

*République Algérienne Démocratique Et Populaire  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche  
scientifique  
Université Kasdi Merbah Ouargla  
Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables, et  
Sciences de la Terre et de la vie  
Département des Sciences de la Terre et de l'Univers*



*Mémoires de fin études*  
*En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie*

Option : Géologie Pétrolière

*theme*

Caractérisation du réservoir de la Série Inférieure dans la  
région de Ben Kahla Est : étude sédimentologique et  
diagénétique (puits BKH1 et BKH2).

**Préparer par:**

- **Asnoun Abbes.**
- **Sandali Mohamed.**

**JURY**

MCB Président

MCA Examineur

Professeur Encadreur

M. Sahraoui Salah

**Année Universitaire : 2025/2026**





# Remerciement

*Avant tout, nous remercions Allah, le Tout-Puissant, de nous avoir donné la force et le courage nécessaires pour mener à bien ce modeste travail.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à notre encadreur, M. Sahraoui Salah, pour son aide précieuse, ses conseils avisés ainsi que les remarques pertinentes qu'il nous a apportées tout au long de la préparation de ce mémoire.*

*Nous remercions également M. Fellah pour avoir présidé ce travail, ainsi que M. Bensir pour avoir accepté d'examiner ce mémoire.*

*Nos remerciements s'adressent aussi à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail, ainsi qu'à l'ensemble du personnel de – SONATRACH.*

*Enfin, nous exprimons notre gratitude à tous nos enseignants ainsi qu'à tous nos collègues de notre promotion.*

*Asnoun Abbes.*

*Sandali Mohamed.*





# *Dédicace*

*Je dédie ce travail à nos chers parents qui m'ont élevé et qui ont toujours été présents à nos côtés tout au long de nos parcours d'apprentissage, ainsi qu'à toute nos familles : Asnoun et Sandali.*

*À toutes les personnes qui m'ont enseigné et orienté durant nos parcours de recherche.*

*À tous nos amis dans la vie.*

*À tous les enseignants et étudiants de géologie de la promotion  
2025/2026.*



## Abstract

This study aims to evaluate the petrophysical properties of the Lower Argillaceous-Sandy Triassic (TAGSI) reservoir in the Haoud Berkaoui field, located within the Oued Mya basin (Block 438), and to understand the influence of sedimentological and diagenetic factors on its quality. This work addresses a clear issue of heterogeneity observed between the field's wells; well BKHE-1 exhibits good reservoir quality, whereas well BKHE-2 shows a total degradation of its petrophysical characteristics. To achieve this, the methodology relied on visual core description, microscopic thin-section analysis, and mapping-based modeling of porosity and permeability using Surfer software.

The results indicate that well BKHE-1 (fluvial channel environment) is characterized by good sorting and moderate silica cementation that preserved an intergranular porosity of 9.31% and a permeability of 56.2 mD impregnated with hydrocarbons. Conversely, the quality of well BKHE2 (continental playa-type environment) is completely degraded by intense and massive cementation of evaporitic and carbonate minerals (halite, anhydrite, dolomite) that totally occlude the pore space. Furthermore, spatial distribution maps reveal a clear sectorization of the field, where the western zone constitutes the most favorable sector (porosity up to 11.5% and permeability > 200 mD), while the eastern zone proves to be poor and non-reservoir. In conclusion, this study demonstrates that the interaction between the initial depositional environment and diagenetic cementation processes strictly controls reservoir heterogeneity. This leads to the recommendation of directing future drilling and development toward the western and northwestern sectors of the field, while avoiding the plugged eastern extensions.

## Résumé

Cette étude vise à évaluer les propriétés pétrophysiques du réservoir du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAG SI) dans le champ de Haoud Berkaoui, situé dans le bassin d'Oued Mya (Bloc 438), et à comprendre l'influence des facteurs sédimentologiques et diagénétiques sur sa qualité. Ce travail répond à une problématique d'hétérogénéité flagrante observée entre les puits du champ ; le puits BKHE-1 présentant une bonne qualité de réservoir tandis que le puits BKHE-2 montre une dégradation totale de ses caractéristiques pétrophysiques. Pour ce faire, la méthodologie a reposé sur la description visuelle des carottes, l'analyse microscopique des lames minces et la modélisation cartographique de la porosité et de la perméabilité via le logiciel Surfer. Les résultats

indiquent que le puits BKHE-1 (environnement de chenaux fluviaux) se distingue par un bon tri granulométrique et une cimentation siliceuse modérée ayant préservé une porosité intergranulaire de 9,31 % et une perméabilité de 56,2 mD imprégnée d'hydrocarbures. À l'inverse, la qualité du puits BKHE-2 (environnement continental de type playa) est complètement altérée par une cimentation intense et massive de minéraux évaporitiques et carbonatés (halite, anhydrite, dolomite) qui obstruent totalement l'espace poreux. De plus, les cartes de distribution spatiale révèlent une sectorisation nette du champ, où la zone occidentale constitue le secteur le plus favorable (porosité jusqu'à 11,5 % et perméabilité > 200 mD), alors que la zone orientale s'avère médiocre et non réservoir. En conclusion, cette étude démontre que l'interaction entre le milieu de dépôt initial et les processus de cimentation diagénétique contrôle rigoureusement l'hétérogénéité du réservoir, conduisant à recommander l'orientation des futurs forages et du développement vers les secteurs ouest et nord-ouest du champ, tout en évitant les extensions orientales colmatées.

### ملخص

تهدف هذه الدراسة إلى تقييم الخصائص البتروفيزيائية لخزان الترياس الطيني الرملي السفلي (TAG SI) في حقل حوض بركاوي الواقع بحوض واد ميا (الكتلة 438)، وفهم تأثير العوامل الرسوبية والنشائية (Diagenèse) على جودته، خاصة بعد ملاحظة تباين حاد وغير متجانس بين آبار الحقل؛ حيث يسجل البئر BKHE-1 جودة خزان عالية بينما يعاني البئر BKHE-2 من تدهور تام في خصائصه البتروفيزيائية. ولتحقيق هذا الهدف، اعتمد العمل على الوصف البصري للعينات الأسطوانية (Carottes)، وفحص المقاطع الرقيقة مجهرياً، والنمذجة الكارتوغرافية لتوزيع المسامية والنفاذية باستخدام برنامج Surfer. وأظهرت النتائج أن البئر BKHE-1 (بيئة قنوات نهريّة) تميز بفرز جيد للحبيبات وسمنّة سيليسية معتدلة حافظت على المسامية البينية بنسبة 31.9% والنفاذية بقيمة 2.56 mD المحملة بالمحروقات، في حين تدهورت جودة البئر BKHE-2 (بيئة قارية جافة - بلايا) تماماً بسبب سمنّة تكتلية مكثفة من معادن التبخيرات كالهاليت والأنهيدريت والديولوميت التي سدّت المسامات بالكامل. كما بينت خرائط التوزيع المكاني قطبية واضحة في الحقل؛ حيث تمثل المنطقة الغربية النطاق الأجود لإنتاج النفط بمسامية تصل إلى 5.11% ونفاذية تتجاوز 200mD، بينما تنعدم الجودة تماماً في المنطقة الشرقية. وتؤكد هذه الدراسة في ختامها أن التحكم المشترك بين بيئة الترسيب الأصلية وعمليات السمنّة اللاحقة هو المسؤول الأول عن عدم تجانس الخزان، وبناءً على ذلك، يُوصى بتوجيه عمليات الحفر والتنمية المستقبلية نحو الجهة الغربية والشمالية الغربية للحقل، وتجنب الامتدادات الشرقية المصمتة.

## **Liste des figures :**

### **CHAPITRE I :**

|                                                                                            |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure 1 : Situation géographique du champ de Haoud Berkaou.....                           | 3  |
| Figure 2 : Situation géographique du champ de Haoud Berkaou.....                           | 5  |
| Figure 3 : Limites des périmètres d'exploitation des champs (SONATRACH 2008) .....         | 7  |
| Figure 4 : Colonne stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui .....                        | 15 |
| Figure 5 : Carte des principales accumulation du bloc 438 .....                            | 17 |
| Figure 6 : Coupe structurale Nord - Sud de Haoud Berkaoui (Abdous et al, 2007) .....       | 18 |
| Figure 7 : Coupe structurale Nord – Sud de Haoud Berkaoui (Abdous et al, 2007) .....       | 19 |
| Figure 8 : Section lithostratigraphique du Trias Argileux-Gréseux du champ HBK .....       | 22 |
| Figure 9 : La granulométrie réservoir TAG SI. (BEICIP,1992) .....                          | 24 |
| Figure 10 : Les différents ciment entre les grains du réservoir TAG SI (BEICIP,1992) ..... | 24 |

### **CHAPITRE II**

### **CHAPITRE III :**

|                                                                                                                                                                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure 01 : carotte 01 – BKHE- .....                                                                                                                                                                                             | 31 |
| Figure 02 : carotte 02 – BKHE-1 .....                                                                                                                                                                                            | 32 |
| Figure 03 : carotte 01 – BKHE-2 .....                                                                                                                                                                                            | 35 |
| Figure 04 : carotte 01 – BKHE-2 .....                                                                                                                                                                                            | 36 |
| Figure 05 : microphotographie de grés de l'échantillon de carotte (BKHE-1 : 3423,75m), a : image de microscope par lumière naturel (LN), b : par lumière polarisant (LP), Q : quartz ; P : porosité ; HC : Hydrocarbures .....   | 38 |
| Figure 06 : microphotographie de grés de l'échantillon de carotte (BKHE-1 : 3423,75m), b : image de microscope par lumière naturel (LN), a : par lumière polarisant (LP), Q : Quartz ; H : Halite ; FR : Fragments Rocheux ..... | 40 |
| Figure 07 : microphotographie de grés de l'échantillon de carotte (BKHE-1 : 3417,20m), a : image de microscope par polarisant (LP), b : par lumière naturel (LN) .....                                                           | 42 |
| Figure 08 : microphotographie de grés de l'échantillon de carotte (BKHE-2 : 3420,50 m), a : image de microscope lumière naturel (LN), b : par polarisant (LP) .....                                                              | 44 |
| Figure 09 : microphotographie de grés de l'échantillon de carotte (BKHE-2 : 3410,00 m), a : image de microscope lumière naturel (LN), b : par polarisant (LP), Q : Quartz ; H : Halite ; F : Feldspath .....                     | 46 |
| Figure 10 : microphotographie de grés de l'échantillon de carotte (BKHE-2 : 3410,00 m), image de microscope lumière naturel (LN) .....                                                                                           | 48 |

### **CHAPITRE IV :**

|                                                               |    |
|---------------------------------------------------------------|----|
| Figure 01 : Carte d'implantation des puits .....              | 50 |
| Figure 02 : Carte de porosité (méthode de krigeage) .....     | 51 |
| Figure 03 : Carte de perméabilité (méthode de krigeage) ..... | 52 |

|                                                                    |    |
|--------------------------------------------------------------------|----|
| Figure 04 : Carte de porosité (méthode de triangulation) .....     | 53 |
| Figure 05 : Carte de perméabilité (méthode de triangulation) ..... | 54 |

