isobathes du toit du Paléozoïque à base de 13 puits avec le logiciel "Surfer". Enfin (7) un modèle sédimentologique sera proposé à la fin.

1. Description sédimentologique des faciès à partir des carottes

1.1 Méthode

L'étude des carottes des six puits (BKHE9, BKHE10, BKHE11, BKHE12, BKHE13 et BKEQH1) concerne la série inférieure (SI) (**Fig. 14**).

La Série inférieure englobe les niveaux inclus entre la discordance hercynienne (au dessus du Gothlandien) jusqu'à la fin du Trias inférieur, plus exactement jusqu'à la série intermédiaire (ensemble éruptive). L'objectif est de définir les différents faciès sédimentaires à partir de la description des carottes de chaque puits. Pour cela, nous nous sommes basés sur des critères de description tels que : le contact basal, l'épaisseur des bancs, la description lithologique (granulométrie, morphoscopie, ciment, etc.) et les structures sédimentaires, etc. Ceci, nous a permis d'identifier les faciès sédimentaires correspondants (F1, F2, F3, F4, F5, F6, F7, F8 et F9). Enfin, il nous a paru important de commencer par une description succincte des carottes des puits étudiés (à partir des photos et des fiches à carottes).

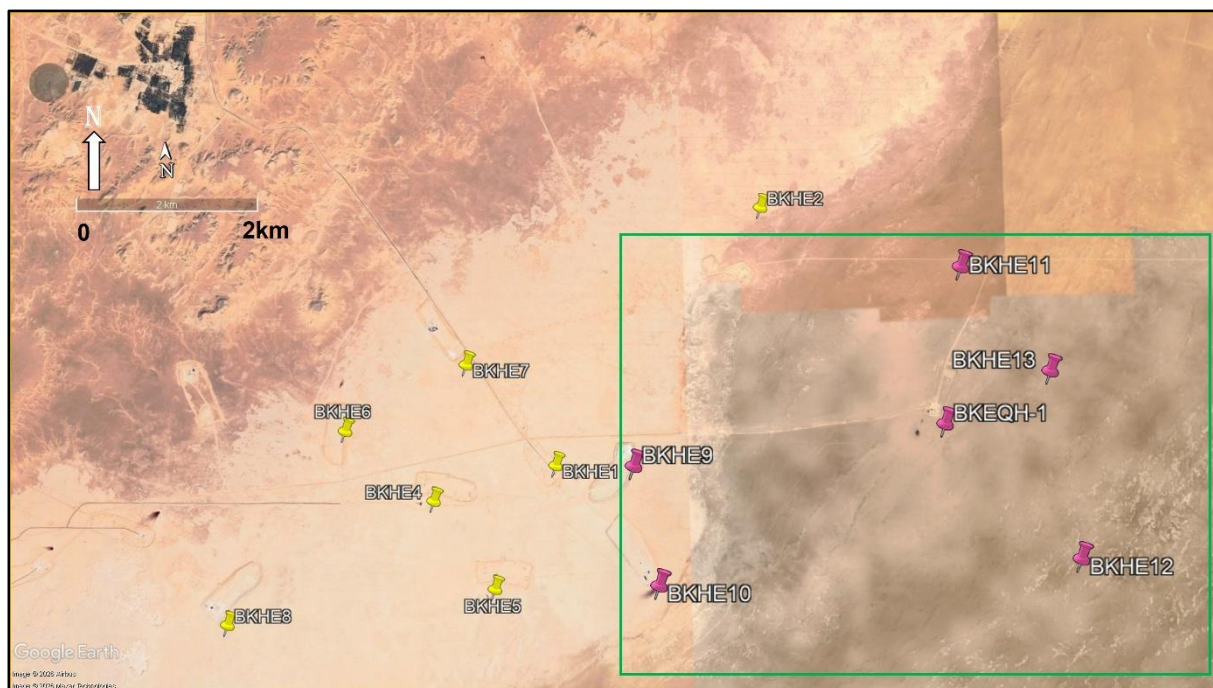


Fig. 14 : carte de situation des puits étudiés « rectangle vert » (Image Google Earth)

Il faut noter que les épaisseurs de la série inférieure triasique (TAGI) varient d'un puit à un autre (TAB. 1).

TAB. 1 : Tableau 1 des épaisseurs de la série inférieure correspondant aux six puits

PUITS	Ep. SI (m)	Top SI (m)	Bottom SI (E) (m)
BKHE9	17	3415	3432
BKHE10	39.5	3440.5	3480
BKHE11	17,5	3447	3464.5
BKHE12	39	3449	3488
BKHE13	17	3452	3469
BKEQH1	32,5	3422,5	3455

1.2. Descriptions des carottes par puits

La description est donnée sous forme de tableaux (six Tableaux).

1.2.1. Puits BKHE 9 : TAB. 2

Puits	Description lithologique	Structures sédimentaires	Faciès/Miall
BKHE9 De bas en haut	*Alternance argiles rouges et grès fins à très fins (2m)	Stratifications horizontales et rides de courant	Fl Bordure de chenal
	* Grès grossiers microconglomératiques, massifs à la base, à galets mous argileux (nodules), gris sombre bitumineux (1,7m)	Stratifications entrecroisées	Gt Remplissage de chenaux mineurs (en tresses)
	*Grès fins à très fins clair avec silts gris clair (Silts et argiles laminées) (1m)	Laminations	Sh Écoulement en lit plan ((régime inférieur et supérieur)
	*Grès sombre à noir bitumineux, moyens à grossiers, parfois massifs, microconglomératiques par endroits et à galets mous argileux (3m)	Stratifications entrecroisées	Gt, St Chenal mineur Dunes sous-aquatiques
	*Alternance argilo-gréseuse à dominance argileuse (silts laminés) (3m)	Laminations	Fl Dépôts de débordement (overbank)
	*Grès gris à sombre fins à très fins à ciment argileux (2,5m)		Sh Écoulement en lit plan

1.2.2. Puits BKHE 10 : TAB. 3

Puits	Description lithologique	Structures sédimentaires	Faciès/Miall
BKHE10 De bas en haut	3478 m * Argiles grise à gris sombre, silteuse, tendre parfois indurée (6,2m), intercalées d'un banc de grès moyens (0,4m), gris sombre bitumineux.		Fm Dépôts de décantation
	* Grès gris sombre à noirs, moyens à grossiers bitumineux (3,3m)	Stratifications entrecroisées en auge	St Dunes sous-aquatiques chenal
	3468.5-3461 * Alternance de grès gris sombre fins à moyens parfois grossiers, à niveaux conglomératiques, parfois compacts et d'argiles grises à gris noires parfois verdâtres (7,5m)	Stratifications entrecroisées planes Stratifications obliques	Gm ou Gp Sp Barre

	* Grès gris à gris sombre à ciment siliceux fins à moyens, compacts, à nodules d'argiles verdâtres (2 m)	Stratifications horizontales à subhorizontales parfois obliques	Sh Écoulement en lit plan
	3459-3452,6 (6,4m) * Grès grossiers conglomératiques mal triés à nodules d'argiles brun rouge à verte (5,4m), surmontés de grès gris beiges fins, compacts (1m) (granoclassement positif, « fining up »)	Stratifications entrecroisées en auge Stratification obliques.	Gt St Chenal
	* Argiles brun rouges parfois verdâtres avec passage centimétrique de grès beiges parfois brun rouges (9,8m)		Fl, Fm Dépôts de décantation Dépôts de débordement Plaine d'inondation
	* Grès beiges fins, compacts (1m)		Fl Dépôts de crues
	* Argiles brun rouges parfois verdâtres avec passage centimétrique de grès gris à gris blanc (3,1m)		Fl, Fm Dépôts de crue dans une plaine d'inondation

1.2.3. Puits BKHE 11 : TAB. 4

Puits	Description lithologique	Structures sédimentaires	Faciès
BKHE11 De bas en haut	3460,2m (Fig. 15) *Grès gris clair à beige, grossiers à moyens, à ciment argileux à passages microconglomératiques et de grès noirs grossiers (2,5m)	Stratifications entrecroisées en auge (courbe) parfois obliques courbes	Gt, St Chenal mineur Dunes sous-aquatiques
	* Grès beige à verdâtre parfois gris claire grossiers à moyens, à niveaux décimétriques de grès noir bitumineux grossiers à nodules d'argile verdâtre et niveaux conglomératiques (3,3m)	Stratifications entrecroisées Rides de courant au sommet	GP, Sr Barre
	* Grès gris sombre à noir bitumineux grossiers à moyens, <u>mouchetés</u> avec nodules d'argile verdâtre, mal trié, (1,8m)	Stratifications entrecroisées et obliques	St Dunes sous-aquatiques chenal
	* Grès gris clair à clair, à ciment argileux très fin compact (0,7m)	Stratifications horizontales à subhorizontales	Sh Écoulement en lit plan

	* Grès gris sombre à noir bitumineux moyens à grossiers avec niveaux conglomératiques et nodules d'argile verdâtre (1,4m)	Stratifications entrecroisées et obliques.	St Dunes sous-aquatiques Chenal
	* Grès gris à beige fin compact (grès massifs) (2m)	Massifs	Ss Petit chenal
	* Grès gris à gris clair fins à très fins compacts durs parfois beige à ciment argileux (siltites ?) (5,5m)		Barre
	* Argiles brun rouges (cuites)		Fm Plaine d'inondation

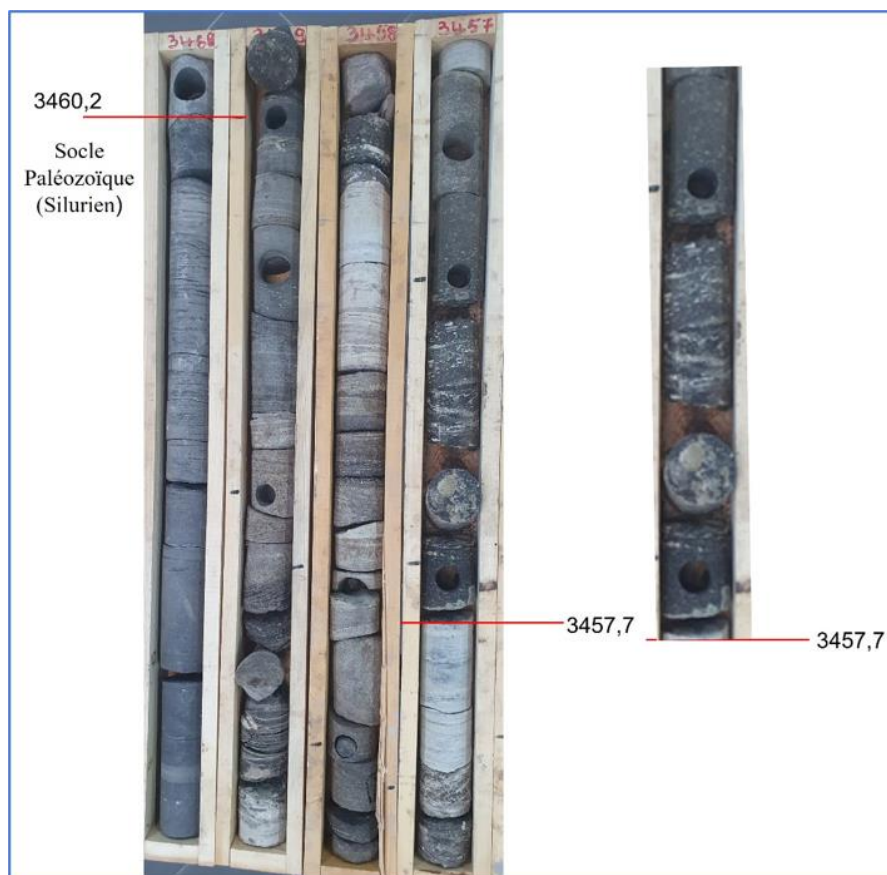


Fig. 15 : Well 13 carotte 3460,2 – 3457,7 (2,5m) : Grès gris clair à beiges, grossiers à moyens, à ciment argileux avec des passages microconglomératiques et de grès noirs grossiers, à stratifications entrecroisées en auge (courbe) parfois obliques courbes. **Faciès de chenal.**

1.2.4. Puits BKHE 12 : TAB. 5

Puits	Description lithologique	Structures sédimentaires	Faciès/Miall
BKHE12 De bas en haut	3482,6 m * Grès gris foncé parfois noir bitumineux, moyens à grossiers, mal triés, à galets mous, à niveaux	Ravinement, Stratifications entrecroisées en plan, parfois obliques	Gp, Sp Barre de chenal

	conglomératiques, raviné à la base (3482,6m), intercalés par des niveaux argileux centimétriques (10 - 20cm) plus clair. (5m)		
	*Argiles intercalées de grès fins compacts, présence de pellicules de sel (1m)		Fl Dépôts de décantation P. inondation
	*Grès grossiers, conglomératiques à la base du chenal, raviné à sa base, (1,2m)	Stratifications entrecroisées, et obliques courbes	Gt, St Remplissages de chenaux mineurs Dunes sous-aquatiques Chenal en tresse
	*Grès gris clair fins à moyens à passées d'argiles centimétriques (2,2m)	Stratifications obliques et subhorizontales Rides de courant,	Sp Barre de chenal
	*Grès gris à noire grossier à stratification obliques planes, les deux derniers mètres deviennent plus noirs et bitumineux (3m)	Stratifications entrecroisées planes	Sp Barre de chenal
	*Grès gris à claire, fins et compacts à ciment argileux à galets mous argileux, avec des passées d'argiles. (1,3m)	Stratifications obliques planes	Fl Dépôts de débordement (overbank)
	* Argiles brun rouge (0,6m),		Fm Décantation Plaine d'inondation
	*Roche éruptives (6,2m)		Roche volcanique
	*Grès noire moyens à grossiers bitumineux mouchetés, à galets mous (1,3m)	Stratifications obliques et entrecoupées	St Dunes sous-aquatiques Chenal
	*Grès noirs parfois gris foncé moyens à grossiers bitumineux et mouchetés microconglomératiques avec des passages centimétriques d'argiles verdâtre (4,3m)	Stratifications obliques et entrecoupées	Gt, St Chenal

	*Grès gris foncé à noire, moyens à grossiers à ciment argileux à nodules d'argiles verdâtres (2,3m) (Fig. 16)	Stratifications obliques et entrecoupées	St Chenal
	* Grès gris clair fins à très fins, compacts, à ciment argileux, à passées centimétriques d'argiles verdâtres (2,6m)	Stratifications entrecoupées et obliques	Sp Barre
	* Grès gris clair à foncé parfois bitumineux fins à moyens compacts avec des niveaux d'argiles verdâtres. Présence des nodules d'argile verdâtre (2m)	Stratifications horizontales	Sp Barre
	* Grès gris clair fins à très fins compacts à passages centimétriques d'argiles verdâtres (2,6m)	Stratifications horizontales	Sp Barre
	* Argiles brun rouge parfois verdâtre surmontées d'argiles verdâtres, à niveaux de grès argileux, gris claire très fins et compacts (6,4m)		Fl, Fm Dépôts de débordements sur plaine d'inondation

1.2.5. Puits BKHE 13 : TAB. 6

Seulement 10m de carottes ont été récupérés

Puits	Description lithologique	Structures sédimentaires	Faciès/Miall
BKHE13 De bas en haut	3469 * Grès gris à gris beige fins à très fins compacts et durs (10m). Massifs à la base (3,5m), avec trois niveaux microconglomératiques.	Stratifications obliques planes au sommet (4,5m) surmontées de rides de courant	Gp, Sp Barre de chenai
	3459 à 3450 : niveaux non carottés (non récupéré)		