## **Sommaire** Introduction Générale : ..... Error! Bookmark not defined.

|                                                                          |           |
|--------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Problématique :</b> .....                                             | <b>1</b>  |
| <b>1. Cadre géographique ;</b> .....                                     | <b>3</b>  |
| <b>2. Cadre géologique :</b> .....                                       | <b>4</b>  |
| <b>3. Les champs de la région :</b> .....                                | <b>5</b>  |
| <b>3.1 Champ de Haoud-Berkaoui :</b> .....                               | <b>5</b>  |
| <b>3.2 Champ de Benkahla :</b> .....                                     | <b>6</b>  |
| <b>3.3 Champ de Guellala :</b> .....                                     | <b>6</b>  |
| <b>3.4 Les structures périphériques :</b> .....                          | <b>6</b>  |
| <b>4. Historique de la région :</b> .....                                | <b>7</b>  |
| <b>5. Stratigraphie du champ de Haoud-Berkaoui :</b> .....               | <b>8</b>  |
| <b>1) Paléozoïque :</b> .....                                            | <b>9</b>  |
| <b>A) Ordovicien:</b> .....                                              | <b>9</b>  |
| <b>B) Le Silurien (Gothlandien) :</b> .....                              | <b>10</b> |
| <b>C) Dévonien inférieur :</b> .....                                     | <b>10</b> |
| <b>2) Mésozoïque :</b> .....                                             | <b>10</b> |
| <b>A) Trias :</b> .....                                                  | <b>10</b> |
| <b>B) Jurassique :</b> .....                                             | <b>12</b> |
| <b>C) Crétacé :</b> .....                                                | <b>13</b> |
| <b>3). Cénozoïque (Tertiaire) :</b> .....                                | <b>14</b> |
| <b>6. Évolution du bloc 438 :</b> .....                                  | <b>16</b> |
| <b>7. Aspect structural :</b> .....                                      | <b>18</b> |
| <b>8. Présentation de la zone d'étude : Champ d'Haoud Berkaoui</b> ..... | <b>19</b> |
| <b>8.1. Le système pétrolier de HBK :</b> .....                          | <b>19</b> |
| <b>a. La roche-mère :</b> .....                                          | <b>19</b> |
| <b>b. La roche réservoir : (TAG Série Inférieure) :</b> .....            | <b>20</b> |
| <b>c. La roche couverture :</b> .....                                    | <b>20</b> |
| <b>d. La migration :</b> .....                                           | <b>20</b> |

|                                                                                    |    |
|------------------------------------------------------------------------------------|----|
| e. Type des pièges : .....                                                         | 20 |
| 8.2. Intérêt pétrolier : les réservoirs caractérisant le champ HBK : .....         | 21 |
| a. Série inférieure (TAG SI) : .....                                               | 21 |
| b. Trias argilo-gréseux T1 (TAG T1) : .....                                        | 21 |
| c. Trias argilo-gréseux T2 (TAG T2) : .....                                        | 21 |
| 8.3. Caractéristiques du réservoir : .....                                         | 22 |
| 8.3.1. Propriétés pétrophysiques : .....                                           | 23 |
| 1. Acquisition des données : .....                                                 | 25 |
| 2. Traitement des données : .....                                                  | 26 |
| 3. Interprétation et conclusion : .....                                            | 27 |
| I. Description des carottes : .....                                                | 29 |
| 1.1. Interprétation sédimentologique et pétrographique des carottes BKHE-1 : ..... | 29 |
| 1.1.1. Organisation verticale et séquences sédimentaires : .....                   | 29 |
| 1.1.4. Interprétation du milieu de dépôt : .....                                   | 30 |
| 1.1.6. Conclusion : .....                                                          | 31 |
| 1.2. Description lithologique et interprétation – Carotte BKHE-2 : .....           | 34 |
| 1.2.2. Interprétation sédimentologique : .....                                     | 34 |
| 1.2.3. Interprétation diagénétique : .....                                         | 35 |
| 1.2.4. Conclusion : .....                                                          | 35 |
| II. Les lames minces : .....                                                       | 38 |
| II.1) Lame minces de BKHE-1 : .....                                                | 38 |
| Ph1 – BKHE-1 : .....                                                               | 38 |
| Ph2 - BKHE-1 : .....                                                               | 39 |
| Ph3 - BKHE-1 : .....                                                               | 42 |
| II.2) Les lames minces de BKHE-2 : .....                                           | 44 |
| Ph1 – BKHE-2 : .....                                                               | 44 |
| Ph2 - BKHE-2 : .....                                                               | 47 |
| Ph3 – BKHE-2 : .....                                                               | 49 |
| Carte d'implantation des puits : .....                                             | 52 |
| Interprétation de la carte de porosité (méthode de krigeage) : .....               | 53 |

|                                                          |    |
|----------------------------------------------------------|----|
| Carte de perméabilité (méthode de krigeage) : .....      | 54 |
| Carte de porosité (méthode de triangulation) : .....     | 55 |
| Carte de perméabilité (méthode de triangulation) : ..... | 56 |
| Synthèse et interprétation globale : .....               | 56 |
| Implications réservoir : .....                           | 57 |
| Conclusion Générales : .....                             | 58 |
| BIBLIOGRAPHIE : .....                                    | 59 |

## **Introduction Générale :**

La province triasique, également connue sous le nom de province nord-orientale du Sahara, est située dans la partie septentrionale de la plateforme saharienne. Couvrant une vaste superficie d'environ 300 000 km<sup>2</sup>, cette région représente une zone stratégique majeure pour l'Algérie en raison de ses importantes accumulations d'hydrocarbures. Au sein de cet ensemble géologique, notre étude se concentre sur le champ de Haoud Berkaoui (HBK), situé dans le bassin d'Oued Mya (Bloc 438).

Découvert en mars 1965 et mis en exploitation dès 1967, le champ de Haoud Berkaoui repose sur des cibles pétrolières spécifiques. Le réservoir faisant l'objet de notre étude est le Trias Argilo-Gréseux (TAG), et plus particulièrement la Série Inférieure (SI), considérée comme le réservoir principal de la région. Ce réservoir se situe à une profondeur moyenne de 3550 mètres et repose en discordance sur le substratum paléozoïque.

L'objectif de ce mémoire est d'analyser la distribution spatiale des propriétés pétrophysiques, telles que la porosité et la perméabilité, afin de comprendre comment les processus géologiques et diagénétiques influencent la qualité du réservoir.

## **Problématique :**

Malgré l'appartenance au même intervalle stratigraphique, une hétérogénéité flagrante est observée entre les puits étudiés :

- Le puits BKHE-1 présente une bonne qualité de réservoir, favorisée par des conditions de dépôt optimales et un impact limité de la diagenèse.
- Le puits BKHE-2 montre une dégradation totale des caractéristiques pétrophysiques, principalement due à une cimentation intense (carbonatée et évaporitique) et à une forte présence de matrice argileuse.

Cette constatation soulève une question centrale : Quels sont les facteurs sédimentologiques et diagénétiques responsables de cette variation drastique de la qualité du réservoir au sein d'une même zone ?

Ce travail vise à répondre à cette problématique à travers l'analyse des carottes, l'étude des lames minces et l'interprétation des données de diagrapie pour mieux caractériser le réservoir du TAG inférieur.

# CHAPITRE 01:

# GÉNÉRALITÉ

## **1. Cadre géographique ;**

La province triasique, également connue sous l'appellation de province nord-orientale du Sahara, s'inscrit dans la partie septentrionale de la plateforme saharienne. S'étendant sur une superficie d'environ 300 103 km<sup>2</sup>, elle constitue un domaine géologique d'intérêt majeur, en raison des importantes accumulations d'hydrocarbures qui y ont été mises en évidence, et qui ont fait l'objet de nombreuses investigations géoscientifiques.

D'un point de vue géographique et structural, cette province est délimitée à l'est par le bassin du Grand Erg oriental et la frontière tunisienne, au nord par la flexure sud-atlasique, à l'ouest par le Grand Erg occidental, et au sud par la limite méridionale d'extension des formations triasiques. Cette dernière se matérialise par une ligne sinueuse s'étendant de la partie orientale du bassin de Béchar jusqu'au nord du bassin d'Illizi, traduisant ainsi la variabilité de l'emprise des dépôts triasiques à l'échelle régionale.

Dans ce cadre régional, le champ de Haoud Berkaoui s'insère au nord-est du Sahara algérien. Il est localisé à environ 590 km au sud-est d'Alger, à 23 km au sud-ouest de la ville d'Ouargla, et à près de 100 km à l'ouest du champ de Hassi Messaoud (BEICIP, 1992), l'un des principaux pôles pétroliers du pays (Fig01).



Figure 1: Situation géographique du champ de Haoud Berkaoui (Document SONATRACH, 2002)

## **2. Cadre géologique :**

La plateforme saharienne, située au sud de l'Algérie alpine, constitue une entité majeure du Craton nordafricain. Elle est caractérisée par la présence d'un socle précambrien sur lequel repose, en discordance, une épaisse couverture sédimentaire. Cette dernière s'est structurée au cours du Paléozoïque en un ensemble de bassins sédimentaires séparés par des zones hautes, traduisant une évolution tectonosédimentaire complexe à l'échelle régionale.

Dans ce contexte, la région de Haoud Berkaoui s'inscrit au sein du bassin d'Oued Mya, localisé dans la partie nord de la plateforme saharienne, au niveau de la province centrale. Ce bassin correspond à une dépression allongée, orientée selon un axe Nord-Est / Sud-Ouest, dont la mise en place remonte au Paléozoïque. Il se distingue par une dynamique de subsidence marquée, favorisant l'accumulation de séries sédimentaires épaisses.

Sur le plan structural, le bassin d'Oued Mya est limité au nord par la zone haute de Djamaa–Touggourt, constituée principalement de formations d'âge cambrien. Au nord-ouest, il est bordé par le môle de Talemzane (Hassi R'mel), tandis qu'à l'est, il est délimité par la dorsale d'El Agreb–El Gassi, se prolongeant vers Hassi Messaoud. Au sud, il est limité par la dépression de Mouydir (BEICIP, 1992), définissant ainsi un cadre structural complexe contrôlant la répartition des dépôts sédimentaires.

À une échelle plus locale, la structure de Haoud Berkaoui se situe au nord-est de la dépression d'Oued Mya (Bloc 438), au sein de la zone de subsidence maximale. Elle est orientée selon une direction NordEst / Sud-Ouest et se trouve séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie entre 200 et 400 km. La largeur de cette structure varie entre 25 et 30 km dans sa partie sud-ouest et entre 8 et 10 km vers le nord-est, traduisant une géométrie asymétrique liée à l'évolution tectonique du bassin (Fig02).

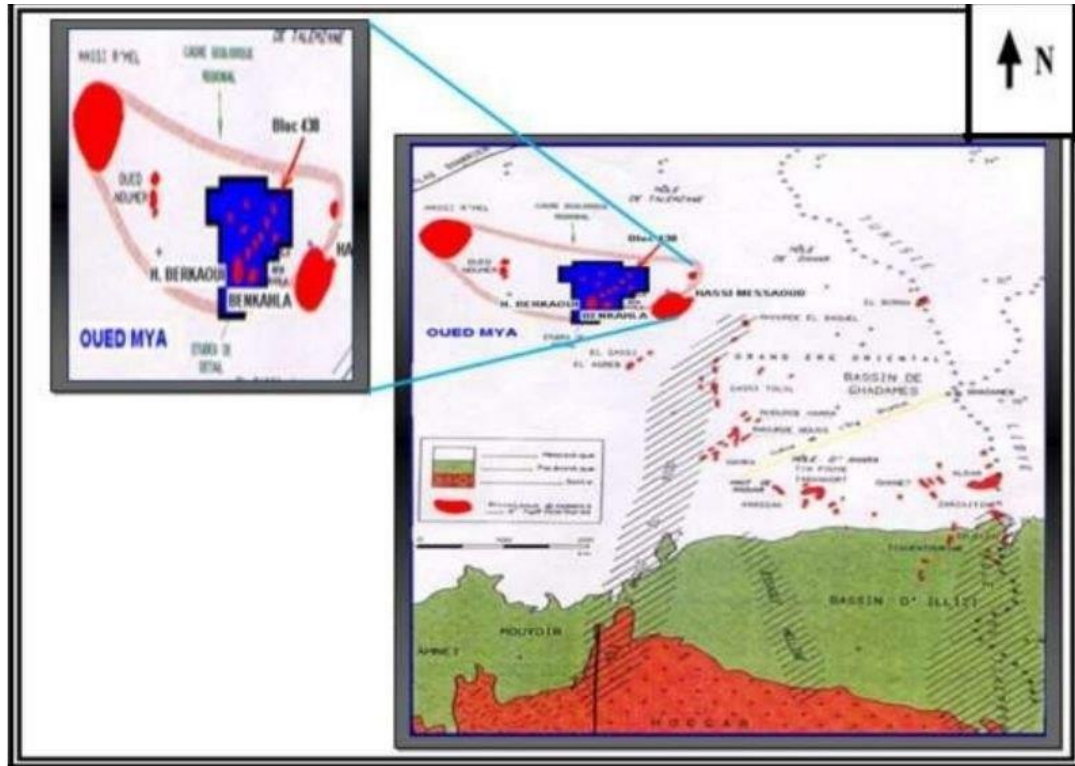


Figure 2: Situation géographique du champ de Haoud Berkaoui (Document SONATRACH, 2002)

### **3. Les champs de la région :**

La région de Haoud Berkaoui constitue l'un des principaux pôles pétroliers en Algérie. Elle regroupe principalement trois champs majeurs — Berkaoui, Benkahla et Guellala — auxquels s'ajoutent plusieurs structures périphériques de moindre envergure (SONATRACH, 2007). L'ensemble de ces accumulations s'étend sur une superficie d'environ 6 300 km<sup>2</sup> (Fig. 03), traduisant l'importance de ce secteur dans le dispositif pétrolier national.

#### **3.1 Champ de Haoud-Berkaoui :**

Le gisement de Haoud-Berkaoui couvre une superficie de 175 km<sup>2</sup>, avec une altitude de 220 m par rapport au niveau de la mer. Il a été découvert en mars 1965 par la CFPA (Compagnie Française des Pétroles d'Algérie) grâce au forage du puits OK#101, situé au sommet de la structure (SONATRACH, 2008).

La mise en production a débuté en janvier 1967, avec des réserves initiales estimées à 136,4 millions de m<sup>3</sup> d'huile. La profondeur moyenne du réservoir est d'environ 3550 m. Actuellement, la production se fait

à la fois par déplétion naturelle et par méthodes artificielles, notamment le gas-lift. Afin de maintenir la pression du réservoir et limiter la déplétion, des opérations d'injection d'eau ont été mises en place dans certaines zones.

### **3.2 Champ de Benkahla :**

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 km<sup>2</sup>, avec une élévation de 209 m par rapport au niveau de la mer (SONATRACH,2008). Il a été découvert en novembre 1966 par la CFPA, suite au forage du puits OKP#24.

La production a commencé le 2 mai 1967, avec des réserves estimées à environ 86,8 millions de m<sup>3</sup> d'huile. La profondeur moyenne du réservoir est de 3550 m. L'exploitation repose principalement sur l'énergie naturelle du gisement, soutenue par des techniques de maintien de pression et par le recours au gas-lift.

### **3.3 Champ de Guellala :**

Le gisement de Guellala, couvre une superficie de 35 km<sup>2</sup> et présente une altitude de 198 m par rapport au niveau de la mer (SONATRACH,2008). Il a été découvert le 28 octobre 1969 par le forage du puits GLA#01.

La mise en production date de février 1973, avec des réserves évaluées à 99 millions de m<sup>3</sup> d'huile. La profondeur moyenne est de l'ordre de 3500 m. Les modalités d'exploitation sont similaires à celles des champs de Berkaoui et Benkahla, combinant production naturelle et assistance par gas-lift (AMZAL. B, 2009).

### **3.4 Les structures périphériques :**

Les zones périphériques regroupent plusieurs petits champs dont la production se fait soit par déplétion naturelle, soit à l'aide du gas-lift. Parmi ces structures, on peut citer : N'goussa, Drâa Tamra, Guellala Nord-Est, Haniet El Beida, Mokh El Kabech et Boukhazana (SONATRACH, 2008).

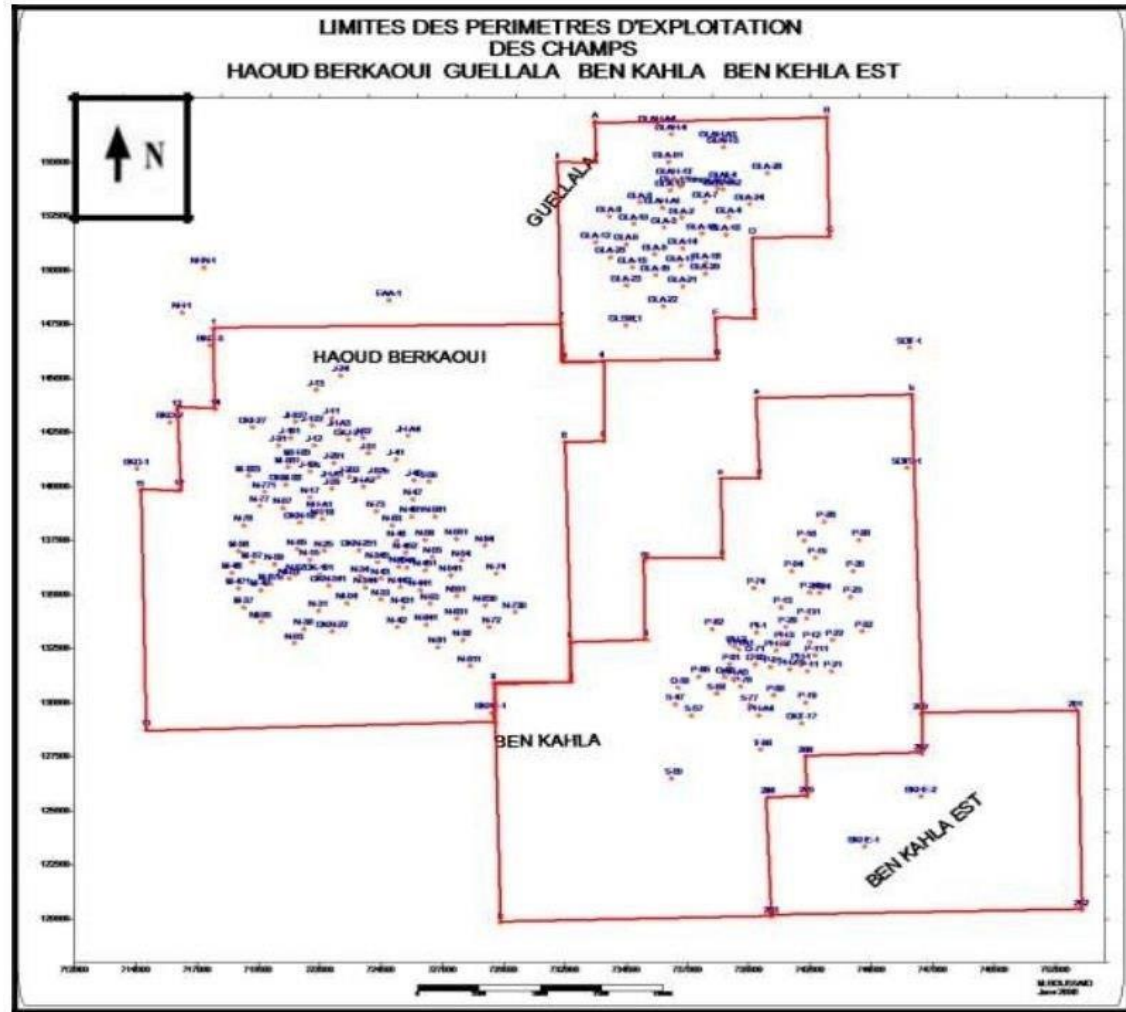


Figure 3: Limites des périmètres d'exploitation des champs (SONATRACH, 2008)

#### 4. Historique de la région :

La Direction Régionale de Haoud Berkaoui est implantée dans la commune de Rouissat, à environ 25 km du chef-lieu de la wilaya d'Ouargla. Initialement rattachée au centre de Hassi Messaoud, la région n'a acquis son autonomie qu'en 1977, marquant ainsi une étape importante dans l'organisation de son exploitation.

Les investigations géophysiques menées dans la région d'Ouargla ont permis de mettre en évidence l'existence de deux structures majeures, à savoir Haoud Berkaoui et Benkahla, s'étendant sur une superficie d'environ 1 600 km<sup>2</sup>. Le premier forage réalisé dans la région correspond au puits OA01, implanté en 1963. Toutefois, la découverte significative est

intervenue en mars 1965 avec le forage du puits OK101, positionné au sommet de la structure de Haoud Berkaoui. Ce puits a permis de mettre en évidence une accumulation d'huile légère, caractérisée par une densité de 43° API ( $d \approx 0,8$ ), au sein des formations argilo-gréseuses de la Série Inférieure du Trias (TAG). Le forage a atteint une profondeur de 3 327,8 m, interceptant le Gothlandien, premier niveau paléozoïque rencontré sous la discordance hercynienne.

Les essais de production réalisés ont révélé des résultats encourageants, avec un débit de 11 m<sup>3</sup>/h, une pression de gisement de 520 kg/cm<sup>2</sup> et un rapport gaz/huile (GOR) de 101 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Ces performances ont conduit au développement du champ par le forage de nouveaux puits, permettant ainsi la mise en évidence de structures périphériques supplémentaires.

À ce jour, le champ compte 102 puits en production, dont 73 exploités par gas lift et 29 en régime éruptif. Par ailleurs, 26 puits injecteurs d'eau sont utilisés afin d'assurer le maintien de la pression du réservoir. La production cumulée atteint environ 86 millions de m<sup>3</sup>, pour des réserves en place estimées à 472 millions de m<sup>3</sup>.

Les principales activités menées dans la région concernent la production d'huile et de condensat, la production de gaz associé (gaz de vente et gaz lift), ainsi que les opérations d'injection d'eau. Les hydrocarbures produits sont acheminés vers les centres de traitement, puis transportés via des réseaux de pipelines. L'huile est dirigée vers le terminal de Haoud El Hamra, avant son transfert vers Arzew, tandis que le gaz est acheminé vers le complexe de Hassi R'mel à travers un réseau de gazoducs.

## **5. Stratigraphie du champ de Haoud-Berkaoui :**

Selon la Direction Régionale HBK (2007), ainsi que les travaux de Ait Salem (1990), la région d'Oued Mya, située au centre du bassin triasique, se distingue par la présence d'une série paléozoïque résiduelle fortement érodée, renfermant les roches mères. Cette série est recouverte par une épaisse succession mésozoïque, dont la base contient les principaux réservoirs du bassin ainsi que leur couverture salifère.

La succession stratigraphique du champ de Berkaoui débute en surface par les formations du MioPliocène, suivies successivement par le Crétacé, le Jurassique, le Trias, le Gothlandien (Silurien) et l'Ordovicien. Le Cambrien, reposant directement sur le socle, est présent, tandis que le Dévonien, le Carbonifère et le Permien sont absents. Par ailleurs, le Trias productif repose en discordance hercynienne sur le Gothlandien (Silurien)(Fig04).

## **1) Paléozoïque :**

Décrit par plusieurs auteurs, notamment dans les rapports de la SH (Fabre, 1988), le Paléozoïque se compose des unités suivantes :

### **A)Ordovicien:**

Il correspond au début d'une transgression marine, caractérisée par une évolution des dépôts du milieu continental vers le milieu marin, comme en témoignent la présence de fossiles et de glauconie. Cette période se termine par une phase glaciaire. L'Ordovicien est subdivisé, notamment, en Ordovicien supérieur constitué de :

- **Dalle de M'Kratta :** d'une épaisseur comprise entre 4 et 27 m, elle repose en discordance sur les argiles micro-conglomératiques et marque la fin de l'Ordovicien. Elle est constituée de grès blanc à gris clair, fins à localement moyens, à caractère siliceux à silico-quartzitique et à texture compacte. On y observe également des niveaux d'argiles grises à gris foncé, indurées et silteuses, avec une abondance de grains de quartz de taille moyenne à grossière, sub-arrondis, ainsi que la présence de pyrite (Aliev et al., 1971).

Dans la région d'Oued Mya, cette formation est azoïque et son âge est attribué au Caradocien–Ashgilien.

- **Argiles micro-conglomératiques :** constituées essentiellement d'argiles noires à éléments microconglomératiques.
- **Grès d'Oued Saret :** alternance d'argiles noires et de grès.
- **Argiles d'Azzel :** formations argileuses noires associées à des niveaux gréseux.
- **Grès d'Ouargla :** constitués d'argiles noires et de grès.