1.2.6. Puits BKEQH1 : TAB. 7

Puits	Description lithologique	Structures sédimentaires	Faciès/Miall
BKEQH1 De bas en haut	3453 * Grès gris-sombre, moyens à grossiers, argileux, microconglomératiques, moyennement consolidé (2m)	Stratifications entrecroisées en auge (courbe)	Gt, St Chenal

	* Grès gris-sombre, fins à moyens silico-argileux à argileux moyennement consolidé. À niveaux microconglomératiques (7m)	Stratifications entrecroisées en auge	Gt, St Chenal
	* Grès gris sombre à la base qui deviennent gris-blanc à beige au sommet, à grains fins à moyens silico-argileux moyennement consolidé riches en galets mous argileux. (2m)	Stratifications horizontales rarement obliques	Barre

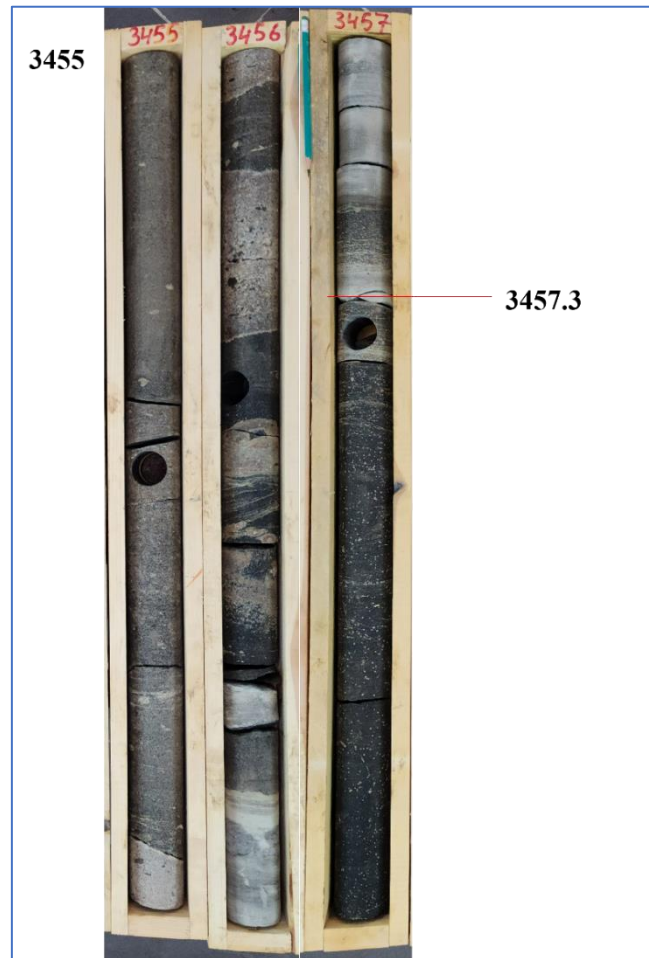


Fig. 16 : Well 14 carottes 3457.3 - 3455m (2,3m) : Grès gris foncé à noire moyens à grossiers à ciment argileux avec nodules d'argiles verdâtres à stratification obliques et entrecoupées.
Facies de chenai

1.3. Définition des faciès, des associations de faciès et des milieux environnementaux

Après la description sédimentologique (lithologie et structures) à partir de l'analyse des carottes, une deuxième étape consiste à définir les différents faciès et leurs associations afin de caractériser les environnements de dépôts. Il faut noter que les lithofaciès et les structures sédimentaires difficilement observées sur les carottes sont interprétées selon la nomenclature des faciès établie par **Miall (1977, 1978 et 2006)**. L'agencement de ces faciès (vertical et horizontal) donne naissance à ce qu'on appelle les éléments architecturaux (ou corps sableux)

(Miall, 1985, 2006). Ces derniers sont caractérisés selon des critères déterminés par Allen, (1965, 1983) et Miall, (1985, 2006). Enfin la dernière étape consiste à la détermination des paléoenvironnements en se basant sur les faciès et les associations de faciès déjà définis.

1.3.1. Tableau de Miall (1978), en conservant les codes de faciès originaux :

TAB 8 : Tableau de Miall (1978)

Codes faciès	Caractéristiques (lithofaciès et structures)	Interprétations
Faciès conglomératiques (Gravier)		
Gm	Conglomérat massif ou grossièrement stratifié ; imbrication des galets ; *Stratification horizontale	Barres longitudinales,
Gt	Conglomérats stratifiés ; stratifications entrecroisées en auge (trough cross-bedding)	Remplissages de chenaux mineurs
Gp	Conglomérats stratifiés, *Stratifications entrecroisées planes	Barres lingoïdes
Faciès gréseux (Sand)		
St	Grès moyens à très grossiers, parfois graveleux (pebbly) ; *stratifications entrecroisées en auge isolées ou groupées	Dunes sous-aquatiques (régime d'écoulement inférieur)
Sp	Grès moyens à très grossiers, parfois graveleux ; *stratifications entrecroisées planes isolées ou groupées	Barres lingoïdes et vagues de sable (régime d'écoulement inférieur et supérieur)
Sr	Grès très fins à grossiers ; *rides de courant de tous types, y compris rides grimpanes (<i>climbing ripples</i>)	Rides de courant (régime d'écoulement inférieur)
Sh	Grès très fins à très grossiers, parfois graveleux (pebbly) ; *laminations horizontales ; linéations de courant (<i>parting lineation</i> ou <i>streaming lineation</i>)	Écoulement en lit plan (<i>plane bed</i>) (régime inférieur et supérieur)
Ss	Grès fins à grossiers, parfois graveleux ; *Larges et peu profondes surfaces de ravinement (incluant la stratification entrecroisée)	Petits chenaux ou dépressions d'érosion (scours)
Faciès fins (gréso-silto-argileux)		
Fl	Alternances de sable très fin, limon et argile ; *Rides de courant ; stratification ondulée ; bioturbation ; racines ; calcrètes	Dépôts de crues en phase de décrue (ou dépôts de crues décroissantes) ; dépôts de débordement (overbank)
Fm	Argile et limon (mud, silt) ; * racines ; fentes de dessiccation	Dépôts de décantation formés dans des mares ou zones d'eau stagnante

1.3.2. Définition des Faciès :

Neuf faciès ont été définis (de F1 à F9) (**TAB 9**) :

TAB 9 : Tableau des faciès, leurs codes, interprétations et milieux de dépôts

Faciès	Codes (Miall, 1978)	Interprétations	Milieux environnementaux
F1	Gt	Remplissages de chenaux mineurs	Chenal en tresse
F2	Gp	Barres de chenal	Barre de chenal
F3	St	Dunes sous-aquatiques (régime d'écoulement inférieur)	Chenal
F4	Sp	Barres (régime d'écoulement inférieur et supérieur)	Barre de chenal
F5	Sr	Rides de courant (régime d'écoulement inférieur) *migration de rides de courant lors de la diminution de l'énergie	Chenal ou barre de chenal
F6	Sh	Écoulement sur lit plan (plane bed) (régime inférieur et supérieur)	Chenal/barre/Plaine d'inondation
F7	Ss	Petits chenaux ou dépressions d'érosion (ravinées)	Chenal en tresse ou sur P. d'inondation
F8	Fl	Dépôts de crues en phase de décrue (ou dépôts de crues décroissantes) ; dépôts de débordement (overbank)	Dépôts de débordement ou de décrue sur plaine d'inondation
F9	Fm	Dépôts de décantation formés dans des mares ou zones d'eau stagnante	Sur plaine d'inondation, chenal ou barre

1.3.3. Définition des associations de faciès et des milieux de dépôts :

À partir des 9 faciès identifiés, trois associations de faciès ont été définies (AF1, AF2 et AF3) (**TAB 10**) :

Associations de faciès	Faciès/Miall 1978	Milieux de dépôts
AF1 (F1, F3, F5, F6, F7)	Gt, St, Sr, Sh, Ss	Chenal principal ou mineur en tresse
AF2 (F2, F4, F5, F6)	Gp, Sp, Sh, Sr	Barres de chenal médianes ou longitudinales
AF3 (F8, F9)	Fl, Fm	Dépôts de débordement ou de décrue de plaine d'inondation, développées en marge des chenaux actifs

TAB 10 : Tableau des associations des faciès, leurs codes et milieux de dépôts

Après la description des carottes des six puits et la définition des neuf différents faciès sédimentologiques et trois associations de faciès, nous avons constaté que le Trias de la série inférieure (SI) du champ de Benkahla Est, est caractérisé par une alternance de faciès gréseux chenalisés, de barres de chenaux et de niveaux argilo-silteux de plaine alluviale. Les faciès grossiers à moyens, à stratifications entrecroisées témoignent d'un environnement fluviatile en tresses et de barres de chenaux, tandis que les faciès fins laminés et argileux traduisent des dépôts de débordement et de plaine d'inondation évoluant sous climat aride ou semi-aride.

2. Analyse pétrophysique par faciès

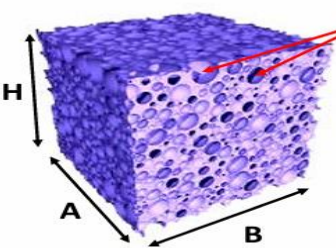
2.1. Aperçu sur la pétrophysique :

Un réservoir de pétrole est une roche souterraine suffisamment poreuse et perméable pour renfermer et laisser s'écouler des fluides. La pétrophysique est l'étude des propriétés physiques et chimiques qui décrivent l'apparition et le comportement des roches et leurs fluides, lors de forage afin d'évaluer un réservoir. Les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir pétrolier sont : son volume d'argile, sa porosité, son taux de saturation en eau et sa perméabilité. Les différents fluides que le réservoir renferme sont l'huile, le gaz et l'eau.

Les paramètres pétrophysique :

- La porosité (Φ)

C'est le rapport du volume des pores (V_p) sur le volume de la roche (V_r)



$$\Phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (\%)$$

$$V_r = A * B * H$$

$$V_p = \sum \text{pores}$$

- La perméabilité (K)

La perméabilité d'une roche est son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans le cas où ses pores sont reliés entre eux. L'unité de mesure de la perméabilité (K) est le darcy.

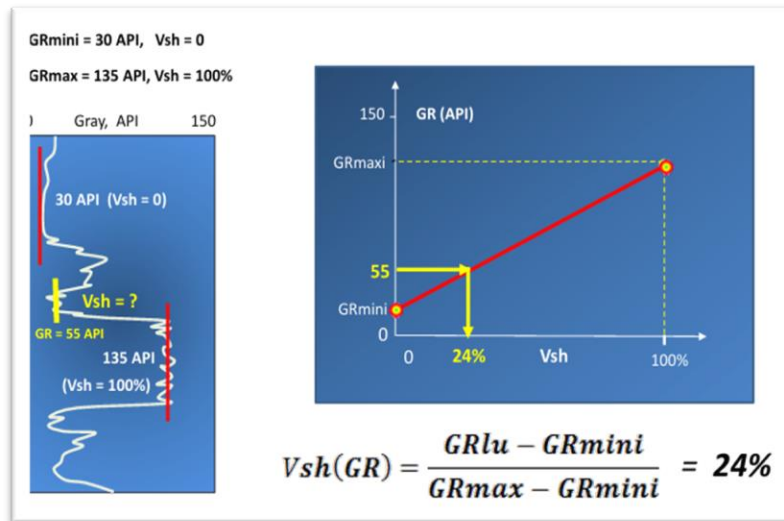
La perméabilité est donnée par la Loi de Darcy :

$$K = \frac{Q\mu L}{S(p_1 - p_2)}$$

- **La saturation en eau (Sw)**

La saturation en eau (Sw) représente le pourcentage des pores d'une roche occupés par l'eau.

- **Volume d'argile (VSH)**



Loi du volume d'argile :

Vsh : Volume d'argile en % ;

GRlu : Gamma ray lus sur le log ;

GRmin: Gamma ray minimum;

GRmax: Gamma ray maximum.

La relation entre la sédimentologie des carottes, les propriétés pétrophysiques et les réponses des logs constitue la base de la caractérisation des réservoirs.

La sédimentologie décrit la nature et l'organisation des dépôts par des paramètres habituels (lithologie, granulométrie, tri des grains, structures sédimentaires, teneur en argiles, type de ciment, bioturbation et diagenèse). Ces paramètres contrôlent directement les propriétés pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation, etc.). Par exemple, pour un grès grossier, la porosité est souvent élevée et la perméabilité est aussi très élevée. Par contre pour une argile, la porosité et la perméabilité diminue (sans tenir compte du ciment). Enfin on peut établir une relation Faciès-Pétrophysique.

2.2. Analyse pétrophysique par faciès : relation Faciès-Pétrophysique

Pour cette analyse on a choisi deux puits ; Well 13 situé au Nord et Well 14 situé au Sud et ayant le plus de faciès (Gp, Gt, St, Sh, Fm, etc.) pour analyser cette relation (Faciès-Pétrophysique) (**Figs 17 et 18**). Les relations entre les faciès, la porosité, la perméabilité et le VSH (Taux d'argiles) sont données dans des tableaux sous forme de résultats relatifs (forte, faible, élevée, moyenne, etc.), car on ne possède pas de données numériques réelles.

a) Le puits Well 13 : Sept faciès ont été identifiés voir (fig 17)

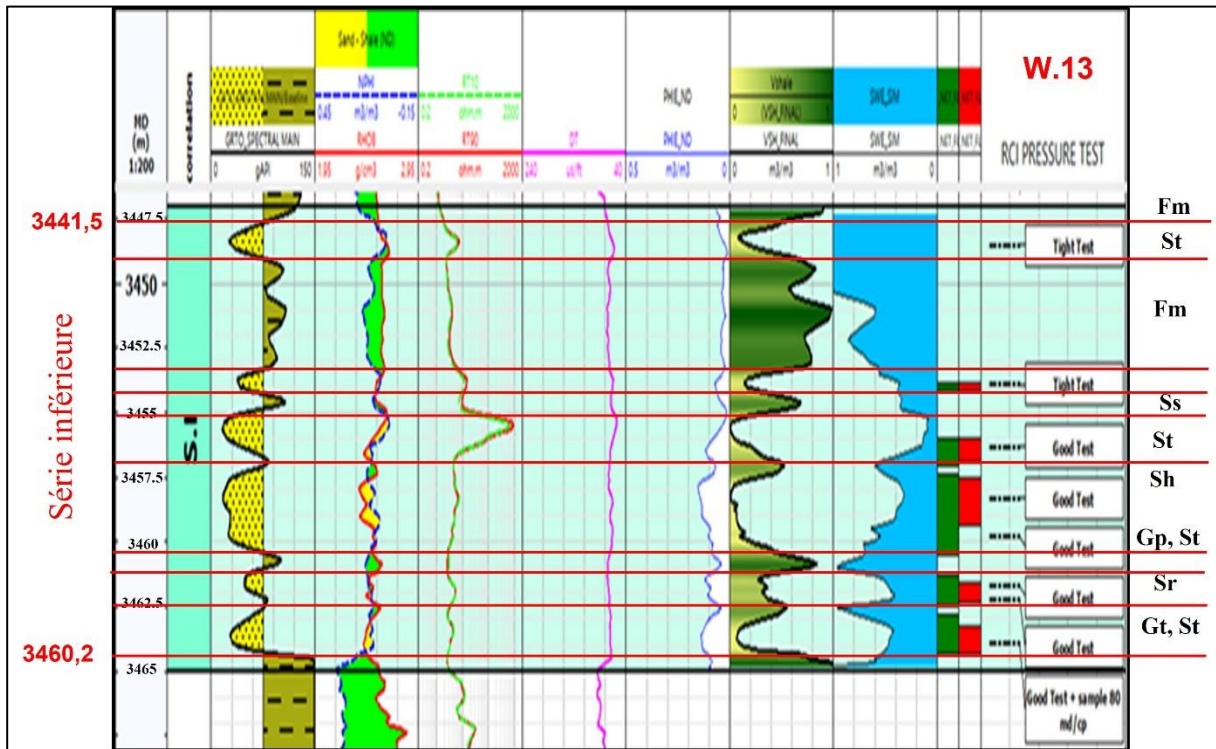


Figure 17 : Logs composites du puits 13 (W 13)