- **Quartzites d'El Hamra** : quartzites et grès quartzitiques fissurés.
- **Grès d'El Atchane** : grès fins avec intercalations argileuses.
- **Argiles d'El Gassi** : argiles noires silteuses à tendance gréso-argileuse.

## **B) Le Silurien (Gothlandien) :**

Il représente la principale roche mère du bassin d'Oued Mya. Il est constitué d'argiles riches et très fossilifères, contenant notamment des graptolithes et des brachiopodes. Sa formation est liée à une transgression marine généralisée ayant affecté l'ensemble de la plateforme saharienne, suite à la fonte de la calotte glaciaire ordovicienne en direction du Hoggar.

## **C) Dévonien inférieur :**

Il est composé d'argiles de teinte gris foncé à gris noir, indurées, silteuses et micacées, légèrement feuilletées et localement carbonatées. Ces formations sont accompagnées de rares intercalations de grès gris clair à exceptionnellement gris foncé, de granulométrie fine à très fine, à caractère siliceux à silico-argileux. La présence de pyrite et de calcite y est également signalée.

## **2) Mésozoïque :**

Le Mésozoïque est bien représenté dans la province triasique et repose en discordance sur la surface hercynienne.

### **A) Trias :**

Il correspond à une série argilo-gréseuse d'origine continentale, renfermant le principal réservoir de la région, représenté par la Série Inférieure.

- **Série Inférieure :**

Elle est constituée d'une alternance de grès fins à moyens, argileux, de couleur grise à grisvert, avec des niveaux conglomératiques, associés à des argiles brun-rouge et vertes.

Ces dernières sont parfois dolomitiques, avec des intercalations de niveaux dolomitiques à aspect remanié.

- **Trias gréseux :**

Il est constitué d'une alternance de niveaux argileux et gréseux. Les argiles, de teinte brunrouge à grise, présentent localement un caractère dolomitique et silteux. Elles sont associées à des grès fins, de couleur gris à brun-rouge, caractérisés par un ciment argiloferreux à composante carbonatée. L'ensemble est complété par des niveaux d'argiles brun-rouge légèrement dolomitiques, traduisant des conditions de dépôt variées au sein de cet intervalle.

- **Trias gréseux T2 :**

Il est formé de grès fins brun-rouge, compacts, durs et micacés, ainsi que de grès très fins gris clair à ciment argilo-carbonaté. Un niveau conglomératique à éléments argileux est observé à la base.

- **Argiles inférieures :**

Argiles brun-rouge, parfois gris-vert, silteuses et indurées.

- **Trias S4 :**

Argiles brun-rouge à gris-vert, pâteuses, parfois indurées, présentant un caractère salifère à la base avec des intercalations de sel incolore à rosé.

- **Argiles supérieures :**

Argiles brun-rouge, tendres à indurées, plus ou moins salifères, avec de fines passées de sel massif incolore.

- **Trias S3 :**

Constitué de sel massif incolore, parfois rosé, avec de fines intercalations d'argiles grises plastiques salifères.

- **Trias S1 + S2 :**

Alternance d'anhydrite blanche à grise, tendre et pulvérulente, de sel massif incolore (parfois rosé) et d'argiles brun-rouge pâteuses à caractère salifère.

## **B) Jurassique :**

Le Jurassique est constitué de dépôts évaporitiques de type laguno-marin et se subdivise comme suit :

- **Lias :**

Il comprend :

- Lias horizon B : marne grise à gris clair avec des intercalations d'argile brun-rouge
- Lias salifère : sel massif incolore accompagné de passées d'argile brun-rouge pâteuse.
- Lias anhydritique : anhydrite blanche, tendre et pulvérulente, parfois cristalline et dure, avec des intercalations d'argiles grises à gris-vert et brun-rouge, de texture tendre à plastique, légèrement dolomitiques, ainsi que de dolomie grise à beige, microcristalline.

- **Dogger :**

Il se subdivise en :

- Dogger lagunaire : constitué de marnes et d'argiles grises associées à des grès verts, tendres à indurés et parfois dolomitiques, avec des intercalations d'anhydrite

blanche, de dolomie beige cristalline et de calcaire gris-blanc tendre à caractère crayeux et argileux.

- Dogger argileux : formé d'argiles gris-vert à brun, tendres à plastiques et parfois silteuses, avec des passées de calcaire gris-blanc à beige, tendre à moyennement dur et argileux, de marnes grises, de grès vert tendre dolomitiques et de dolomie grise cristalline dure, ainsi que des traces d'anhydrite blanche pulvérulente.

- **Malm** :

Il est constitué d'argiles gris-vert à brun-rouge, tendres à plastiques et parfois sableuses, avec des passées de dolomie beige cristalline dure, de grès blancs fins à moyens, friables à ciment argilo-carbonaté. On y observe également des intercalations de marnes grises tendres à dolomitiques, accompagnées de passées d'anhydrite blanche pulvérulente.

## **C) Crétacé :**

Composé des formations suivantes :

- **Néocomien (Berriasien – Valanginien – Hauterivien)** : Argiles brun rouge à gris vert, tendres à indurées, silto-sableuses légèrement dolomitiques. Présence de passées de dolomie beige cristalline dure, de grès fin à moyen argileux, de calcaire dolomitique blanc tendre argileux et d'anhydrite blanche pulvérulente, parfois cristalline dure. On note la présence de lignite et de gypse à la base.
- **Barrémien** : Alternance de sables jaunes, fins à grossiers, sub-anguleux à sub-arrondis, mal classés, et de sédiments argilo-carbonatés gris brun rouge, fins à grossiers, avec passées d'argile brun rouge, gris clair et verte, tendres à plastiques, silto-sableuses.
- **Aptien** : Dolomie beige cristalline dure, avec passées de calcaire dolomitique blanc tendre et de marne grise.
- **Albien** : Alternance de grès blanc à beige, fins à moyens, friables à ciment argileux, et d'argiles gris vert à brun rouge, silto-sableuses, tendres à plastiques, légèrement

dolomitiques, avec passées de sable jaune, fin à très grossier, sub-anguleux à sub-arrondi et mal classé.

- **Cénomanién** : Alternances d'anhydrite blanche et de marne gris dolomitique avec présence de sel. Intercalations et passées d'argile grise et de calcaire dolomitique beige.
- **Turonien** : Ensemble de calcaire crayeux blanc, avec passées de calcaire argileux gris brun.
- **Sénonien** :

Comprend plusieurs séries :

- **Série Salifère** : Sel massif blanc à beige, avec intercalations d'anhydrite blanche et passées d'argile grise à brun rouge.
- **Anhydrite Terminale** : Anhydrite blanche massive, avec intercalations et passées de marne dolomitique grise.
- **Carbonates Supérieurs** : Affectés par l'érosion tertiaire, ces carbonates supérieurs sont limités au sommet par la discordance mio-pliocène. Ils sont principalement constitués de calcaires blancs, fins, vacuolaires et fossilifères, avec intercalations de calcaire jaune compact, parfois dolomitique et vacuolaire, et de calcaire argileux beige jusqu'à 196 m, ainsi que de marne dolomitique à la base. La présence de calcite, parfois abondante, est également notée.

### **3). Cénozoïque (Tertiaire) :**

Dans la région, le Cénozoïque est très peu représenté et se compose de sable, d'argile et de calcaire datés de l'Éocène et du Mio-pliocène.

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

| STRATIGRAPHIE   |                    | PROF(m) | LITHO | Descript-                | Couvr | PROGRAMME DE FORAGE |                        |                       |                  | PROGRAMME BOUE                           |
|-----------------|--------------------|---------|-------|--------------------------|-------|---------------------|------------------------|-----------------------|------------------|------------------------------------------|
| TER             | Miocène            | Surf    |       | Sables&Grès<br>Grès&Calc | 36m   | 4" x 1 5/8" / 8     | 17" x 1 1/2" x 13" 3/8 | 12" x 1 1/4" x 9" 5/8 | 8" x 1 1/2" x 7" | I / Boue Bentonitique<br>D : 1,0         |
| CRETACE         | Sén Carbon-        |         |       | Calc&Dolom-              |       |                     |                        |                       |                  | II / Boue Emuls.Invers<br>D : 1,26       |
|                 | Sén Anhydr-        |         |       | Anh&Calc&A               | 211m  |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Sén Salifère       | 401     |       | Sel&Arg&Calc             |       |                     |                        |                       |                  | III / Boue Emuls.Invers<br>D : 1,26-1,28 |
|                 | Turonien           | 595     |       | Calc&Marn-               |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Cénomanién         | 664     |       | Anh&Arg&Cal              | 723m  |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Albien             | 795     |       | Arg&Grès&D               |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Aptien             | 1286    |       | Calc&Marn-               |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Barrémien          | 1307    |       | Grès&Arg&C               |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Néocomien          | 1625    |       | Arg&Grès&C               |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
| JURASSIQUE      | Malm               | 1803    |       | AltGrès&Arg              |       |                     |                        |                       |                  | IV / Boue Emuls.Invers<br>D : 1,95       |
|                 | Dogger Argil-      | 2037    |       | Grès&Arg&C               |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Dogger Lagu-       | 2180    |       | Arg&Anhy&C               |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Lias Anhydr-       | 2287    |       | Anhydr-&Calc             | 2295m |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Lias Salifère      | 2550,5  |       | Sel&Arg                  |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Lias Horiz"B"      | 2604    |       | Calc&Arg&Anh             |       |                     |                        |                       |                  | IV / Boue Emuls.Invers<br>D : 1,52       |
|                 | Lias S1+S2         | 2633    |       | Sel&Arg                  |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Lias S3            | 2859    |       | Sel&Arg                  |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Lias Argileux      | 3066    |       | Arg&Sel                  |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
| TRIAS           | Argilo-Sal S4      | 3130    |       | Alt&Sel&Arg              |       |                     |                        |                       |                  | IV / Boue Emuls.Invers<br>D : 1,52       |
|                 | Argiles Infér-     | 3174,5  |       | Argiles                  |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | T2                 | 3193    |       | Grès&Arg                 |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | T1                 | 3223,5  |       | Grès&Arg                 |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Roches Erup-       | 3237,5  |       | Eruptif                  | 3245m |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Série Inf (SI)     | 3265    |       | Grès&Arg                 |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
| PALEOZOÏQUE INF | Devonien Inf       | 3312    |       | Arg&Gris-N               |       |                     |                        |                       |                  | IV / Boue Emuls.Invers<br>D : 1,52       |
|                 | Silurien           | 3423,5  |       | Arg&Radioa               |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | (O)D-M'kratta      | 3485,5  |       | Grès Qz                  |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | (O)Arg.microc.     | 3497,5  |       | Argiles                  |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Grès de Oued Saret | 3593    |       | Grès+Arg                 |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Argiles d'Azzel    | 3648    |       | Argiles                  |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Grès de Ouargla    | 3694    |       | Grès+Arg                 |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Quartz-de Hamra    | 3830,5  |       | GrèsQzF                  |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Grès d'elAitchane  | 3926    |       | GrèsQz&Arg               |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Argiles d'El gassi | 3975    |       | Argiles                  |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 | Profond-Finale     | 3984,5  |       |                          |       |                     |                        |                       |                  |                                          |
|                 |                    |         |       |                          |       |                     |                        |                       |                  |                                          |

Figure 4: Colonne stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui

## **6. Évolution du bloc 438 :**

Le bloc 438 correspond à la partie occidentale du bassin triasique algérien et constitue l'une des zones les plus explorées de ce bassin. Il est localisé entre deux gisements majeurs, à savoir Hassi R'mel au nord-ouest et Hassi Messaoud au sud-est (Fig. 5).

Ce bloc présente une extension importante, d'environ 400 km selon l'axe longitudinal et 300 km selon l'axe latitudinal, couvrant ainsi une superficie estimée à près de 120 000 km<sup>2</sup>. Les principaux objectifs pétroliers et gaziers y sont localisés à des profondeurs comprises entre 3 400 m et 4 000 m. Au sein des formations triasiques, la cible principale correspond à la Série Inférieure, tandis que le réservoir T1 constitue un objectif secondaire à l'échelle de la majorité du bloc. Les formations du Dévonien inférieur ne sont observées que dans l'axe du sillon d'Oued Mya, alors que les objectifs ordoviciens demeurent marginaux et présentent un intérêt limité.

Sur le plan structural, la région se caractérise globalement par une faible déformation, à l'exception de la structure de Haoud Berkaoui, qui présente une fermeture verticale de l'ordre de 300 m. Cette configuration est associée à la présence d'épaisses séries évaporitiques au sein des couvertures mésozoïques, rendant la détection des pièges structuraux particulièrement complexe en interprétation sismique. Cette difficulté est accentuée par les variations importantes de vitesses sismiques, liées notamment à la distribution hétérogène des niveaux salifères du Sénonien.

Les structures identifiées s'organisent selon des directions préférentielles contrôlées par un réseau de failles, principalement orientées Nord-Sud et Nord-Est/Sud-Ouest. Le système le plus important correspond à l'axe du sillon d'Oued Mya, structuré selon le trend Haoud Berkaoui–Guellala–Boukhezna–Sahane. Ces directions principales sont recoupées par des structures transverses orientées Est-Ouest, ayant joué tardivement en régime décrochant.

La majorité des structures identifiées ont été forées et correspondent :

- Aux principaux gisements de Haoud Berkaoui, Guellala et Benkahla, développés dans la Série Inférieure du Trias ;
- À diverses accumulations secondaires réparties au sein du bloc ;

- Ainsi qu'à plusieurs champs périphériques, parmi lesquels figurent notamment N'Goussa, Guellala Nord-Est, Draa Tamra et Mokh El Kebech, classés par ordre d'importance.

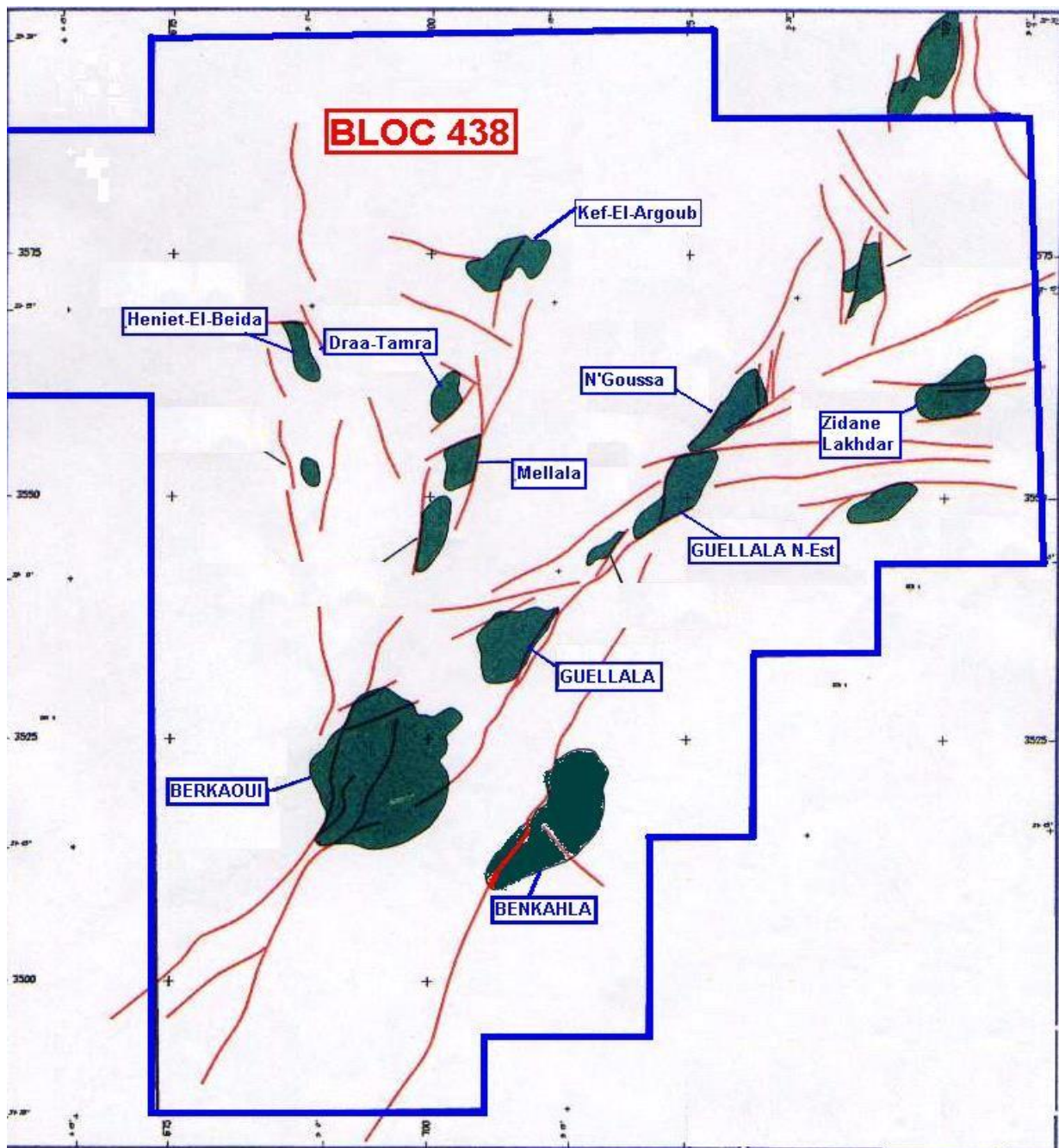


Figure 5: Carte des principales accumulation du bloc 438 (BENOUAER. O et TEGUIA. A, 2008)

## 7. Aspect structural :

La structure d'Haoud Berkaoui est un vaste anticlinal faillé, orienté nord-nord/sud-sud-ouest, avec une fermeture structurale située à la cote -3324 m et une surface fermée d'environ 175 km<sup>2</sup>, ce qui en fait la plus grande structure du bassin d'Oued-Mya (SONATRACH, 2008).

Cette structure a été affectée par plusieurs accidents tectoniques, créant un ensemble de failles. Les principales sont des failles normales subméridiennes, de même direction, qui définissent un hors central. Ces failles, notées F1 et F2, présentent un rejet pouvant atteindre 150 m au sommet de la structure (SONATRACH, 2008).

Les travaux réalisés indiquent que le top du Trias argilo-gréseux se situe entre 3300 et 3500 m de profondeur. L'anticlinal mesure environ 22 km de long et 15 km de large, avec un relief vertical d'environ 300 m au-dessus du contact huile/eau (SONATRACH, 2008) (Fig. 06).

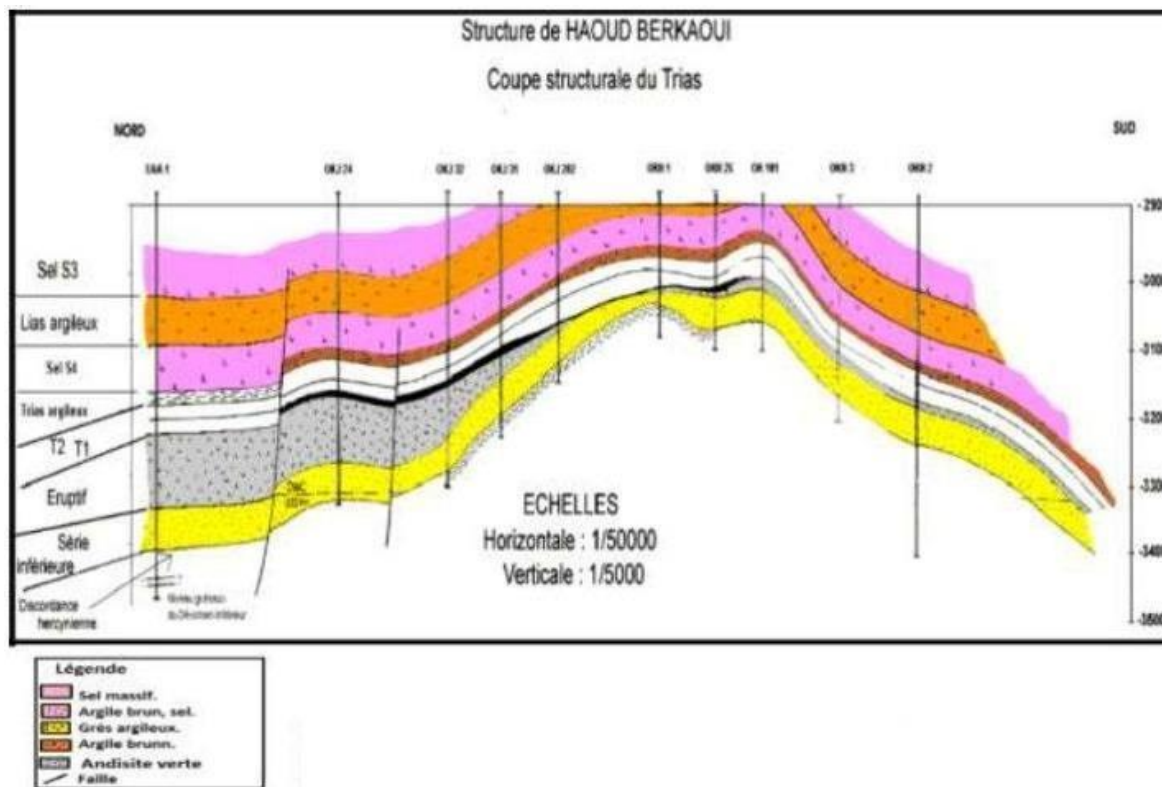


Figure 6: Coupe structurale Nord - Sud de Haoud Berkaoui (Abdous et al, 2007)

## **8. Présentation de la zone d'étude : Champ d'Haoud Berkaoui**

### **8.1. Le système pétrolier de HBK :**

L'objectif principal de l'étude géologique est de déterminer les volumes d'hydrocarbures initialement en place dans chaque réservoir. Ces réservoirs représentent les cibles principales de toute étude de prospection et sont liés à plusieurs éléments essentiels, tels que la roche-mère, la roche-couverture et les différents types de pièges (Fig. 07)

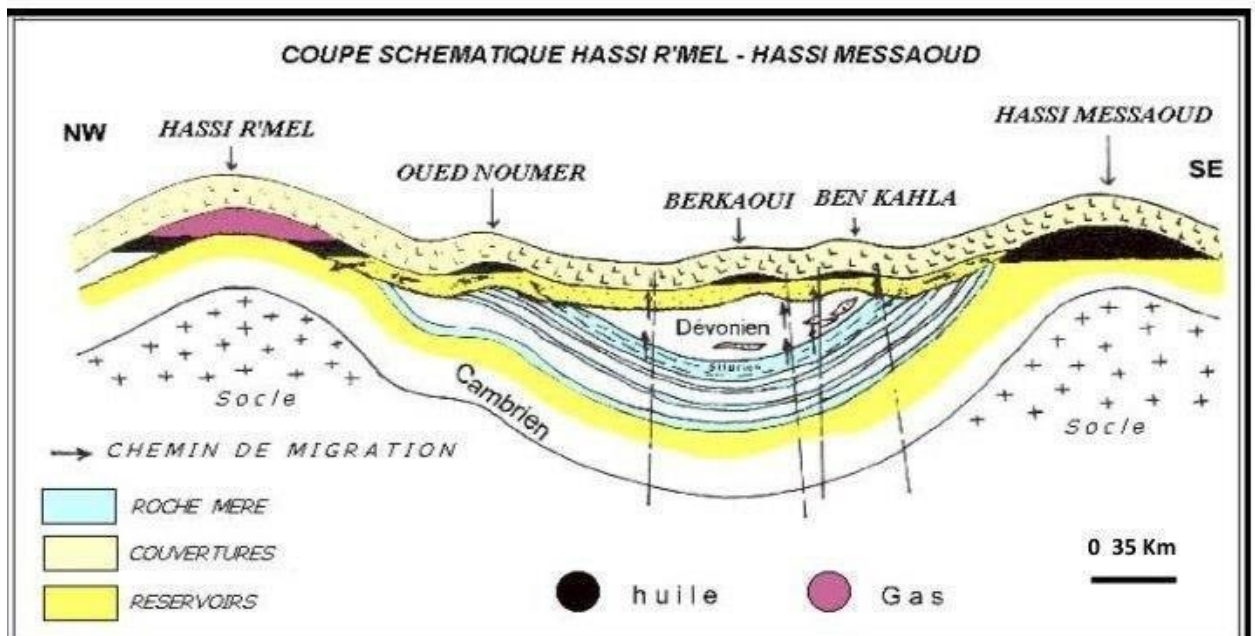


Figure 7: Coupe structurale Nord – Sud de Haoud Berkaoui (Abdous et al, 2007)

#### **a. La roche-mère :**

Dans le bassin, les roches mères sont présentes, la plus riche étant constituée par les argiles radioactives du Silurien. En lien avec la condensation sédimentaire de l'ensemble du Silurien dans ce bassin, ces argiles présentent d'excellentes caractéristiques géochimiques. La roche-mère du Silurien montre actuellement un degré de maturation favorable à la génération d'huile (BEICIP, 1992 ; Boudjemaa, 1987).