Les relations des propriétés pétrophysiques avec les sept faciès du puits W13 sont inclus dans le tableau N° 11 ci-dessous

TAB 11 : Tableau des relations Faciès-Pétrophysique du puits W13

Faciès	Porosité	Perméabilité	VSH
F1 (Gt)	Très élevée	Très élevée	Faible
F2 (Gp)	Élevée	Élevée	Faible
F3 (St)	Bonne (élevée)	Moyenne à élevée	Faible
F5 (Sr)	Bonne (Moyenne à élevée),	Moyenne	Moyenne
F6 (Sh)	Moyenne	Faible à moyenne	Moyenne à élevée
F7 (Ss)	Faible à moyenne	Moyenne	Élevée
F9 (Fm)	Très faible à faible	Très faible	Très élevée

b) Le puits Well 14 : Six faciès ont été identifiés voir figures 18 et 19

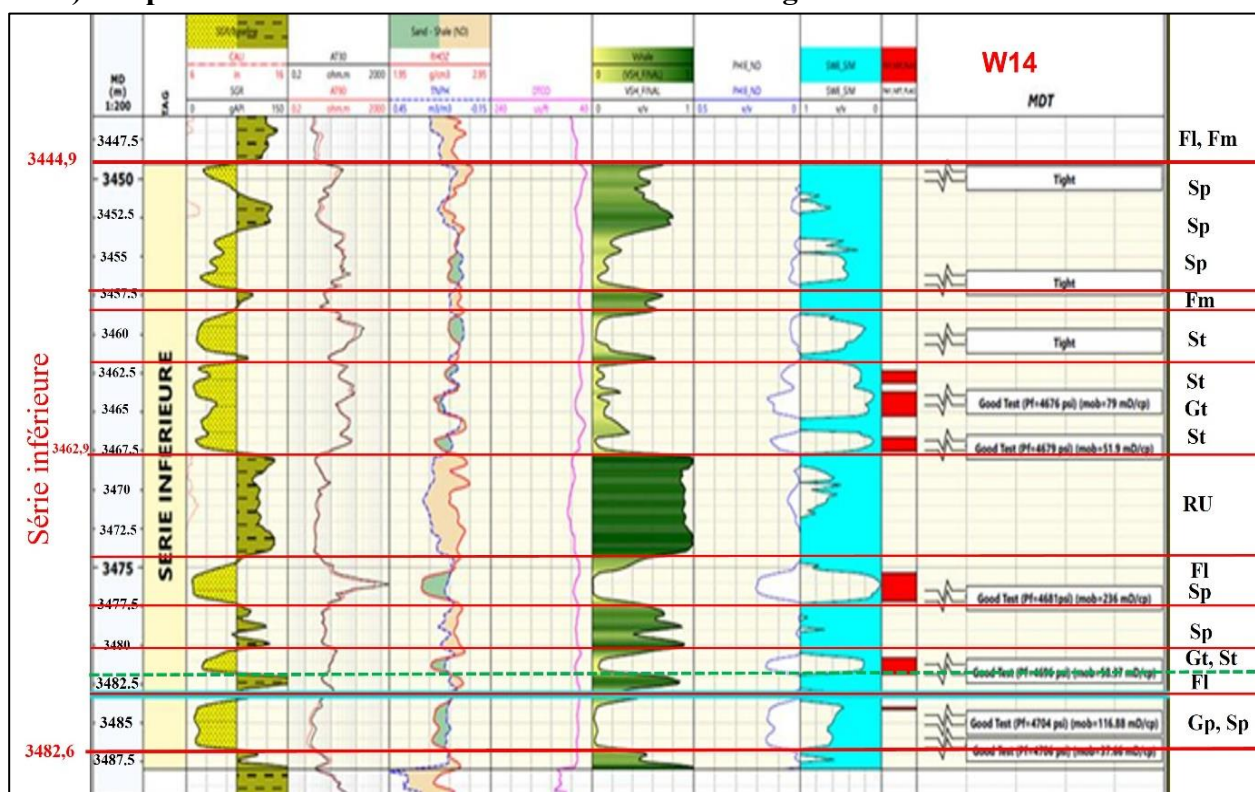


Fig. 18 : Logs composites du puits 14 (W 14)

Les relations des propriétés pétrophysiques avec les six faciès du puits W14 sont inclus dans le tableau N° 12 ci-dessous :

TAB 12 : Tableau des relations Faciès-Pétrophysique du puits W14

Faciès	Porosité	Perméabilité	VSH
F1 (Gt)	Élevée à très élevée	Élevée à très élevée	Faible
F2 (Gp)	Élevée	Élevée	Faible
F3 (St)	Bonne (élevée)	Moyenne à élevée	Faible
F4 (Sp)	Bonne (Moyenne à élevée)	Moyenne à élevée	Faible à moyenne
F5 (Fm)	Faible	Faible	Élevée à très élevée
F6 (Fm)	Très faible à faible	Très faible	Très élevée

Après analyse des réponses logs des paramètres pétrophysiques des deux puits, on peut déduire que les faciès (F1, F2) possèdent une porosité et une perméabilité élevée à très élevée et un VSH faible. Les faciès (F3, F4) ont une bonne porosité et perméabilité (moyenne à élevée) et un VSH faible. Les faciès (F5, F6) ont une porosité et perméabilité moyenne et un VSH

moyen à élevé. Le faciès (F7) faciès de débordement possédant une porosité et une perméabilité moyenne à faible et un VSH élevé. Enfin les faciès (F8, F9) ont une porosité faible à très faible et un VSH très élevé.

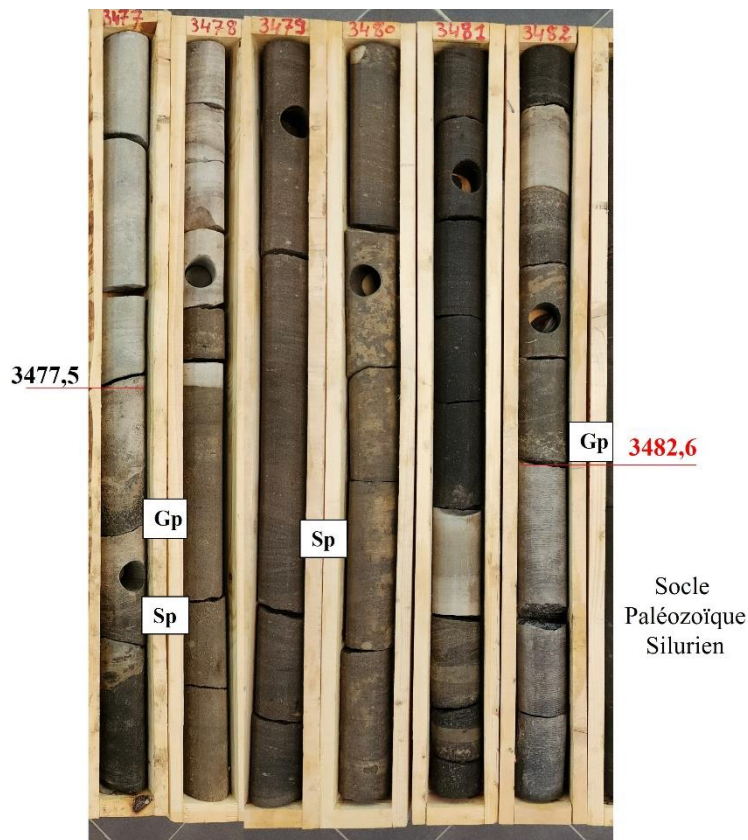


Fig. 19 : Carottes (3482,6m – 3477,5) (5m) : Grès gris foncé parfois noir bitumineux, moyens à grossiers, mal triés, à galets mous, à niveaux conglomératiques, à base ravinante (Gp) (3482,5m), intercalés par des niveaux argileux centimétriques (10 à 20cm) plus clair. Ces niveaux sont riches en structures hydrodynamiques ; stratifications entrecroisées plan (Sp). (Barre de chenail)

3. Analyses des réponses Logs électriques

3.1. Notion sur la diagraphie

Les méthodes de diagraphie sont des techniques géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage. Elles permettent l'enregistrement continu des variations des paramètres physiques et pétrophysiques en fonction de la profondeur L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de la sonde. On distingue deux types de diagraphies :

- Les diagraphies instantanées, qui sont réalisées pendant le forage.
- Les diagraphies différées, qui sont réalisées à la fin du forage.

Ces méthodes rendent aussi possible les corrélations d'un puits à d'autres puits, c'est-à-dire le suivi des horizons lithologiques entre les sondages, et fournissent une image en trois dimensions des structures géologiques. C'est pourquoi elles révèlent une importance pour une synthèse géologique.

Le but de la diagraphie c'est l'interprétation graphique des paramètres physiques mesurés par les outils de diagraphie qui permet l'étude des formations traversées en permettant l'identification des formations potentiellement réservoirs et de leur couverture ainsi que l'analyse des conditions de dépôt des sédiments. Comme, elle permet la détermination de la nature et de la quantité des fluides dans les roches réservoirs.

Suivant leur nature, les diagraphies peuvent être classées en : diagraphie électrique, diagraphie acoustique et diagraphie nucléaire. Suivant le phénomène enregistré, en phénomène spontané (GR, PS, T°, ...) et phénomène actif (Résistivité, Densité, Sonique, ...). En ce qui concerne les diagraphies nucléaires, elles font un usage intensif de la mesure de la radioactivité dans les forages tel le log gamma ray naturel, le log gamma-gamma (densité) et le Log neutron.

La résistivité (RT) est un paramètre très utile pour relier les faciès sédimentaires, les propriétés pétrophysiques et les réponses diagraphiques. La résistivité dépend principalement de la quantité d'eau dans les pores, la salinité de cette eau, la porosité, la teneur en argiles, la présence éventuelle d'hydrocarbure. D'une façon générale, les argiles possèdent une résistivité faible, les grès propres ont une résistivité moyenne à élevée, les grès saturés en hydrocarbures possèdent une résistivité très élevée.

L'analyse de la forme de la courbe du gamma ray nous permet une approche de l'argilosité du dépôt et de la granulométrie. Il constitue donc un outil supplémentaire dans l'analyse séquentielle. Trois formes de courbes peuvent être présentées : i) la forme en cloche (Bell Shape) : Transgression marine, dépôt fluviatile, turbidite, etc., ii) la forme en entonnoir (Funnel Shape) : Régression marine, front de delta, barrière, etc., iii) la forme cylindrique (Cylindrical Shape) : Granulométrie homogène.

Le faciès diagraphique, ou électro-faciès, désigne l'ensemble des réponses diagraphiques caractéristiques d'un banc, d'une association de bancs ou d'une formation donnée, en fonction du type de dépôt considéré. Les éléments qui composent un électro-faciès sont toutes les réponses de diagraphies (électriques, nucléaires, etc.)

3.2. Les réponses Logs ou diagraphiques des faciès identifiés

Après la description sédimentaire, la définition des faciès et les associations de faciès à partir des carottes et l'analyse des relations des faciès et des propriétés pétrophysiques, l'étape suivante consiste à analyser la réponse des faciès sur les diagraphies des puits. Pour cela, nous nous sommes basés sur les puits W13 et W14 (Fig. 17 et Fig. 18). L'analyse se porterait sur le Gamma Ray (GR), la Densité (RHOB), le Neutron (NPHI) et la Résistivité (Figs. 20, 21, 22).

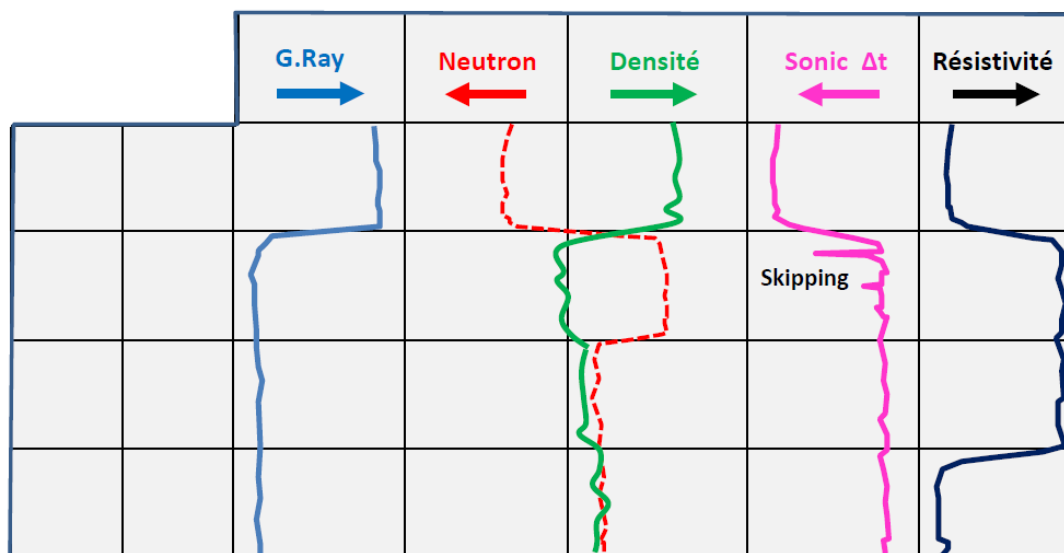


Fig. 20 : Les différentes zones selon les réponses des différentes diagraphies, issue de Beghoul, (2016)

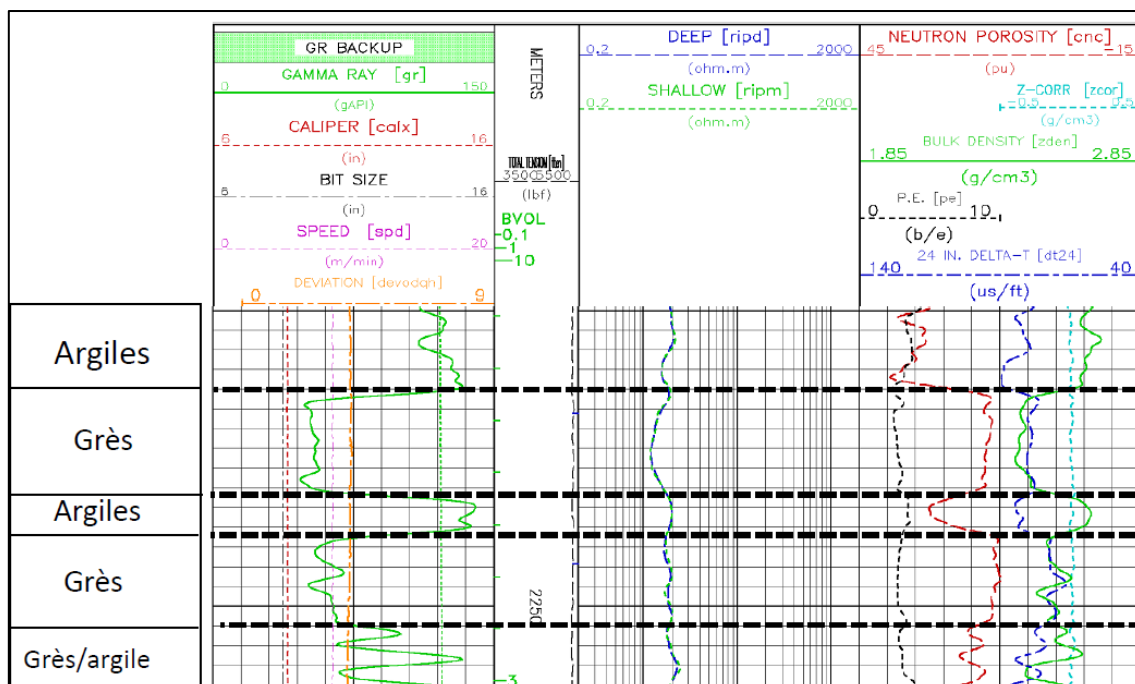


Fig. 21 : Découpage en séquences (bancs lithologiques argiles-grès) (Gamma Ray), (Neutron) et (Densité), issue de Beghoul, (2016)

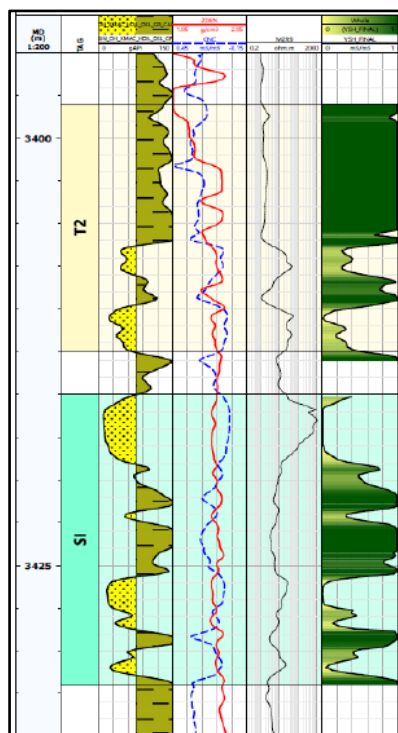


Fig. 22 : Logs composites d'un puit (Sonatrach), à gauche le GR, le bleu (la densité), le rouge (le neutron), le noir (la Résistivité) la dernière colonne à droite (verte) le VSH (le taux d'argile)

L'analyse des Logs sur la réponse des faciès identifiés va se faire sur les deux puits (W13, et W14).