### **b. La roche réservoir :** (TAG Série Inférieure) :

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

### **c. La roche couverture :**

En complément de cette couverture régionale, il existe une couverture locale spécifique au réservoir, constituée des roches éruptives du Trias, bien développées, résultant de coulées de laves significatives. Ces roches jouent un rôle crucial en assurant une étanchéité efficace entre la série inférieure et le T2. Le réservoir de la série inférieure se présente sous la forme d'un piège lithostratigraphique à configuration baisée, limité à l'Ouest par une faille régionale, qui joue le rôle d'écran, tandis qu'un biseautage se manifeste au sud (BEICIP, 1992).

### **d. La migration :**

Les hydrocarbures générés, en particulier dans la partie nord-est du bassin d'Oued Mya, la plus enfoncée, ont migré vers les zones élevées où a eu lieu le piégeage. Ce phénomène migratoire s'est effectué principalement de l'Ouest vers Hassi Messaoud, ainsi que du Nord vers le Sud en direction des localités de Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala et Hassi Messaoud (BEICIP, 1992).

### **e. Type des pièges :**

Dans cette région, l'ensemble des accumulations d'hydrocarbures découvertes est associé à des pièges structuraux, généralement constitués d'anticlinaux, qui peuvent être simples, mais sont plus fréquemment complexes. Les fermetures de ces pièges varient entre 30 et 50 mètres, bien que l'intervalle puisse s'étendre de 10 à 120 mètres (BEICIP, 1992).

## **8.2. Intérêt pétrolier : les réservoirs caractérisant le champ HBK :**

Selon la Direction Régionale de HBK (2007), le champ de Haoud Berkaoui est caractérisé par la présence de trois principaux réservoirs (Fig. 08) :

### **a. Série inférieure (TAG SI) :**

Il s'agit du réservoir principal du champ HBK (Abdous et al., 2007). Il est caractérisé par une forte hétérogénéité, avec une variation des propriétés pétrophysiques dans toutes les directions. Il est constitué d'un empilement de lentilles gréseuses, d'épaisseur métrique à décimétrique et de longueur hectométrique à kilométrique.

La série inférieure comprend des grès grossiers, des grès fins à moyens, ainsi que des grès très fins, et se termine par des intercalations d'argiles, souvent dolomitiques.

### **b. Trias argilo-gréseux T1 (TAG T1) :**

Selon la Direction Régionale de HBK (2007), cette formation constitue le réservoir secondaire de la région. Elle correspond à une séquence positive, composée à la base de grès fins à moyens argilo-carbonatés, qui s'affinent progressivement vers le sommet pour se terminer par des argiles dolomitiques.

Ce réservoir se présente sous forme d'une nappe gréseuse relativement continue à l'échelle du gisement.

### **c. Trias argilo-gréseux T2 (TAG T2) :**

D'après la Direction Régionale de HBK (2007), ce réservoir, situé directement au-dessus du T1, présente des indices de présence d'huile. Cependant, en raison de son caractère généralement compact, il n'est exploité que dans un nombre limité de puits.

Il est constitué de grès fins à très fins, avec une fraction argileuse au sommet. Les porosités varient entre 2 et 4 %, tandis que les perméabilités moyennes sont comprises entre 0,1 et 34 mD. Cette série présente globalement de très faibles qualités réservoirs.

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

Figure 8: Section lithostratigraphique du Trias Argileux-Gréseux du champ HBK

### 8.3. Caractéristiques du réservoir :

Selon les rapports de la Direction Régionale de HBK (2007) ainsi que les travaux réalisés dans la région (SONATRACH, 2008), la structure de Haoud Berkaoui (HBK) est située sur le bourrelet Est de la dépression d'Oued Mya.

Les terrains d'âge mésozoïque reposent en discordance hercynienne sur les formations paléozoïques plissées. Au niveau de la région de Haoud Berkaoui, le Mésozoïque repose directement sur le Gothlandien argileux.

Au sein du gisement de Haoud Berkaoui, on distingue deux blocs structuraux, séparés par deux failles majeures d'orientation Sud-Ouest / Nord-Est :

- Le bloc OKN situé à l'Est,
- Le bloc OKJ situé à l'Ouest.

Parmi les niveaux présentant un potentiel en hydrocarbures (H-C) :

- Le Trias argilo-gréseux (TAG), qui a montré des indices importants d'hydrocarbures. Il est subdivisé en T2, T1 et la Série Inférieure (SI), dont deux niveaux sont productifs (T1 et SI), tandis que le T2 est généralement compact.
- La profondeur moyenne du réservoir est d'environ 3550 m.
- Les réserves initiales sont estimées à  $143,9 \times 10^6 \text{ m}^3$ .
- La pression initiale du gisement est de  $518 \text{ kg/cm}^2$  pour le bloc OKJ, à une cote de référence de 3100 m.
- La pression de bulle est de  $189 \text{ kg/cm}^2$  pour le bloc OKJ et de  $193 \text{ kg/cm}^2$  pour le bloc OKN.
- Le contact huile/eau initial est situé à 3324 m.
- La température du réservoir est de  $100^\circ\text{C}$ .
- La hauteur totale moyenne de la Série Inférieure (SI) est de 47 m.
- La hauteur totale moyenne du T1 est de 30 m.
- La surface de la SI est estimée à  $41,1 \text{ km}^2$ .

Les caractéristiques pétrophysiques des niveaux producteurs sont les suivantes :

| Caractéristiques | Porosité moy (%) | Sw moy (%) | K moy (md) |
|------------------|------------------|------------|------------|
| S1               | 9.31             | 37.5       | 56.2       |
| T1               | 08.3             | 25.5       | 20.4       |

**Tableau 1.1** : données collectées à partir de divers travaux achèvés par ls différentes compagnies pétrolières  
(SONATRACH, 2008)

### **8.3.1. Propriétés pétrophysiques :**

D'après Benamrane (1987), BEICIP (1992) et Boudjemaa (1987), les propriétés pétrophysiques de la Série Inférieure sont globalement satisfaisantes.

Les valeurs moyennes de porosité varient généralement entre 8 et 10 %. Il s'agit principalement d'une porosité intergranulaire, probablement d'origine primaire (Fig. 09).

Cette porosité a été partiellement obstruée par différents types de ciments (Fig. 10), notamment l'anhydrite, la dolomie et la silice.

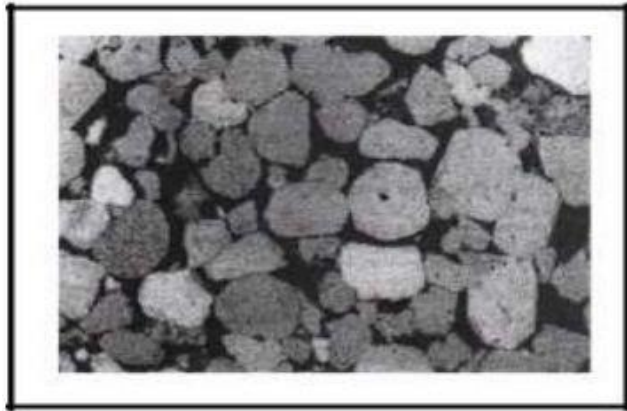


Figure 10: La granulométrie des grains du réservoir TAG SI. (BEICIP, 1992)

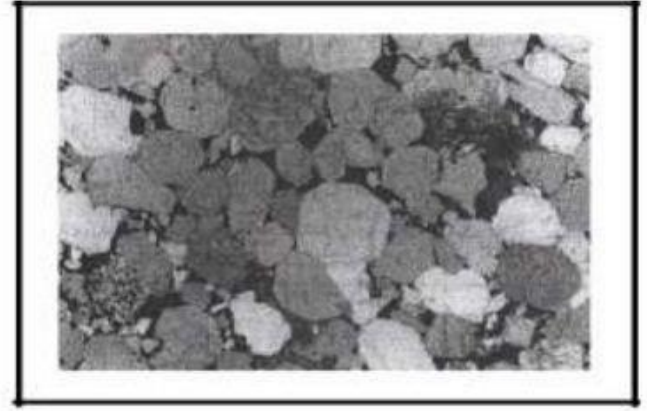


Figure 9: les différents ciments entre les grains du réservoir TAG SI. (BEICIP, 1992)

# CHAPITRE 02:

# MÉTHODES

## ET

# MATÉRIELS

La connaissance scientifique est une notion organisée, soumise à des règles et à des normes méthodologiques et déontologiques, auxquelles il est indispensable d'adhérer afin de garantir la rigueur et la validité des résultats obtenus. Elle ne peut être atteinte qu'à travers une démarche structurée et cohérente, respectant les principes de la recherche scientifique. Par conséquent, notre étude suit une méthodologie basée sur trois étapes essentielles :

### **1. Acquisition des données :**

L'acquisition des données constitue une étape essentielle dans la réalisation de ce travail. Elle repose sur la collecte de différentes sources d'informations nécessaires à l'étude du réservoir. Dans

ce cadre, des carottes, correspondant à des échantillons cylindriques de roches prélevés directement lors du forage, ont été utilisées afin d'observer et de décrire les caractéristiques lithologiques des formations étudiées. Par ailleurs, des lames minces, obtenues à partir de ces échantillons et observées au microscope, ont permis une analyse pétrographique détaillée des constituants minéralogiques et des textures.

Les données pétrophysiques ont également été intégrées à cette étude. La porosité, qui représente le pourcentage de vides ou d'espaces poreux présents dans la roche et pouvant contenir des fluides (eau, huile ou gaz), constitue un paramètre essentiel pour évaluer la capacité de stockage du réservoir. La perméabilité, quant à elle, désigne la capacité de la roche à permettre la circulation des fluides à travers son réseau poreux, et reflète ainsi la qualité de la connectivité des pores.

En outre, les données pétrophysiques ont été obtenues auprès de la direction régionale de Haoud Berkaoui, relevant de la compagnie SONATRACH, au sein des départements d'exploration et de production. Ces données concernent notamment les paramètres pétrophysiques tels que la porosité et la perméabilité, indispensables à l'évaluation des caractéristiques du réservoir.

## **2. Traitement des données :**

Le traitement des données constitue une étape essentielle de ce travail, permettant l'exploitation et l'interprétation des résultats obtenus à partir des différentes sources disponibles. Il repose principalement sur plusieurs procédés complémentaires.

Il s'agit notamment du traitement des résultats issus de la description des carottes, ainsi que de l'analyse pétrographique réalisée à partir des lames minces. Par ailleurs, les paramètres pétrophysiques tels que la porosité et la perméabilité ont fait l'objet d'un traitement statistique et d'une analyse afin d'évaluer les propriétés réservoirs des formations étudiées.