3.2.1 Le puits W13 (Fig. 23)

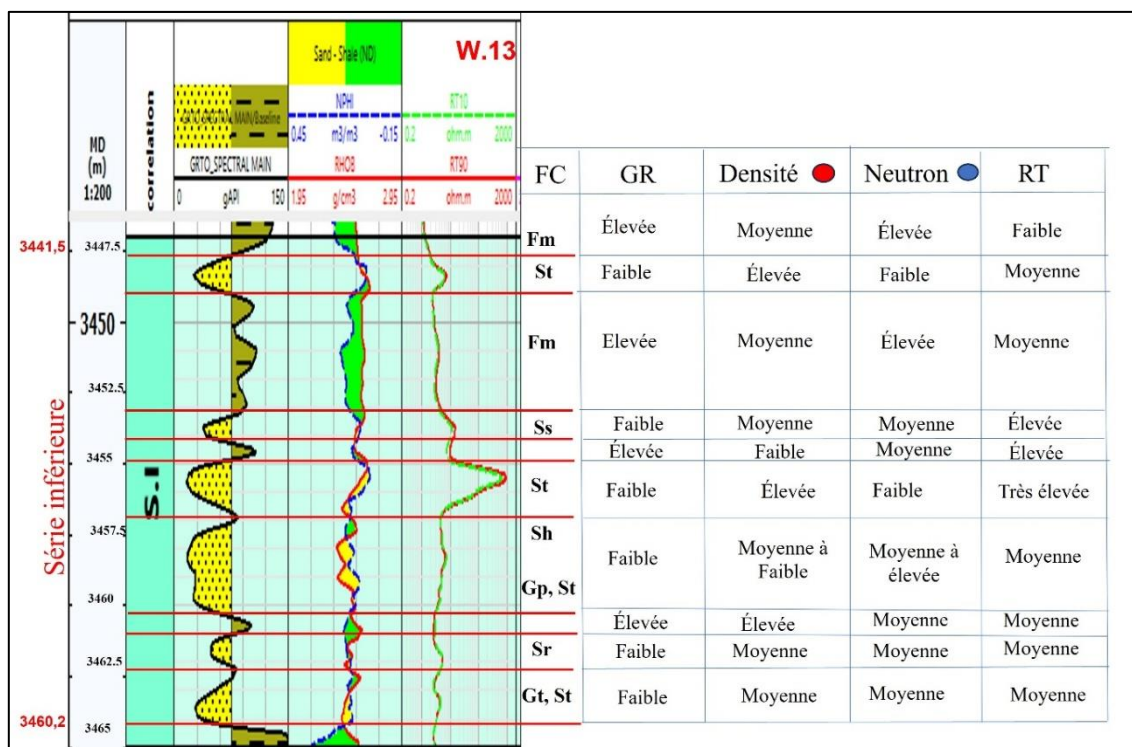


Fig. 23 : Faciès (FC) et Réponses diagrammiques (GR, Densité, Neutron et Résistivité (RT)) du puits W13.

Les réponses des Logs

3.2.2 Le puits W14

Les réponses Logs sont inclus dans la figure ci-dessous (Fig. 24)

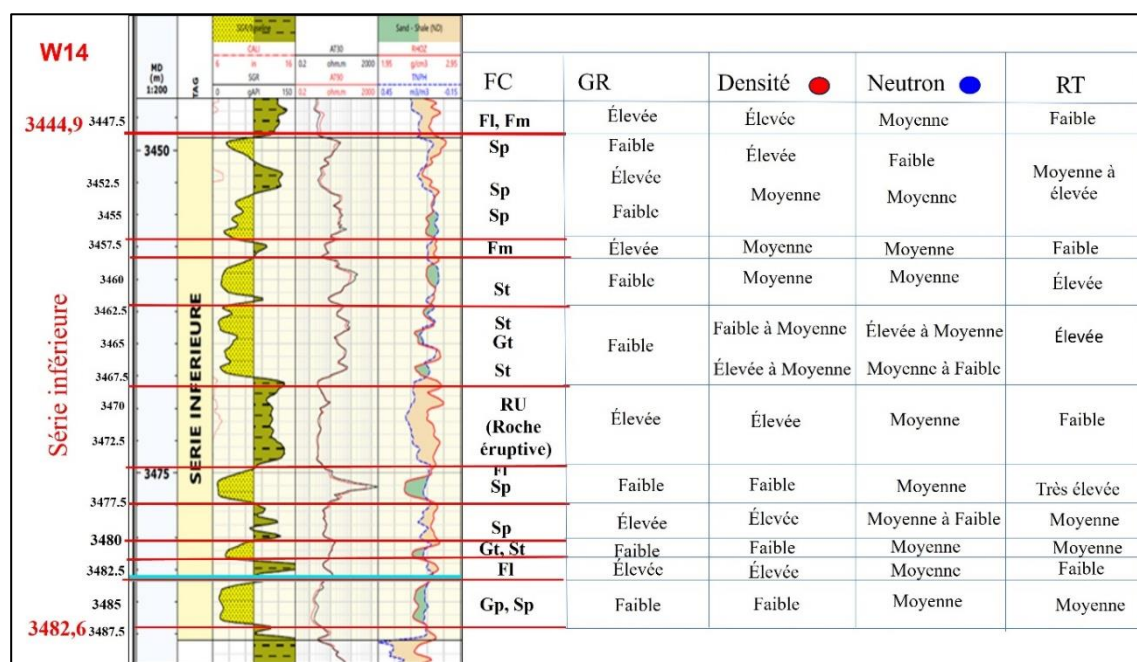


Figure 24 : Faciès (FC) et Réponses diagrammatiques (GR, Densité, Neutron et Résistivité (RT) du puits W14.

On remarque que là où le Gamma Ray (GR) est élevé, la résistivité (RT) est faible.

Les réponses diagrammatiques des différents faciès définis sont incluses dans un tableau récapitulatif (TAB 13).

L'analyse des faciès sédimentaires et des réponses diagrammatiques montre une relation étroite entre la nature des dépôts et leurs propriétés pétrophysiques.

Pour les faciès grossiers de chenaux et de barres fluviales (Gt, Gp, St, Sp et Ss), ils se caractérisent généralement par des valeurs faibles de Gamma Ray, traduisant une faible teneur en argiles, associées à des densités moyennes à élevées, des valeurs neutron faibles et des résistivités moyennes à élevées. Ces signatures indiquent des réservoirs de bonne qualité, dominés par des grès à conglomérats relativement propres et poreux.

Pour les faciès intermédiaires (Sr et Sh), ils montrent des réponses diagrammatiques transitionnelles, et se caractérisent par des valeurs de Gamma Ray, des densités, des valeurs neutron et des résistivités généralement moyennes. Ils témoignent d'une alternance entre dépôts sableux et niveaux plus argileux.

Concernant les faciès fins de plaine d'inondation et de débordement (Fl et Fm), ils présentent des valeurs élevées à très élevées de Gamma Ray, des densités plus faibles, des

réponses neutron élevées et des résistivités faibles, reflétant leur richesse en argiles et leurs faibles qualités réservoirs.

Tableau N°13 : Tableau récapitulatif des réponses diagrammiques par faciès

Faciès/ Codes (Miall, 1978)	Interprétations	Milieus de dépôts	Gamma Ray (GR)	Densité (RHOB)	Neutron (NPHI)	Résistivité (RT)
F1 (Gt)	Remplissages de chenaux mineurs	Chenal en tresse	Faible	Élevée à moyenne	Faible	Élevée
F2 (Gp)	Barres de chenal	Barre de chenal	Faible	Très élevée	Très faible	Élevée
F3 (St)	Dunes sous- aquatiques (régime d'écoulement inférieur)	Chenal	Faible	Moyenne à élevée	Faible	Élevée à moyenne
F4 (Sp)	Barres (régime d'écoulement inférieur et supérieur)	Barre de chenal	Faible à moyenne	Moyenne à élevée	Faible	Moyenne à élevée
F5 (Sr)	Rides de courant (régime d'écoulement inférieur) *migration de rides de courant lors de la diminution de l'énergie	Chenal ou barre de chenal dépôts de crue	Moyenne	Moyenne à faible	Moyenne à élevée	Moyenne
F6 (Sh)	Écoulement sur lit plan (plane bed) (régime inférieur et supérieur)	Chenal/barre/ Plaine d'inondation	Moyenne	Moyenne à élevée	Faible	Moyenne à élevée
F7 (Ss)	Petits chenaux ou dépressions d'érosion (ravinees)	Chenal en tresse ou sur P. d'inondation	Faible à moyenne	Moyenne à élevée	Faible	Élevée
F8 (Fl)	Dépôts de crues en phase de décrue (ou dépôts de crues décroissantes) ; dépôts de débordement (overbank)	Dépôts de débordement ou de décrue sur plaine d'inondation	Élevé	Faible à moyenne	Élevée	Faible
F9 (Fm)	Dépôts de décantation formés dans des mares ou zones d'eau stagnante	Sur plaine d'inondation, chenal ou barre	Très élevé	Faible	Très élevée	Très faible

4 Définitions des électro-faciès

4.1. Types d'électro-faciès

Nous avons déterminé pour chaque puits étudié trois principaux faciès caractérisant la série inférieure (SI). Il s'agit de :

a) Faciès diagraphique type I (**Fig. 25**)

Ce type de faciès diagraphique est représenté par des grès. Les enregistrements du GR sont faibles.

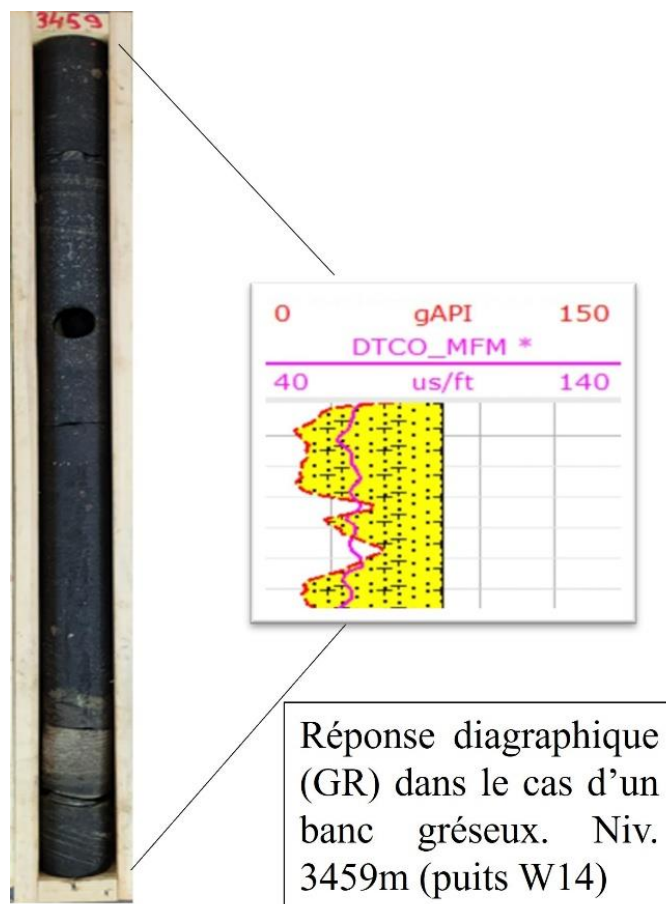


Figure 25 : Réponse diagraphique (GR) dans le cas d'un banc gréseux. Niveau 3459m (puits W14)

b) Faciès diagraphique type II (Fig. 26)

Ce type correspond à des niveaux argileux où les enregistrements du GR sont élevés.

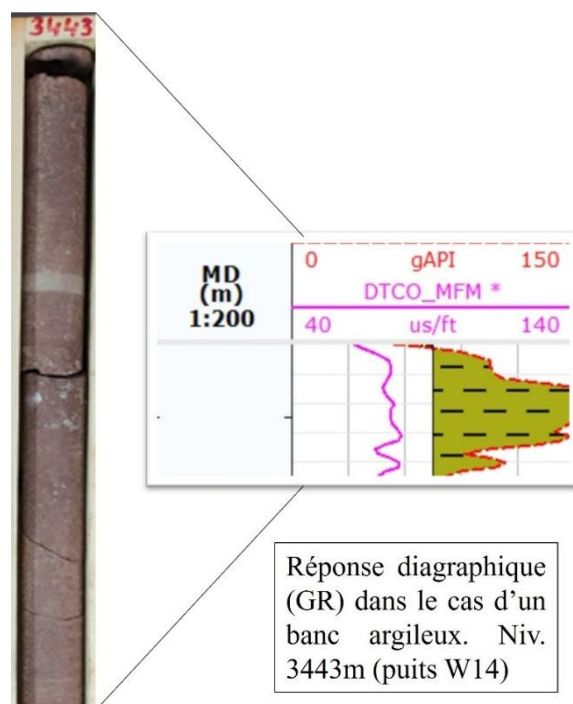


Figure 26 : Réponse diagraphique (GR) dans le cas d'un banc argileux. Niveau 3443m (puits W14)

c) Faciès diagraphique type III (Fig. 27)

Il s'agit d'une alternance régulière de grès et d'argiles.

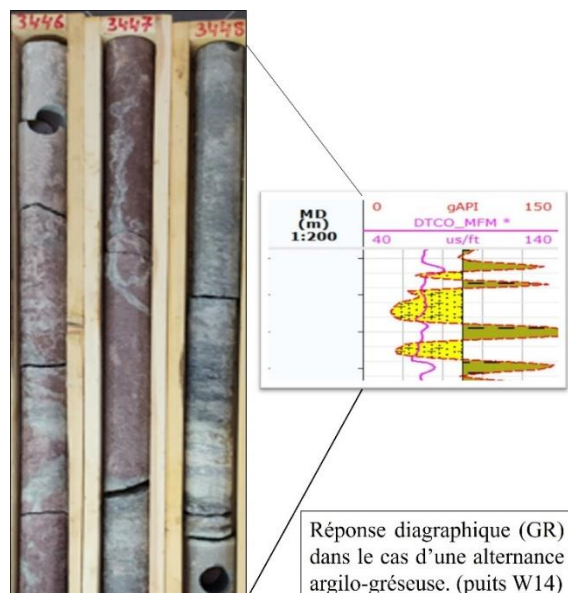


Figure 27 : Réponse diagraphique (GR) dans le cas d'une alternance argilo-gréseuse. (Puits W14)

4.2 Analyse et interprétation des électro-séquences à partir des logs Gamma Ray (Puits Well 13-Well 14)

Les électro-séquences ont été déterminées à partir de l'analyse des profils Gamma Ray afin d'identifier les tendances sédimentaires et les différents systèmes de dépôt du TAGI inférieur (Figs. 28 et 29).

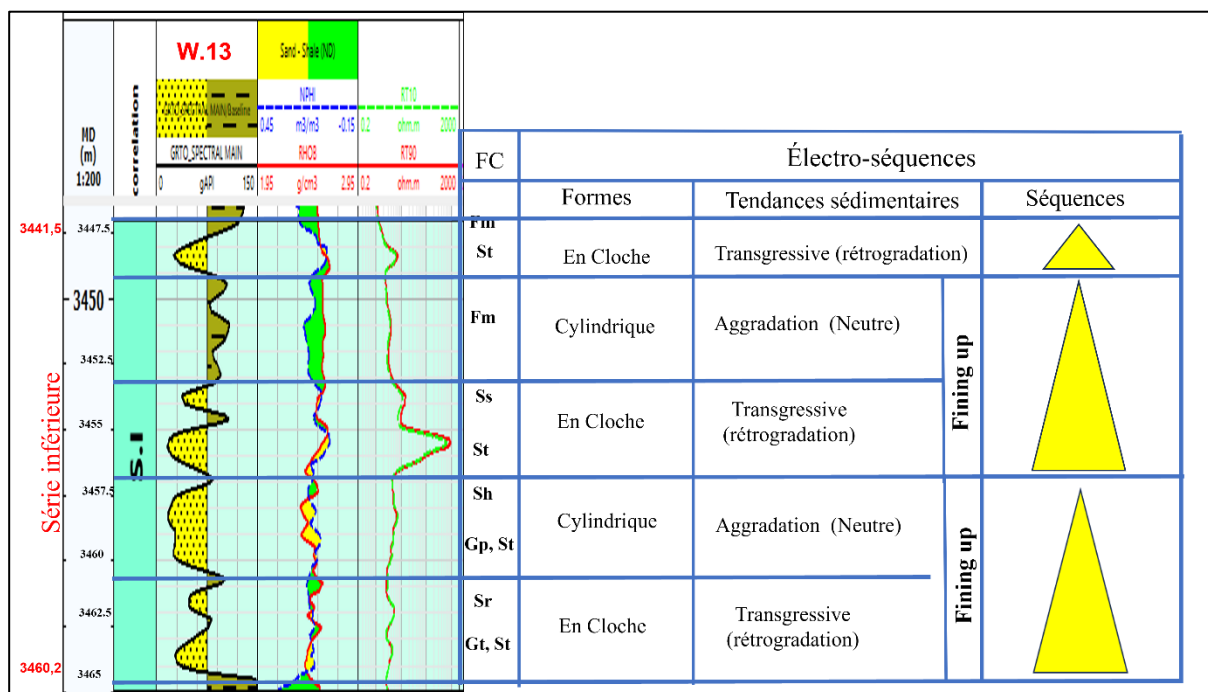


Fig. 28 : Électro-séquences déduites à partir des réponses Logs du puits W13.
FC : Faciès sédimentaire

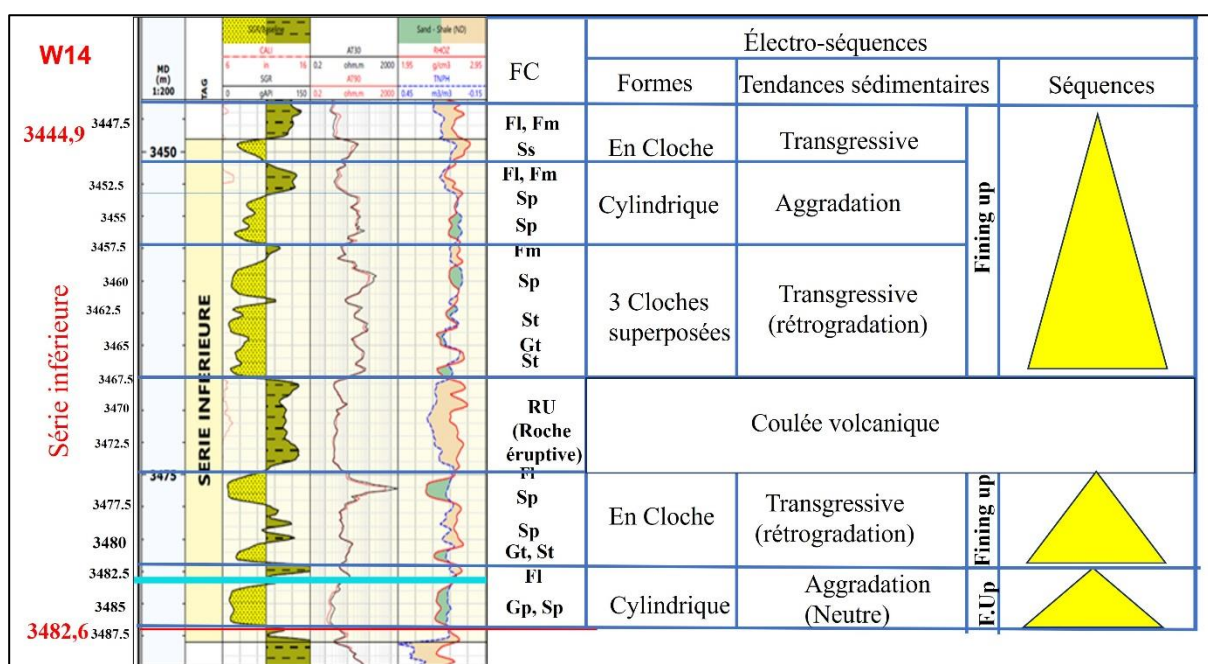


Fig. 29 : Électro-séquences déduites à partir des réponses Logs du puits W14, FC : Faciès sédimentaire, RU : Roche éruptives

L'analyse des électro-faciès, à partir des logs Gamma Ray de la série inférieure dans les deux puits (Well 13 et Well 14), nous a conduit à déterminer plusieurs types d'électro-séquences et leurs tendances sédimentaires :

La série inférieure du puits Well 13, de 17,5 m d'épaisseur a été subdivisée en 3 électro-séquences empilées verticalement, se présentant généralement sous forme de cloche parfois cylindrique mais aucune forme en entonnoir n'a été observée. Ces séquences sont toutes à tendance fining up (granodécroissante). De bas en haut, la première séquence (8 m) est constituée de deux séquences d'ordre inférieur (3,5 m – 4,5 m), toutes les deux sont fining up mais de formes différentes (cloche et cylindre). La deuxième séquence (7,5 m) est subdivisée en deux séquences d'ordre inférieur (3,5 m – 4 m), les deux sont fining-up (en cloche à la base suivie d'une barre de forme cylindrique, surmontée d'une plaine d'inondation). Enfin, une troisième séquence (2 m) de forme en cloche reflétant un chenal à tendance fining up.

La série inférieure du puits (Well 14), de 39 m d'épaisseur englobe trois séquences. La première séquence (5 m) repose sur les électro-faciès du Paléozoïque est sous forme de cylindre (barre) surmontée d'argiles (plaine d'inondation) le tout montrant une tendance fining up (rétrogradation). La deuxième (7 m) est sous forme de cloche, à tendance transgressive (fining up). Le tout est surmonté d'une coulée volcanique (8 m). Une troisième électro-séquence (19 m) repose sur la roche éruptive et est constituée de trois séquences, toutes d'ordre inférieur à tendance fining up composée de chenal surmonté d'argile (cloche) – de barre surmontée d'argile (forme cylindrique) et enfin de chenal (en forme de cloche) surmonté d'argile (plaine d'inondation).

5 Corrélation inter-puits (corrélations verticales)

La corrélation inter-puits a été réalisée afin d'établir les relations stratigraphiques entre les différents puits étudiés et de mettre en évidence la distribution spatiale des corps sableux et des niveaux argileux. Cette approche permet de mieux comprendre l'organisation et la connectivité des faciès au sein du réservoir TAGI. Ces corrélations concernent dix puits (BKEQH1, BKHE1, BKHE2, BKHE4, BKHE6, BKHE9, BKHE10, BKHE11, BKHE12, BKHE13) du champ de Haoud Berkaoui. Les puits concernés par ces corrélations sont choisis d'une manière à comparer les corps sableux et les corps argileux et l'épaisseur de la série inférieure d'une part et de comparer la profondeur du socle hercynien d'autre part pour pouvoir imaginer la dynamique sédimentaire post hercynienne (début mésozoïque) de la région. Les profils de corrélations élaborées sont de direction E-W, NNE-SSW, NNW-SSE (**Fig. 29**).

Chaque puits est représenté par des Logs de réponses diagraphiques de GR, de neutron et de densité en fonction de la profondeur.

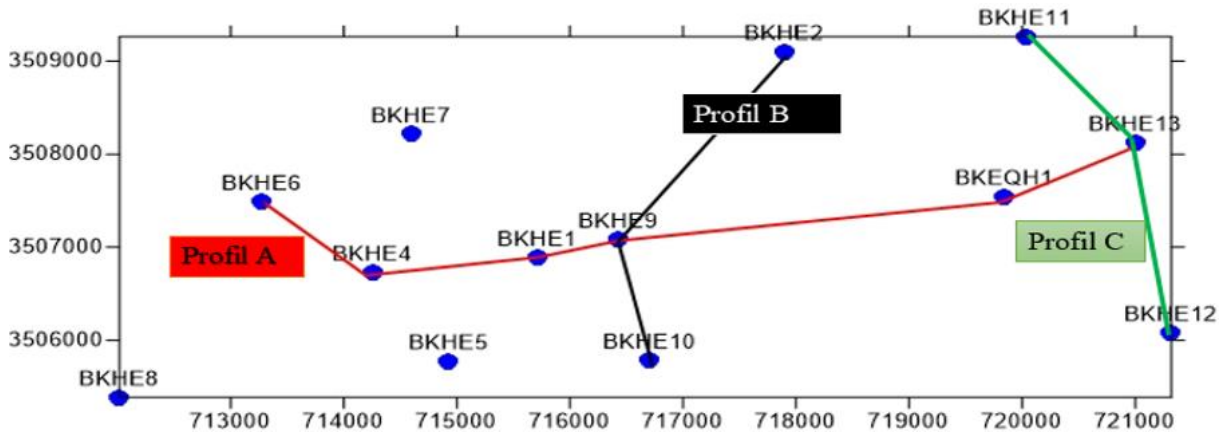


Fig. 30 : Cartes de positionnement des puits du champ de Haoud Berkaoui (Benkahla) avec les profils de corrélations.

a) Profile A (BKHE6, BKHE4, BKHE1, BKHE9, BKEQH1 et BKHE13) (E-W) (Fig. 31)

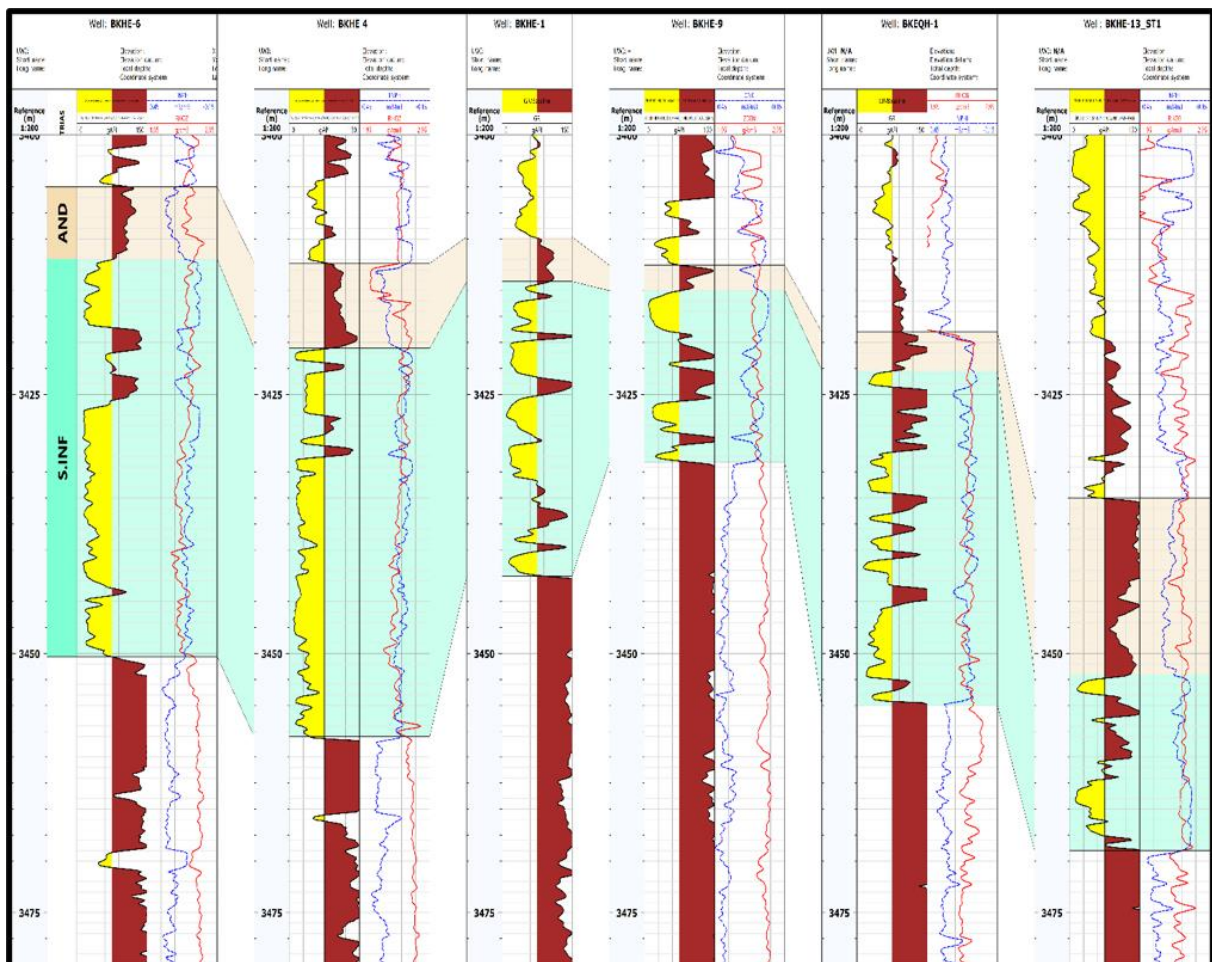


Fig. 31 : Corrélation de six puits dans un profil E-W avec le logiciel "Techlog"

La corrélation lithostratigraphique réalisée entre les puits BKHE6, BKHE4, BKHE1, BKHE-9, BKEQH1 et BKHE13 met en évidence l'organisation spatiale et la continuité des dépôts de la Série Inférieure (S. INF) du TAGI dans le secteur de Benkahla Est. D'après le

profil on observe que les niveaux sableux montrent une géométrie irrégulière avec des épaisissements localisés, notamment au niveau des puits BKHE1, BKHE9 et BKEQH1, où les faibles valeurs de Gamma Ray indiquent la présence de corps sableux relativement propres et bien développés. Vers les puits BKHE9 et BKHE13, les niveaux sableux (grès) deviennent plus minces et plus discontinus, tandis que la proportion des intercalations argileuses augmente.