Le traitement a également été appuyé par une consultation bibliographique regroupant des travaux antérieurs, des ouvrages spécialisés et des thèses en relation avec le thème de l'étude, permettant ainsi de situer les résultats obtenus dans un cadre scientifique plus large.

Sur le plan informatique, plusieurs outils ont été utilisés. Microsoft Excel est un logiciel de traitement de données et de calculs permettant la réalisation des opérations statistiques de base ainsi que l'organisation des résultats pétrophysiques. Microsoft Word est utilisé pour la rédaction,

la structuration et la mise en forme du mémoire. Enfin, Surfer est un logiciel de modélisation et de cartographie permettant la réalisation de cartes d'isovaleurs et la représentation graphique des paramètres étudiés, notamment la porosité et la perméabilité.

### **3. Interprétation et conclusion :**

Cette étape constitue la phase finale du travail de recherche. Elle vise à donner une signification géologique et pétrophysique aux résultats obtenus à partir de l'analyse des carottes et des lames minces, ainsi qu'à l'étude des paramètres pétrophysiques tels que la porosité et la perméabilité. Elle permet également d'interpréter l'ensemble des observations réalisées au cours des étapes précédentes afin de mieux comprendre les caractéristiques des formations étudiées.

Dans cette étape, les résultats obtenus ont également été complétés par la réalisation des cartes d'isoporosité et d'isoperméabilité. Ces représentations cartographiques ont permis de mettre en évidence la distribution spatiale des propriétés pétrophysiques au sein de la zone d'étude, et d'identifier les zones les plus favorables en termes de qualité réservoir.

Par ailleurs, cette phase a pour objectif de lever les ambiguïtés éventuelles rencontrées lors de l'analyse des données, en apportant des explications cohérentes et fondées sur les résultats obtenus. Elle contribue ainsi à répondre à la problématique posée, à vérifier la validité des hypothèses de départ, et à mettre en évidence les principaux enseignements de l'étude.

Enfin, cette étape permet de dégager une conclusion générale synthétisant les résultats obtenus et les principales interprétations relatives au comportement pétrophysique et pétrographique du réservoir étudié.

CHAPITRE 03 :

CARACTÉRISATION

GÉOLOGIQUE DU

RÉSERVOIR SI

## **I. Description des carottes :**

L'étude des carottes disponibles met en évidence des différences notables entre les deux puits. Le puits BKHE-1 n'a été que partiellement carotté, et les intervalles potentiellement productifs, situés entre 3420–3423 m et 3429–3433 m, ne disposent pas de carottes, ce qui limite l'interprétation directe de ces niveaux.

En revanche, le puits BKHE-2 a fait l'objet d'un carottage continu, offrant une meilleure représentativité des faciès. (Fig-13/14)

### **1.1. Interprétation sédimentologique et pétrographique des carottes BKHE-1 :**

L'étude des carottes du puits BKHE-1 met en évidence une organisation sédimentaire complexe, caractérisée par une alternance de niveaux gréseux et argileux, traduisant des variations significatives des conditions de dépôt. (Fig-11 et 12)

#### **1.1.1. Organisation verticale et séquences sédimentaires :**

Les observations montrent la présence de séquences granodécroissantes (fining-upward) bien développées. Ces séquences débutent généralement par des niveaux relativement grossiers (grès moyens à grossiers localement), évoluant progressivement vers des faciès plus fins (grès fins puis niveaux argileux et silteux).

Ce type d'organisation traduit une diminution progressive de l'énergie hydrodynamique, typique de systèmes fluviaux. Les bases de certaines séquences présentent un caractère érosif, indiquant des phases de reprise du courant à forte énergie, suivies d'un dépôt plus calme. **1.1.2.**

#### **Caractéristiques lithologiques principales :**

Les faciès gréseux se distinguent par une granulométrie fine à moyenne, localement plus grossière, accompagnée d'un bon tri granulométrique indiquant un transport relativement prolongé. Les grains sont généralement subarrondis à sub-anguleux, ce qui suggère une maturité texturale modérée. La composition est essentiellement siliceuse à silico-argileuse, avec parfois la présence d'un ciment ferrugineux. Ces grès apparaissent globalement bien consolidés, traduisant l'effet

d'une diagenèse relativement avancée. La présence de stratifications obliques témoigne de dépôts sous l'action de courants directionnels, caractéristiques des chenaux actifs. On observe également des nodules argileux et des fragments d'argile (mud clasts), qui traduisent des épisodes d'érosion intra-bassin et de remaniement des dépôts fins.

Les faciès argileux et silteux présentent des teintes variant du gris clair au gris foncé, voire noir, avec parfois des nuances brun-rouge. Ils sont généralement très silteux et riches en mica, et peuvent être localement indurés. La finesse granulométrique associée à la présence de mica indique des conditions de dépôt calmes à faible énergie, favorisant la décantation. Dans certains niveaux, la présence de pyrite suggère des conditions réductrices, tandis que les structures feuilletées observées sont typiques des dépôts de plaine d'inondation.

### **1.1.3. Variabilité verticale et hétérogénéité :**

L'alternance répétée entre niveaux gréseux perméables et niveaux argileux imperméables traduit une forte hétérogénéité verticale du réservoir, caractéristique des systèmes fluviaux. Cette variabilité est accentuée par l'absence de carottes dans certains intervalles clés, ce qui limite la continuité de l'interprétation. Néanmoins, les tendances observées restent cohérentes avec un système sédimentaire dynamique marqué par des variations rapides des conditions de dépôt.

### **1.1.4. Interprétation du milieu de dépôt :**

L'ensemble des caractéristiques observées, notamment les séquences granodécroissantes, les stratifications obliques, les bases érosives et l'alternance sable-argile, indique clairement un environnement fluvial méandrique. Dans ce contexte, les faciès gréseux correspondent à des dépôts de chenaux (channel fills), tandis que les faciès argileux et silteux représentent des dépôts de plaine d'inondation (floodplain). Les séquences sédimentaires traduisent la migration latérale des chenaux, et la répétition des cycles, associée à la variabilité granulométrique et à la présence de dépôts fins bien développés, suggère un système à forte sinuosité.

### **1.1.5. Implications pétrophysiques (réservoir) :**

Du point de vue pétrophysique, ce type de dépôt implique une bonne porosité et perméabilité au niveau des faciès gréseux, favorables à la circulation et au stockage des fluides. En revanche, les intercalations argileuses jouent un rôle de barrières, induisant une compartimentation du réservoir

et limitant la connectivité latérale. Cette organisation confère au réservoir une hétérogénéité marquée, susceptible d'influencer significativement les performances en production.

#### **1.1.6. Conclusion :**

Les carottes du puits BKHE-1 révèlent un système sédimentaire dominé par des dépôts fluviaux méandriformes, caractérisé par des séquences granodécroissantes, une alternance de faciès sableux et argileux et une dynamique contrôlée par des variations d'énergie du courant. Cette organisation traduit un environnement de dépôt instable et migratoire, une forte hétérogénéité du réservoir ainsi que des conditions diagénétiques ayant contribué à la consolidation des faciès.

| Cotes | log | N° échan. | INDICES<br>direct | cc14 | Fiss | Pend | Caléimétrie<br>25 75 | Age | DESCRIPTION LITHOLOGIQUE — REMARQUES — OBSERVATIONS                                                                                                                                                |
|-------|-----|-----------|-------------------|------|------|------|----------------------|-----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 3417  |     |           |                   |      |      |      |                      |     | Grès brun-rouge, fin à moyen, subarrondi, mal classé ferrugineux, argileux, bien consolidé.                                                                                                        |
| 3418  |     |           |                   |      |      |      |                      |     | Grès gris-blanc à beige, moyen, subarrondi bien classé, siliceux, bien consolidé, présence de nodules argileux.                                                                                    |
| 3419  |     |           |                   |      |      |      |                      |     | Complexe grés-argileux, composé de grès gris-foncé, très fin, siliceux à silico-argileux, dur et d'Argile brun-rouge et gris-vert, silteuse indurée, abondance de nodules argileux.                |
| 3420  |     |           |                   |      |      |      |                      |     | Grès gris-blanc, beige et gris-sombre, fin à moyen, grossier par endroits subanguleux à subarrondi, moyennement classé, siliceux, à silico-argileux moyennement dur, présence de nodules argileux. |
| 3421  |     |           |                   |      |      |      |                      |     |                                                                                                                                                                                                    |
| 3422  |     |           |                   |      |      |      |                      |     |                                                                                                                                                                                                    |
| 3423  |     |           |                   |      |      |      |                      |     |                                                                                                                                                                                                    |
| 3424  |     |           |                   |      |      |      |                      |     |                                                                                                                                                                                                    |
| 3425  |     |           |                   |      |      |      |                      |     |                                                                                                                                                                                                    |
| 3426  |     |           |                   |      |      |      |                      |     | Argile gris-foncé à noire, très silteuse micacée, indurée.                                                                                                                                         |

Figure 01: carotte 01 – BKHE-1



## **1.2. Description lithologique et interprétation – Carotte BKHE-2 :**

La carotte étudiée (puits BKH E-2, intervalle ~3401–3427 m) montre une alternance de faciès détritiques dominés par des argiles, siltites et grès, caractérisés par une variabilité verticale marquée des textures et des structures sédimentaires. (Fig-13/14)

### **1.2.1. Description lithologique :**

L'intervalle est principalement constitué d'argiles brun-rouge à verdâtres, généralement indurées et localement silteuses. Ces niveaux présentent des fissures de dessiccation, des nodules carbonatés et anhydritiques, ainsi qu'une structure feuilletée à localement massive, témoignant de conditions d'exposition subaérienne périodique. Les siltites, de teinte brunâtre à rougeâtre, sont compactes à très dures et montrent une stratification parallèle accompagnée, par endroits, de laminations fines et de figures de rides (ripples marks). Leur granulométrie fine à moyenne s'inscrit souvent dans une évolution granodécroissante.

Les niveaux gréseux, de couleur beige à brun, sont constitués de grains subarrondis à arrondis et se caractérisent par une cimentation intense, dominée par des carbonates et de l'anhydrite. Ils contiennent localement des inclusions argileuses ainsi que des niveaux conglomératiques discontinus. Les structures sédimentaires observées incluent des stratifications obliques et horizontales, indiquant des conditions de dépôt sous l'influence de courants. L'ensemble de ces faciès est marqué par une cimentation importante d'origine carbonatée et évaporitique, une porosité quasi nulle, ainsi que des traces d'oxydation se manifestant par des teintes rougeâtres ferrugineuses.

### **1.2.2. Interprétation sédimentologique :**

Association de ces différents faciès indique un système détritique continental à dominante fluviale-playa. Les argiles rouges présentant des fentes de dessiccation traduisent des dépôts en milieu subaérien périodiquement exondé, typiques des plaines d'inondation ou des environnements de type playa. Les siltites laminées, associées à des figures de rides, reflètent des conditions de courant faibles à modérées, probablement liées à des chenaux secondaires ou à des zones de débordement. Les séquences granodécroissantes observées sont caractéristiques des

dépôts de chenaux fluviaux, tandis que les grès cimentés présentant des stratifications indiquent des dépôts de chenaux actifs soumis à une énergie hydrodynamique plus élevée.

### **1.2.3. Interprétation diagénétique :**

L'ensemble des observations indique que la roche a subi une diagénèse avancée. Celle-ci se manifeste par une cimentation carbonatée et anhydritique importante, ayant entraîné une réduction drastique de la porosité. À cela s'ajoute une compaction mécanique significative, accentuée par la profondeur d'enfouissement, ainsi qu'un remplissage des fractures par de la calcite. Les phénomènes d'altération ferrugineuse, traduisant des processus d'oxydation, sont également bien développés. L'effet combiné de ces processus diagénétiques conduit à une dégradation importante des propriétés pétrophysiques.