Les six puits corrélés (BKHE6, BKHE4, BKHE1, BKHE9, BKEQH1 et BKHE13), sont tous producteurs d'huiles sauf le BKHE9 et le BKHE13. En comparant ces derniers avec les autres puits, ces derniers montrent une épaisseur des corps sableux de la série inférieure plus réduite relativement aux autres puits. Le socle paléozoïque du puits BKHE13 est le plus profond, tandis que celui du BKHE9 est le moins profond. Dans les six puits corrélés, le puits BKHE9 se présente comme un haut fond avec un approfondissement de la discordance hercynienne vers l'Est et vers l'Ouest.

b) Profile B (BKHE2, BKHE9 et BKHE10) (NNE-SSW) (Fig. 32)

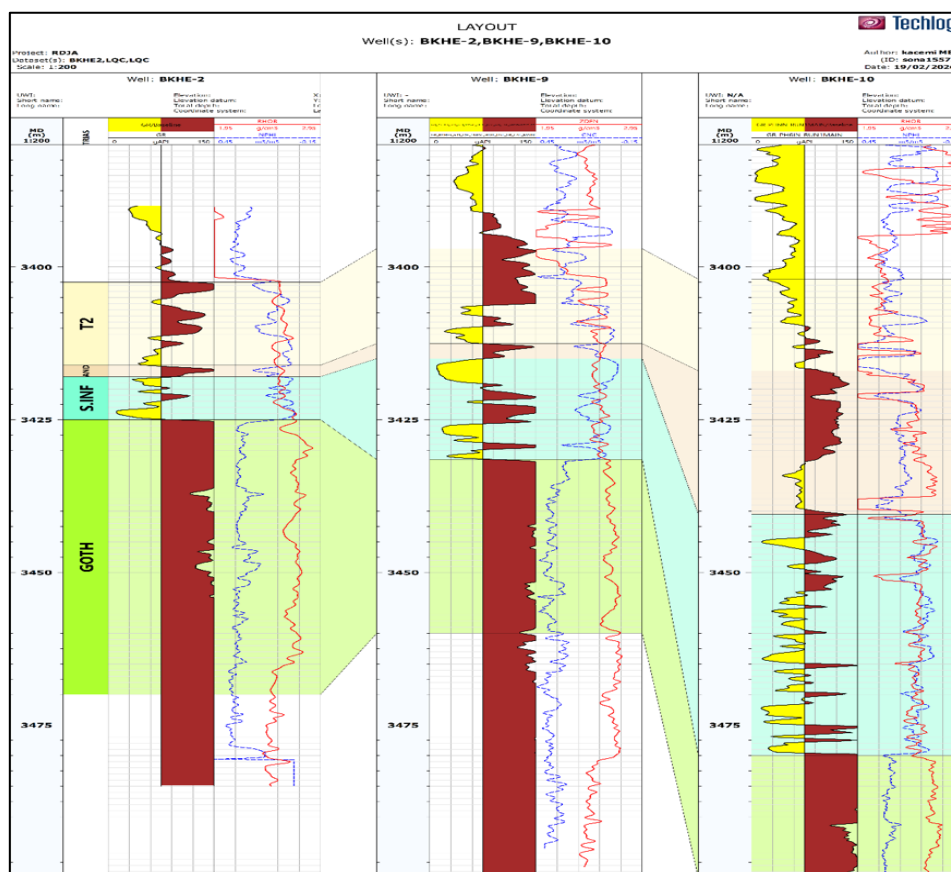


Fig. 32 : Corrélation de trois puits dans un profil NNE-SSW avec le logiciel "Techlog"

Les trois puits corrélés ; BKHE2, BKHE9 et BKHE10 selon un profil NNE-SSW, Les niveaux sableux (conglomérats et grès) présentent une géométrie irrégulière avec des variations d'épaisseur d'un puits à l'autre. En comparant les puits BKHE2 et BKHE9 (secs) avec BKHE10,

c) Profile C (BKHE11, BKHE13, BKHE12) (NNW-SSE) (Fig. 33)

Well: BKHE-11	Well: BKHE-13 ST1	
----------------------	--------------------------	--

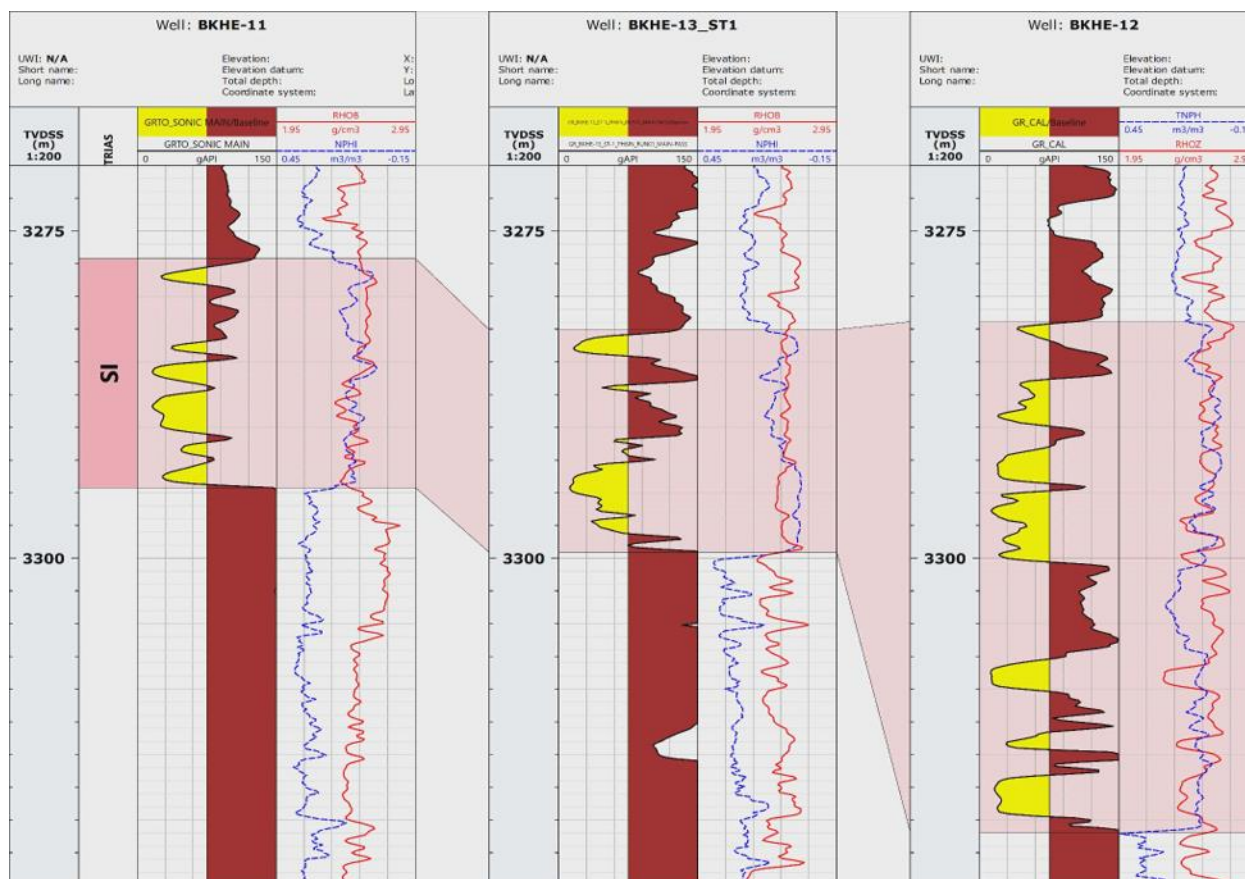


Fig. 33 : Corrélation de trois puits dans un profil NNW-SSE avec le logiciel "Techlog"

La corrélation des puits BKHE11, BKHE12 et BKHE13 de la série triasique inférieure montre qu'elle augmente du Nord vers le Sud, ce qui traduit un approfondissement du socle paléozoïque du Nord vers le Sud, de 3295m (BKHE11) à 3323m (BKHE12). Le puits BKHE12 présente la plus forte proportion d'intervalles sableux plus profonds. Le puits sec BKHE13 montre une épaisseur de SI relativement réduite (16m).

Conclusion

Les corrélations lithostratigraphiques des différents puits de Benkahla Est ont mis en évidence une importante variation latérale des épaisseurs et des faciès au sein de la Série Inférieure du TAGI ainsi que la variation latérale de la discordance hercynienne. Les puits producteurs sont généralement caractérisés par des épaisseurs plus importantes et un meilleur développement des niveaux sableux réservoirs, contrairement aux puits secs qui présentent des épaisseurs réduites et une proportion plus élevée d'intercalations argileuses. Les variations

observées traduisent une distribution hétérogène des corps sableux, contrôlée par le sous-bassement du bassin (socle paléozoïque), la dynamique fluviale et les conditions de dépôt.

L'épaisseur de la Série Inférieure tend à augmenter du Nord vers le Sud de la zone étudiée, où les meilleures caractéristiques réservoirs sont observées. La productivité des puits apparaît étroitement liée à l'épaisseur, à la continuité et aux propriétés des niveaux sableux (gréseux ou conglomératiques) constituant le réservoir.

6. Cartes isobathes et isopaques

Dans cette partie on va continuer l'aspect corrélatif afin de bien illustrer la variation spatio-temporelle de la série inférieure du champ de Benkahla. Nous avons établi trois types de cartes, une carte représentant les variations des épaisseurs, une autre les variations des profondeurs au Top SI (Toit de SI) et une troisième, les variations des profondeurs au Bottom SI (Toit du Silurien). Ces dernières permettent de comprendre le rôle de la tectonique locale et/ou régionale puis de faire la synthèse sur l'évolution du réservoir à travers les puits étudiés.

6.1. La carte 2D en isobathes de la série inférieure (Fig. 34) (Carte iso-profondeur)

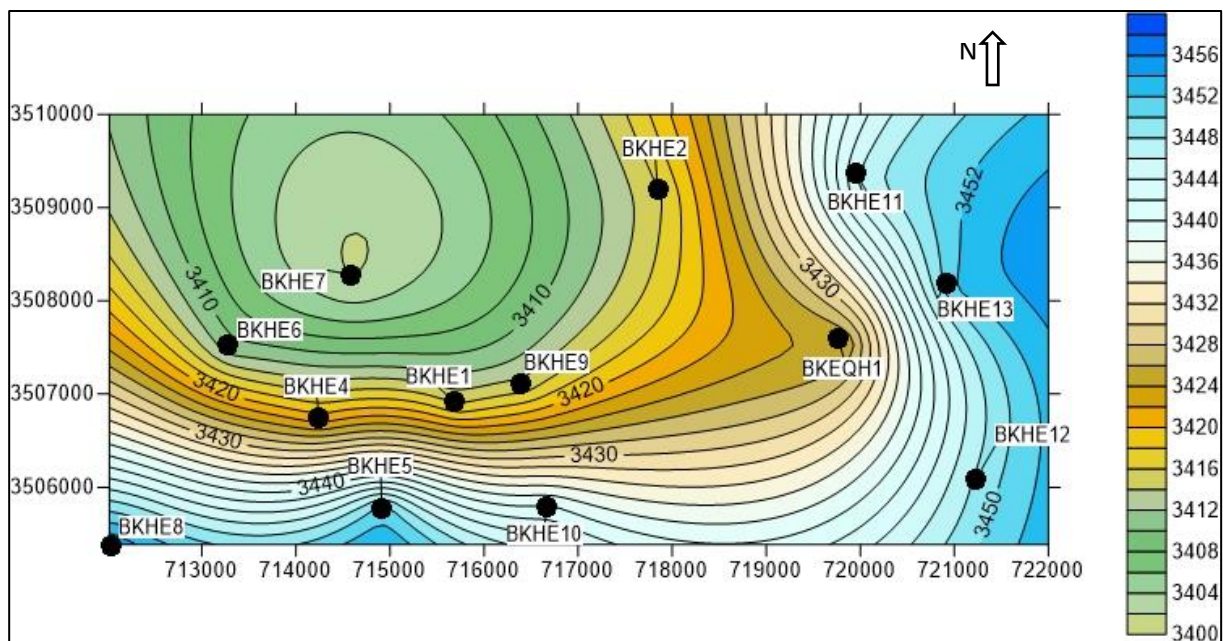


Figure 34 : Carte des isobathes au toit de la série inférieure (TAGI) Benkahla Est

La carte des isobathes de la série inférieure de la région Benkahla Est, représente la morphologie structurale du toit d'un réservoir entre les profondeurs 3402 m et 3456 m. L'analyse des courbes des iso-profondeurs, révèle deux hauts niveaux structuraux bien distincts. Un dôme principal situé dans la partie centre-ouest de la carte, dont le sommet atteint environ 3430–3420 m, représenté par les puits BKHE1, BKHE4, BKHE6 et BKHE9. Un second haut niveau

structural au NE, légèrement moins développé, vers les puits BKHE2 et BKEQH1, avec un sommet estimé à 3417–3426 m. Il s'agit d'une structure anticlinale (antiforme ou plutôt arches ou voûtes) de direction NW-SE. Les flancs présentent une asymétrie marquée : le flanc SW montre un fort pendage avec des courbes très serrées, tandis que le flanc NE présente un pendage plus modéré et régulier. Le puits BKHE7 est localisé sur la partie haute de la voute (3403 m). Les puits BKHE8 et BKHE12, positionnés en bordure de carte dans les zones les plus profondes (>3448 m), correspondent aux zones de dépôts centre (ou synclinaux) adjacents.

La lecture de la carte en isobathes montre des variations de la profondeur de la série inférieure du champ de Benkahla avec une polarité vers le Sud et vers l'Est. Les puits BKHE8 - BKHE5 - BKHE10 au Sud et, BKHE12 - BKHE13 à l'Est évoque le maximum des profondeurs au contraire du puits BKHE7 (fig. 34).

6.2. La carte 2D en isopaques de la série inférieure (Figure . 35) (Carte iso-épaisseur)

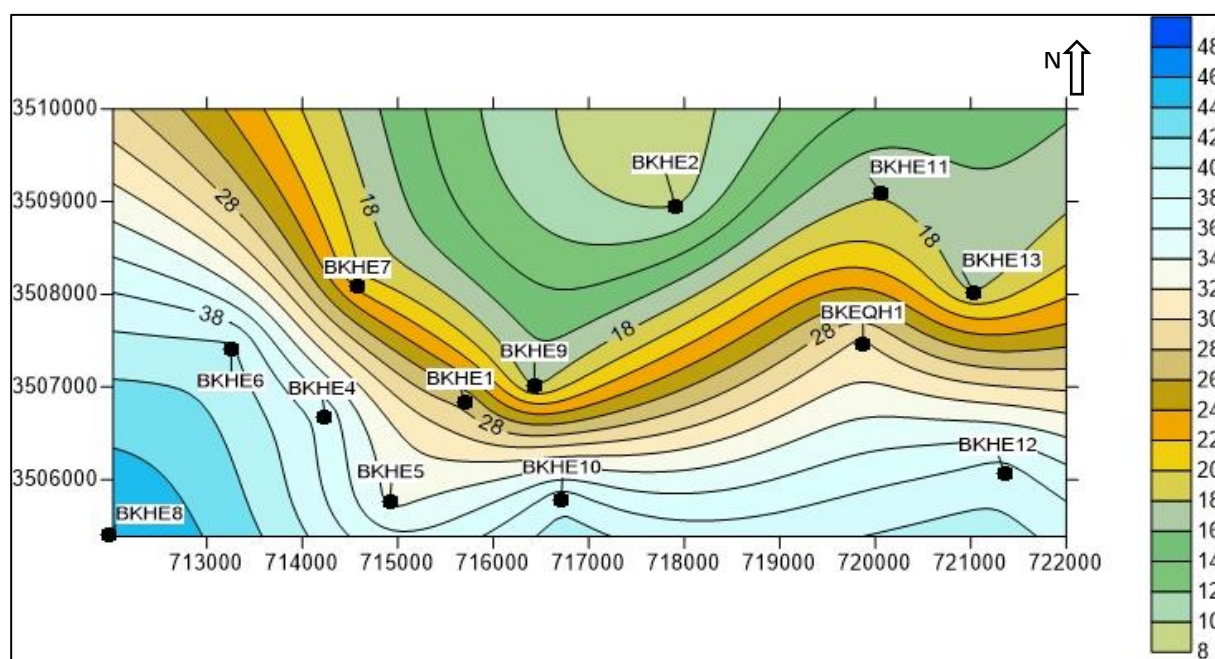


Fig. 35 : Carte des isopaques de la série inférieure (TAGI) Benkahla est.

La carte des isopaques de la Série Inférieure du TAGI dans le secteur de Benkahla Est met en évidence une importante variabilité spatiale de l'épaisseur, construite à partir de treize puits, avec des valeurs comprises approximativement entre **9 et 46 m**. La répartition des isopaques montre une géométrie irrégulière caractérisée par des zones à amincissement (épaisseurs réduites) et des zones à épaissement (épaisseurs élevées) bien caractérisées.

L'analyse de la carte (**Fig. 35**) révèle l'existence d'un axe d'épaississement localisé dans la partie méridionale de la carte de l'Ouest-Nord-Ouest jusqu'à l'est de la zone d'étude, à

proximité des puits BKHE6, BKHE4, BKHE5, BKHE10 et BKEQH1, où l'épaisseur maximale atteint 46 m. Par contre, les faibles épaisseurs observées vers le Nord de la carte indiquent des zones structurales hautes témoignant de secteurs ayant subi une subsidence relativement faible au cours de la sédimentation. Ces endroits sont caractérisés par un amincissement progressif des couches, matérialisé par le rapprochement des courbes isopaques.

La carte en isopaques établit pour la série inférieure montre donc une diminution des épaisseurs du Sud vers le Nord. Le maximum des épaisseurs est enregistré au niveau du puits BKHE8 avec une valeur de 46 m. Par contre, le minimum est enregistré autour du BKHE2, avec une valeur de 9 m. (**fig. 35**).

6.3. La carte 2D en isobathes au toit du Paléozoïque (Fig. 36) (Carte iso profondeur)

La carte (**Fig. 36**) représente la géométrie structurale du toit du Paléozoïque (surface d'érosion hercynienne) sur laquelle reposent les dépôts triasiques (TAGI). Les valeurs indiquées (3415–3505 m) correspondent à la profondeur du toit du Paléozoïque. La carte met en évidence une zone relativement haute au centre de la carte, autour des puits BKHE7, BKHE2 et BKHE9 (faibles profondeurs (3420–3440 m)). Elle montre aussi une augmentation progressive de la profondeur vers le Sud (BKHE5, BKHE10, BKHE8), vers l'Est et le Nord-Est (BKHE12, BKHE13 et BKHE11). Il est à noter que les courbes fermées autour de BKHE2-BKHE7 définissent un haut niveau paléotopographique paléozoïque.

Le secteur centré sur les puits BKHE2, BKHE7 et BKHE9 d'une profondeur de 3420 m à 3440 m, correspond à un haut niveau paléotopographique du toit du Paléozoïque, susceptible de représenter un relief résiduel ou un interfluve hérité de l'érosion hercynienne sur lequel le Trias repose directement après la discordance hercynienne.

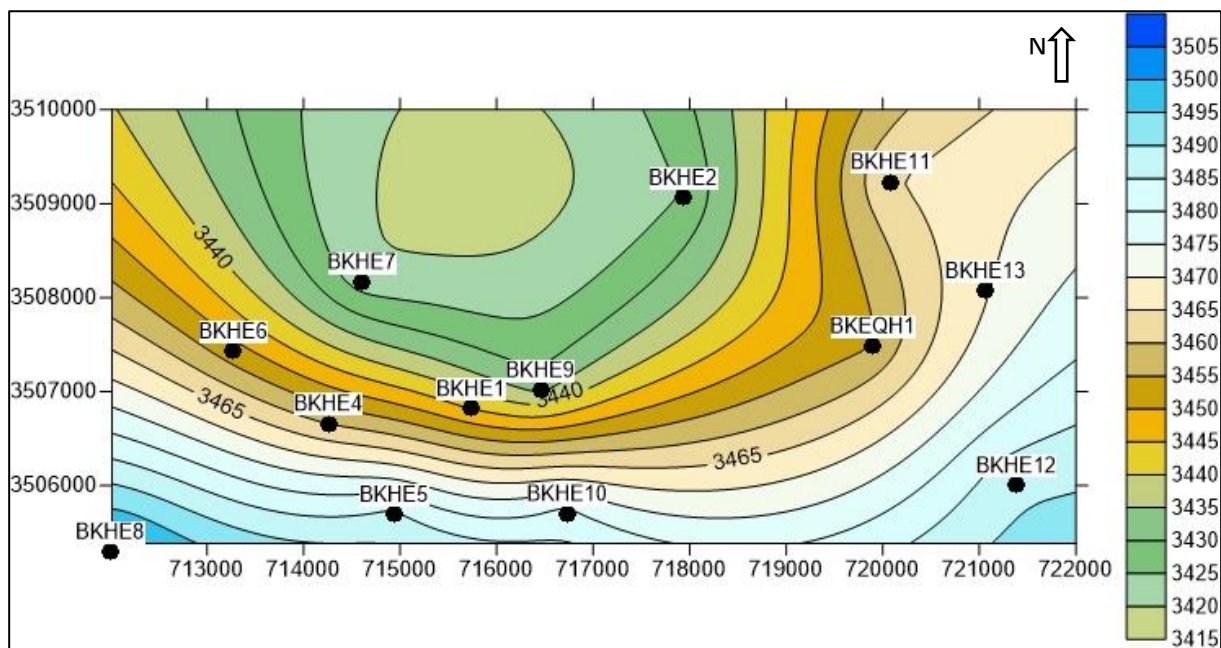


Fig. 36 : Carte des isobathes au toit du Paléozoïque Benkahla Est

Cette paléotopographie a probablement contrôlé la répartition des dépôts du TAGI, les chenaux fluviaux tressés s'étant préférentiellement développés dans les dépressions tandis que les hauts paléoreliefs constituaient des zones de faible accommodation et de moindre préservation sédimentaire. Ainsi, le relief du toit du Paléozoïque apparaît comme un facteur majeur dans l'organisation spatiale des corps sableux réservoirs du Trias inférieur dans le secteur de Benkahla Est.

La confrontation de cette carte (isobathes du toit du Paléozoïque) avec la carte d'épaisseur du TAGI (isopaques), les corrélations inter-puits, les électro-faciès et les données pétrophysiques (porosité, perméabilité, etc.) permettra de démontrer le contrôle réel du paléorelief hercynien sur les réservoirs du TAGI.

En somme, les différentes cartes en isopaques et en isobathes élaborées pour la série inférieure du champ de Benkahla montrent d'une part, l'existence d'une parfaite relation entre la variation des épaisseurs et la tectonique locale et/ou régionale. D'autre part, à partir de l'analyse des cartes en isobathes, nous remarquons que la polarité d'approfondissement se désigne vers le Sud et le Sud-Est.

7. Modèle sédimentologique

Les analyses sédimentologiques, pétrophysiques et diagraphiques réalisées sur le réservoir TAGI de Benkahla Est permettent de proposer un modèle sédimentologique intégré. Ce modèle vise à reconstituer l'organisation des faciès, l'architecture des corps sableux et les

facteurs ayant contrôlé leur répartition, notamment l'influence de la paléotopographie hercynienne du substratum paléozoïque.

L'étude des carottes des six puits de la série inférieure, entre la discordance hercynienne (au dessus du Gothlandien) jusqu'à la fin du Trias inférieur, a permis d'identifier neuf faciès sédimentaires (F1, F2, F3, F4, F5, F6, F7, F8 et F9) (Miall, 1978). Trois associations de faciès (AF1, AF2, AF3) nous ont permis de définir : les chenaux en tresses mineurs ou principaux (AF1), les barres de chenal longitudinales ou médianes (AF2) et la plaine d'inondation (AF3).

L'architecture du système fluvial organisée sous forme de corps sableux a été décrite comme étant : des chenaux tressés amalgamés, surmontés de barres de chenaux longitudinales et parfois médianes et de niveaux argileux de la plaine d'inondation creusés par des dépôts de débordement lors des périodes de crues. Il faut noter que l'empilement vertical est matérialisé par des corps sableux caractérisés par une granulométrie à dominance moyenne à fine à très fines, ce qui témoigne de dépôts plus distaux plus loin de la source.

Le paléorelief du toit du Paléozoïque (la paléotopographie héritée de l'Hercynien) a contrôlé la localisation des chenaux, les variations d'épaisseur et la distribution des faciès réservoirs (SI) (**Figs. 34, 35 et 36**).

La relation des faciès avec les propriétés pétrophysiques a montré qu'on a de meilleures porosités et perméabilités dans les grès et conglomérats de chenaux, des valeurs intermédiaires dans les barres sableuses et enfin de faibles qualités réservoirs dans les faciès argileux de débordement et de plaine d'inondation.

La conception du modèle de dépôt proposée (**Fig. 37**), englobe un substratum paléozoïque irrégulier, des chenaux tressés encaissés dans les dépressions, des barres sableuses, des dépôts de débordement dans une plaine d'inondation et le sens général d'écoulement est du SW vers le NE.

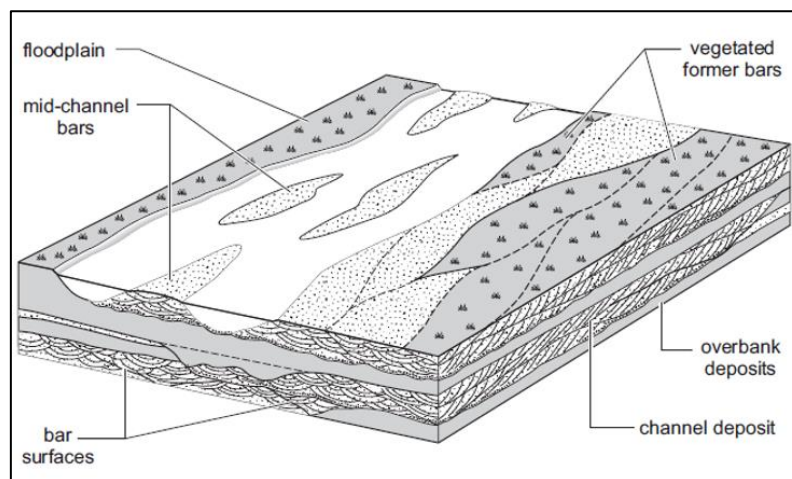


Fig. 37 : Bloc-diagramme : Modèle de plaine fluviatile tressée sableuse contrôlée par la paléotopographie hercynienne (socle paléozoïque) de direction SW-NE

Il s'agit d'un modèle caractérisé par des chenaux tressés principaux dans les dépressions paléozoïques, des barres longitudinales et transversales, des corps sableux amalgamés à forte connectivité verticale, de rares dépôts de plaine d'inondation, une migration latérale des chenaux et des épaisseurs sableuses maximales dans les paléovallées. La direction d'écoulement proposée est SW-NE à SSW-NNE

Conclusion générale : Principaux résultats obtenus

Le bassin d'Oued Mya, situé au nord de la province centrale du Sahara Algérien, demeure parmi les bassins les plus productifs d'hydrocarbures (gisements de Hassi Messaoud et de Hassi R'Mel). Il s'agit d'un bassin intracratonique relativement stable qui se distingue par une subsidence lente et continue ayant permis l'accumulation de séries sédimentaires épaisses allant du Paléozoïque au Mésozoïque, offrant ainsi des conditions favorables à la génération et au piégeage des hydrocarbures.

Située dans ce bassin, la zone d'étude "Benkahla Est", est située au centre de la province triasique à 80 km environ à l'Ouest de Hassi Messaoud dans le Bloc 438C. Elle représente une zone d'intérêt majeur en raison de la présence de réservoirs triasiques productifs.

La présente étude porte sur les formations triasiques de la zone de Benkahla Est, dans le but de mieux comprendre la dynamique sédimentaire et son impact sur la distribution des réservoirs. Il s'agit d'une analyse intégrée des relations entre les caractéristiques sédimentologiques observées sur carottes, les paramètres pétrophysiques et les réponses des diagraphies (Gamma Ray, densité, Neutron et résistivité), afin d'identifier les faciès sédimentaires et de proposer un modèle sédimentologique de la série inférieure du réservoir triasique.

Les principaux résultats obtenus :

La description sédimentologique détaillée des lithofaciès et des structures sédimentaires à partir des carottes des six puits étudiés (BKHE9, BKHE10, BKHE11, BKHE12, BKHE13 et BKEQH1) de la série inférieure nous a permis d'identifier neuf faciès sédimentaires interprétés selon la nomenclature des faciès établie par Miall (1977, 1978 et 2006) : F1 (Gt), F2 (Gp), F3 (St), F4 (Sp), F5 (Sr), F6 (Sh), F7 (Ss), F8 (Fl) et F9 (Fm). À partir des 9 faciès identifiés, trois associations de faciès ont été définies (AF1, AF2 et AF3).

Après la description des carottes et l'identification des neuf différents faciès sédimentologiques et la définition des trois associations de faciès, nous avons constaté que le Trias de la série inférieure (SI) du champ de Benkahla Est, est caractérisé par une alternance de faciès gréseux chenalisés, de barres de chenaux et de niveaux argilo-silteux de plaine alluviale. Les faciès grossiers à moyens, à stratifications entrecroisées témoignent d'un environnement fluvial en tresses et de barres de chenaux, tandis que les faciès fins laminés et argileux traduisent des dépôts de débordement et de plaine d'inondation évoluant sous climat aride ou semi-aride (pas de restes organiques).

L'analyse pétrophysique par faciès (ou relation faciès-pétrophysique) de deux puits choisis ; un situé au nord (Well 13) et l'autre au sud (Well 14) et, ayant le plus de faciès (Gp, Gt, St, Sh, Fm, etc.). Les relations entre les faciès, la porosité, la perméabilité et le VSH (Taux d'argiles) ont été données sous forme de résultats relatifs (forte, faible, élevée, moyenne, etc.).

Après analyse des réponses logs des paramètres pétrophysiques des deux puits, il a été constaté que les faciès (F1, F2) possèdent une porosité et une perméabilité élevée à très élevée et un VSH faible. Les faciès (F3, F4) ont une bonne porosité et perméabilité (moyenne à élevée) et un VSH faible. Les faciès (F5, F6) ont une porosité et perméabilité moyenne et un VSH moyen à élevé. Le faciès (F7) faciès de débordement possédant une porosité et une perméabilité moyenne à faible et un VSH élevé. Enfin les faciès (F8, F9) ont une porosité faible à très faible et un VSH très élevé.

Concernant les réponses diagaphiques des faciès identifiés, des puits Well 13 et Well 14, l'analyse s'est portée sur le Gamma Ray (GR), la Densité (RHOB), le Neutron (NPHI) et la Résistivité. L'analyse a montré une relation étroite entre la nature des dépôts et leurs propriétés pétrophysiques.

Pour les faciès grossiers de chenaux et de barres fluviales (Gt, Gp, St, Sp et Ss), ils se caractérisent généralement par des valeurs faibles de Gamma Ray, traduisant une faible teneur en argiles, associées à des densités moyennes à élevées, des valeurs neutron faibles et des résistivités moyennes à élevées. Ces signatures indiquent des réservoirs de bonne qualité, dominés par des grès à conglomérats relativement propres et poreux.

Pour les faciès intermédiaires (Sr et Sh), ils montrent des réponses diagaphiques transitionnelles, et se caractérisent par des valeurs de Gamma Ray, des densités, des valeurs neutron et des résistivités généralement moyennes. Ils témoignent d'une alternance entre dépôts sableux et niveaux plus argileux.

Concernant les faciès fins de plaine d'inondation et de débordement (F1 et Fm), ils présentent des valeurs élevées à très élevées de Gamma Ray, des densités plus faibles, des réponses neutron élevées et des résistivités faibles, reflétant leur richesse en argiles et leurs faibles qualités réservoirs.

Dans l'analyse des électro-faciès, l'analyse des électro-séquences à partir des logs Gamma Ray de la série inférieure dans les deux puits (Well 13 et Well 14), nous a conduit à déterminer les types de séquences et leurs tendances sédimentaires :

Pour le puits Well 13, la série inférieure (17,5 m) a été subdivisée en 3 électro-séquences empilées verticalement, généralement en cloche parfois cylindrique mais aucune forme en entonnoir n'a été observée. Ces séquences sont toutes à tendance fining up (granodécroissante). De bas en haut : la première séquence (8 m) est constituée de deux séquences d'ordre inférieur (3,5 m – 4,5 m), toutes les deux sont fining up mais de formes différentes (cloche et cylindre). La deuxième séquence (7,5 m) est subdivisée en deux séquences d'ordre inférieur (3,5 m – 4 m), les deux sont fining-up (en cloche à la base suivie d'une barre de forme cylindrique, surmontée par une plaine d'inondation). Enfin, une troisième séquence (2 m) de forme en cloche reflétant un chenal à tendance fining up.

Concernant le puits (Well 14), la série inférieure (39 m) englobe trois séquences. Deux séquences à la base (5 m -7 m) à tendance fining up (rétrogradantes) surmontées d'une coulée volcanique (8 m) et le tout est surmonté d'une troisième séquence (19 m). Cette dernière est constituée de trois séquences, toutes d'ordre inférieur à tendance fining up composée de chenal surmonté d'argile (cloche) – de barre surmontée d'argile (forme cylindrique) et enfin de chenal (en forme de cloche) surmonté d'argile (plaine d'inondation).

Les corrélations verticales inter-puits ont été réalisées afin d'établir les relations stratigraphiques entre les différents puits étudiés et de mettre en évidence la distribution spatiale des corps sableux et des niveaux argileux de la série inférieure. Elle a été effectuée à base de dix puits. Les profils de corrélations établis sont de direction E-W, NNE-SSW, NNW-SSE. Chaque puits est représenté par des Logs de réponses diagaphiques de GR, de neutron et de densité en fonction de la profondeur.

Les corrélations lithostratigraphiques des différents puits ont mis en évidence une nette variation latérale des épaisseurs et des faciès ainsi que la variation latérale et verticale de la discordance hercynienne. Les puits producteurs sont généralement caractérisés par des épaisseurs plus importantes et un meilleur développement des niveaux sableux réservoirs, contrairement aux puits secs qui présentent des épaisseurs réduites et une proportion plus élevée d'intercalations argileuses. Les variations observées traduisent une distribution hétérogène des corps sableux, contrôlée par le sous-bassement du bassin (socle paléozoïque), la dynamique fluviale et les conditions de dépôt.

Il est à noter que l'épaisseur de la Série Inférieure tend à augmenter du Nord vers le Sud de la zone étudiée, là où les meilleures caractéristiques réservoirs sont observées. La productivité des puits apparaît étroitement liée à l'épaisseur, à la continuité et aux propriétés des niveaux sableux (gréseux ou conglomératiques) constituant le réservoir.

Toujours dans l'aspect corrélatif et afin de bien illustrer la variation spatio-temporelle de la série inférieure du champ de Benkahla, trois types de cartes construites à partir de treize puits ont été établies ; une carte représentant les variations des épaisseurs, une autre les variations des profondeurs au Top SI (Toit de SI) et une troisième, les variations des profondeurs au Bottom SI (Toit du Silurien).

La lecture de la carte en isobathes montre des variations de la profondeur de la série inférieure du champ de Benkahla avec une polarité vers le Sud et vers l'Est. Les puits BKHE8 - BKHE5 - BKHE10 au Sud et, BKHE12 - BKHE13 à l'Est évoquent le maximum des profondeurs au contraire du puits BKHE7.

La carte des isopaques met en évidence une importante variabilité spatiale de l'épaisseur, avec des valeurs comprises approximativement entre 9 et 46 m. La répartition des isopaques montre une géométrie irrégulière caractérisée par des zones à amincissement et des zones à épaissement bien caractérisées. L'analyse révèle l'existence d'un axe d'épaississement localisé dans la partie méridionale de la carte, de l'ouest-nord-ouest à l'est, à proximité des puits BKHE6, BKHE4, BKHE5, BKHE10 et BKEQH1, où l'épaisseur maximale atteint 46 m. Par contre, les faibles épaisseurs observées vers le Nord de la carte indiquent des zones structurales hautes témoignant de secteurs ayant subi une subsidence relativement faible au cours de la sédimentation. Ces endroits sont caractérisés par un amincissement progressif des couches.

Enfin, la carte en isobathes au toit du Paléozoïque, représentant la géométrie structurale du toit du Paléozoïque (surface d'érosion hercynienne) sur laquelle reposent les dépôts triasiques (TAGI), montre une paléotopographie qui a probablement contrôlé la répartition des dépôts du TAGI. Les chenaux fluviaux tressés s'étant préférentiellement développés dans les dépressions tandis que les hauts paléoreliefs constituaient des zones de faible accommodation et de moindre préservation sédimentaire. Il est à mentionner que le relief du toit du Paléozoïque apparaît comme un facteur majeur dans l'organisation spatiale des corps sableux réservoirs du Trias inférieur dans le secteur de Benkahla Est.

En conclusion, les différentes cartes en isopaques et en isobathes élaborées pour la série inférieure du champ de Benkahla montrent d'une part, l'existence d'une parfaite relation entre la variation des épaisseurs et la tectonique locale et/ou régionale. D'autre part, à partir de l'analyse des cartes en isobathes, nous remarquons que la polarité d'approfondissement apparaît vers le Sud et le Sud-Est.

Le modèle sédimentologique proposé :

La conception du modèle sédimentologique proposée, englobe un substratum paléozoïque irrégulier, des chenaux tressés encaissés dans les dépressions, des barres sableuses, des dépôts de débordement dans une plaine d'inondation.

Il s'agit d'un modèle caractérisé par des chenaux tressés principaux dans les dépressions paléozoïques, des barres longitudinales et transversales, des corps sableux amalgamés (associés) à forte connectivité verticale, de rares dépôts de plaine d'inondation, une migration latérale des chenaux et des épaisseurs sableuses maximales dans les paléovallées. La direction d'écoulement proposée est SW-NE à SSW-NNE.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Aliev, M., Aït Laoussine, N., Avrov, V., Aleksine, G., Barouline, G., Iakovlev, B., Korj, M., Kouvykine, J., Makarov, V., Medvedev, E., Mkrtchiane, O., Moustafinov, R., Oriev, L., Oroudjeva, D., Oulmi, M., & Saïd, A. (1971).** *Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz du Sahara algérien*. Tome 1. Sonatrach, Altamira-Rotopress S.A., Madrid, Espagne. 275 p
- Aït Hamouda, F. (1979).** Étude géologique et structurale des bassins sahariens (Algérie). Rapport interne, Sonatrach, Alger.
- Ait Salem H. (1990)** -Le Trias Détritique de l'Oued M'ya (Sahara Algérien) Sédimentation Estuarienne, Diagenèse et Porogenèse potentialités pétrolières. Thèse de Doctorat, Univ : Lyon I, France.
- Asdous, A., et al. (2007).** Petroleum systems / reservoir characterization of the Illizi–Berkine basins, Algerian Sahara. Conference paper / internal EAGE–Sonatrach report (North African/Mediterranean Petroleum and Geosciences Conference, 2007).
- Benachour H, M. Bendellali O, M. Beladjal. B (2016)** : Evaluation corrélatrice et diagrapique des paramètres pétrophysique dans le gisement de Ben Kahla sud réservoir TAGI (Berkaoui, bassin d'Oued M'ya). Dipl. Master. Univ. Ouargla. 64p, 34fig.
- Benmansour AK, Lazreg N (2019)** : Lithostratigraphie, organisation sédimentaire du Champ de Ben Kahla Est Aspect pétrolier du puits BKHE 2 Haoud Berkaoui - Bassin de Oued M'ya – Algérie. Dipl. Master, Univ. Tlemcen, 57p, 19fig
- Berreugui. H, Benchacha. Y (2021)** : Rôle de la cabine géologique dans la réalisation d'un forge Pétrolier Cas de puits BENKAHLA région de Haoud Berkaoui BKHE-8. Dipl. Master. Univ. Ouargla 89p, 73fig.
- Beicip. (1992)** - Etude des accumulations de Berkaoui et de Benkahla. Tome I.
- Beghoul M. (2016)** - Interprétation des diagrapies Pack II.3. Séminaire (IAP. Boumerdes).
- Benamrane O., Messaoudi M., Messelles H. (1993)** : Geology and hydrocarbon potential of the Oued Mya Basin, Algeria. Proc. AAPG International Conference and Exhibition, The Netherlands, AAPG Search and Discovery Article #90990
- Benayad S , Park YS, Kharfi N (2011):** The hamra quartzite tight reservoir properties in the Oued Mya Basin, Algeria. 73rd EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2011, 2011, <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20149703>
- Beuf, S., Biju-Duval, B., de Charpal, O., Rognon, P., Gariel, O., & Bennacef, A. (1971).** Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara : Sédimentation et discontinuités, évolution structurale d'un craton. Paris : Éditions Technip, Publications de l'Institut Français du Pétrole, Collection « Science et Technique du Pétrole », n° 18, 464 p.
- Boudjema. A (1987)** - Evolution structural du bassin pétrolier “triasique” du Sahara Nord oriental (Algérie). Thèse Doct. D'Etat, Univ. P et M. Curie – Paris (France), n°220. 259 p, 53 fig.
- Boote, D. R. D., Clark-Lowes, D. D., & Traut, M. W. (1998).** Palaeozoic petroleum systems of North Africa. In D. S. MacGregor, R. T. J. Moody, & D. D. Clark-Lowes (Eds.), *Petroleum Geology of North Africa* (Geological Society, London, Special Publications, Vol. 132, pp. 7–68). Geological Society Publishing House

Chabouni, A. (2007). Étude géologique et stratigraphique du bassin d'Oued Mya. Rapport interne, Sonatrach, Direction Exploration-Production, Alger

Carr, (2002) : Second order sequence stratigraphy of the Paleozoic of North Africa, *J. Petrol. Geol.*, 25 (2002), pp. 259-280

Dahou.W. (2018) : interprétation des data diagaphiques et pétrophysiques du réservoir triasique du champ de Haoud Berkaoui (Bassin De Oued M'ya). Dipl. Master, Univ. Tlemcen, 50p, 44fig.

Galeazzi S., Point O., Haddadi N., Mather J., Druesne D. (2010) : Regional geology and petroleum systems of the Illizi-Berkine area of the Algerian Saharan Platform: an overview. *Marine Petrol. Geol.*, 27 (2010), pp. 143-178

Hafsi. F. (2015) : Etude géologique pétrophysique du réservoir série inferieure de Haoud Berkaoui (Ouargla) Sud-est Algérien. Dipl. Magister, Univ. Ouargla, 90 p, 37fig.

Hamzaoui.N(2018) : interprétation des data diagaphiques et pétrophysiques du réservoir triasique (série inferieure) : cas de bloc de Nechou (Haoud Berkaoui, Bassin de Oued M'ya). Dipl. Master, Univ .Tlemcen, 28 p, 26fig.

Klett, T. R. (2000). Total Petroleum Systems of the Trias/Ghadames Province, Algeria, Tunisia, and Libya—The Tanezzuft-Oued Mya, Tanezzuft-Melrhir, and Tanezzuft-Ghadames. *U.S. Geological Survey Bulletin* 2202-C, 118 p

Khazani.Y, Bennana.N, (2016) : caractéristiques pétrophysiques du réservoir triasique du champ de Ben Kahla Sud (bassin de Haoud Berkaoui). Dipl. Master, Univ .Tlemcen ,41p 21fig.

Lang J., Dixon R.J., Le Heron D.P.,Winsemann J. (2012) : Depositional architecture and sequence stratigraphic correlation of Upper Ordovician glaciogenic deposits, Illizi Basin, Algeria. *Geol. Soc. London Spec. Publ.*, 368 (2012), pp. 293-317.

Miall, A. D. (1977). *A review of the braided-river depositional environment.* *Earth-Science Reviews*, 13, 1-62.

Miall, A. D. (1996). *The Geology of Fluvial Deposits.* Springer.

McDougall, N.D., Braik F., Clarke P., Kaced M. (2003) : The Upper Ordovician of the Illizi Basin, Algeria : a core-based study of Unit IV Palaeovalleys, AAPG Hedberg Conference : Paleozoic and Triassic Petroleum Systems in North Africa, Algiers (2003).

R. Eschard, A. Hussein, F. Braik, G. Desaubliaux (2005) : The Lower Paleozoic succession in the Tassili outcrops, Algeria: sedimentology and sequence stratigraphy. *First Break*, 23 (2005), pp. 27-36

Rapport sonatrach, (2013) : Trias du champ de Ben Kahla : Pétrographie et diagenèse, Activité amont - division laboratoires, Sonatrach

Sonatrach. Interprétation des diagaphies. Division production-Haoud Berkaoui.

Sonatrach. Rapports de description des carottes du champ de Ben Kahla.

Van de Weerd, A. A., & Ware, P. L. G. (1994). A review of the East Algerian Sahara oil and gas province (Triassic, Ghadames and Illizi Basins): Regional geology, hydrocarbon habitat and future potential. In M. J. Salem, M. T. Busrewil, A. S. Ben Hassen, & M. R. Chidsey Jr. (Eds.), *The Geology of Libya* (Vol. IV, pp. 1613–1645). Elsevier.

Yahi N., Khatir B. (1995) : Source rock identification and basin modelling Mouydir /Oued Mya Basin, Central Algeria. 57th EAGE Conference and Exhibition, earthdoc.org. European Association of Geoscientists & Engineers. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201409701>