### **1.2.4. Conclusion :**

Cette carotte traduit un environnement de dépôt continental semi-aride, dominé par des alternances entre chenaux fluviaux et plaines d'inondation avec épisodes d'évaporation. La forte diagénèse (cimentation et compaction) a complètement dégradé les propriétés pétrophysiques, rendant cet intervalle non réservoir.

| Cotes | log | N° échan. | INDICES |      | Fiss | Pend | Calcimétrie |    | Age | DESCRIPTION LITHOLOGIQUE - REMARQUES - OBSERVATIONS                                                                                                             |
|-------|-----|-----------|---------|------|------|------|-------------|----|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|       |     |           | direct  | cc14 |      |      | 25          | 75 |     |                                                                                                                                                                 |
| 3401  |     |           |         |      |      |      |             |    |     | Argile brun-rouge indurée silteuse à nodules d'anhydrite. fentes de dessiccations.                                                                              |
| 3402  |     |           |         |      |      |      |             |    |     | Siltstone brun-rouge et verdâtre moyt dure à ripple marks. avec passées de Grès beige fin à moyen. finning up. Carbonaté.                                       |
| 3403  |     |           |         |      |      |      |             |    |     |                                                                                                                                                                 |
| 3404  |     |           |         |      |      |      |             |    |     | argile brun-rouge silteuse indurée avec intercalations de siltstone brun et verdâtre. Présence de ripple marks. Passées de Grès brun et gris-verdâtre argileux. |
| 3405  |     |           | T       | T    |      |      |             |    |     |                                                                                                                                                                 |
| 3406  |     |           | N       | N    |      |      |             |    |     |                                                                                                                                                                 |
| 3407  |     |           | A       | A    |      |      |             |    |     | Argile brun-rouge et verte à mouchetures blanches indurée silteuse, localement argile violacée feuilletée à nodules carbonatés et inclusions d'anhydrite.       |
| 3408  |     |           | E       | E    |      |      |             |    |     |                                                                                                                                                                 |
| 3409  |     |           | N       | N    |      |      |             |    |     | Gres grossier brun verdâtre argileux.                                                                                                                           |
| 3410  |     |           |         |      |      |      |             |    |     | Argile brun-rouge et verte indurée silteuse à nodules carbonatés. Présence de fentes de dessiccation.                                                           |
| 3411  |     |           |         |      |      |      |             |    |     | Grès beige très fin.                                                                                                                                            |

Figure 03: carotte 01 – BKHE-2

| Cotes | log | N° échan. | INDICES |      | Fiss | Pend | Calcimètre |    | Age | DESCRIPTION LITHOLOGIQUE - REMARQUES - OBSERVATIONS                                                                                                                                                                                                          |
|-------|-----|-----------|---------|------|------|------|------------|----|-----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|       |     |           | direct  | ccl4 |      |      | 25         | 75 |     |                                                                                                                                                                                                                                                              |
| 3410  |     |           |         |      |      |      |            |    |     | Siltstone brun dur                                                                                                                                                                                                                                           |
| 3411  |     |           |         |      |      |      |            |    |     | Grès beige à brun fin à moyen - Compact dur anhydritique finning up. à inclusions de sel. Porosité: nulle indices: neant. Gout salin. Présence d'argile brun rouge indurée siltueuse                                                                         |
| 3412  |     |           |         |      |      |      |            |    |     |                                                                                                                                                                                                                                                              |
| 3413  |     |           |         |      |      |      |            |    |     | Argile brun rouge et violacée indurée siltueuse à passer de Grès brun à beige fin et siltstone vert ripples marqués.                                                                                                                                         |
| 3414  |     |           |         |      |      |      |            |    |     |                                                                                                                                                                                                                                                              |
| 3415  |     |           |         |      |      |      |            |    |     | Grès brun à beige fin à moyen arrondis à subarrondis anhydritique Compact dur à inclusions de pyrite et mouchetures rouges avec passer d'argile brun rouge et verdatrice indurée siltueuse Porosité: nulle indices: neant. Présence de nodule de Carbonates. |
| 3416  |     |           |         |      |      |      |            |    |     |                                                                                                                                                                                                                                                              |
| 3417  |     |           |         |      |      |      |            |    |     | Grès beige moyen à fin compact dur à mouchetures brun rouge et inclusions de pyrite. Présence de Conglomérats d'argile verte finning up et stratification horizontale au sommet et paleosol (ferrugineux)                                                    |
| 3418  |     |           |         |      |      |      |            |    |     |                                                                                                                                                                                                                                                              |
| 3419  |     |           |         |      |      |      |            |    |     |                                                                                                                                                                                                                                                              |

Figure 04: carotte 01 – BKHE-2

## **II. Les lames minces :**

### **II.1) Lame minces de BKHE-1 :**

#### **Ph1 – BKHE-1 :**

##### **Texture :**

Cet échantillon se caractérise par une texture homogène, constituée de grains de quartz globalement arrondis à subarrondis et bien triés (Fig-15). Cette bonne sélection granulométrique traduit un classement efficace et une distribution uniforme des tailles, suggérant un milieu de dépôt relativement stable, contrôlé par une énergie hydrodynamique suffisante pour éliminer les fractions fines. La roche présente une organisation compacte avec une faible hétérogénéité texturale.

##### **Minéraux détritiques :**

La fraction détritique est dominée par le quartz monocristallin, traduisant une maturité minéralogique élevée. La présence accessoire de feldspaths partiellement altérés indique toutefois une altération chimique partielle du matériel détritique.

##### **Minéraux authigènes :**

Les minéraux authigènes sont principalement représentés par la silice secondaire, se manifestant sous forme de surcroissances syntaxiales de quartz autour des grains détritiques. Ce ciment siliceux résulte de la précipitation de silice en conditions de mésogénèse et contribue à la cohésion de la roche.

##### **Porosité visible :**

La porosité intergranulaire est réduite en raison de la cimentation siliceuse et de la compaction. Les pores observés sont majoritairement d'origine primaire, mais partiellement colmatés. Une porosité secondaire peut exister localement, liée à la dissolution des feldspaths, bien qu'elle reste peu développée. Globalement, la porosité est faible à modérée.

##### **Phénomènes diagénétiques :**

Le phénomène diagénétique dominant dans cette lame mince est la cimentation siliceuse (surcroissance de quartz), accompagnée par une compaction mécanique, avec une porosité intergranulaire partiellement préservée et la présence d'hydrocarbures.

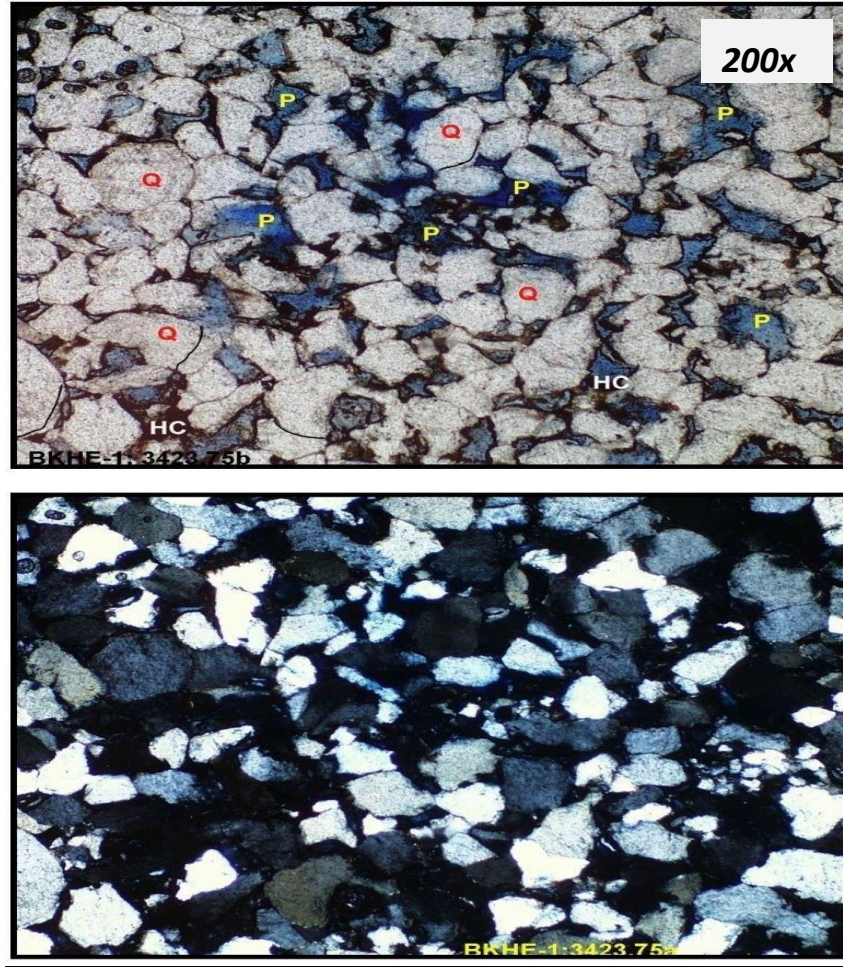


Figure 05 : microphotographie de grés de l'échantillon de carotte (BKHE-1 : 3423,75m), a : image de microscope par lumière naturel (LN), b : par lumière polarisant (LP), Q : quartz ; P : porosité ; HC : Hydrocarbures

## **Ph2 - BKHE-1 :**

### **Texture :**

Cet échantillon se caractérise par des grains de quartz globalement bien arrondis à subarrondis, ce qui témoigne d'un transport relativement long et d'un degré élevé de maturité texturale (Fig16). La distribution granulométrique apparaît homogène, indiquant un bon tri des particules. On observe également un nourrissage en silice (surcroissances syntaxiales) bien développé autour de

certain grains de quartz, traduisant des processus diagénétiques avancés ayant contribué à la cimentation de la roche.

Par ailleurs, l'absence d'orientation préférentielle des grains, notamment des grands axes, suggère un dépôt dans un environnement à faible énergie hydrodynamique ou peu directionnel.

À l'échelle microscopique, la roche présente une texture massive et compacte, caractérisée par une faible hétérogénéité interne.

### **Minéraux détritiques :**

Le quartz monocristallin constitue l'essentiel, voire la quasi-totalité, de la fraction détritique de cet échantillon, ce qui traduit une maturité minéralogique élevée.

Cette dominance du quartz indique une altération avancée des minéraux instables lors des phases de transport ou de remaniement sédimentaire.

La présence de feldspaths est très limitée et se manifeste uniquement sous forme de traces résiduelles, ce qui confirme l'intensité des processus d'altération chimique ayant affecté le matériel détritique avant ou pendant le dépôt.

### **Minéraux authigènes :**

Le quartz représente également le principal minéral authigène, se manifestant sous forme de surcroissances siliceuses autour des grains détritiques.

Ce phénomène résulte d'une précipitation secondaire de silice dans les pores, contribuant significativement à la cimentation intergranulaire.

La présence de halite est également observée, suggérant des conditions diagénétiques particulières, possiblement liées à la circulation de fluides salins ou à un contexte évaporitique. L'ensemble de ces observations témoigne d'un stade de diagenèse avancé ayant profondément modifié la texture et la structure initiales de la roche.

### **Porosité visible :**

La porosité de cet échantillon est fortement réduite, voire presque totalement colmatée par la silice secondaire, ce qui affecte directement les propriétés réservoirs de la roche.

Les rares pores intergranulaires observés sont majoritairement d'origine primaire, mais ils sont en grande partie obstrués par le ciment siliceux.

Toutefois, une porosité secondaire peut localement se développer, résultant de la dissolution partielle des feldspaths, générant ainsi des microcavités.

Dans l'ensemble, la roche présente une porosité effective très faible, impliquant une perméabilité limitée.

### **Phénomènes diagénétiques :**

La lame mince met en évidence des phénomènes diagénétiques dominés par la présence d'évaporites, notamment la cristallisation de l'halite en tant que ciment intergranulaire, ayant contribué à l'occlusion partielle à totale de la porosité primaire. On observe également des phénomènes de dissolution de l'halite, générant des vides secondaires et favorisant le développement d'une porosité secondaire. Par ailleurs, la présence de fragments rocheux (FR) partiellement altérés ainsi que des microcavités intragranulaires témoigne d'une diagenèse complexe marquée par des phases successives de précipitation et de dissolution.

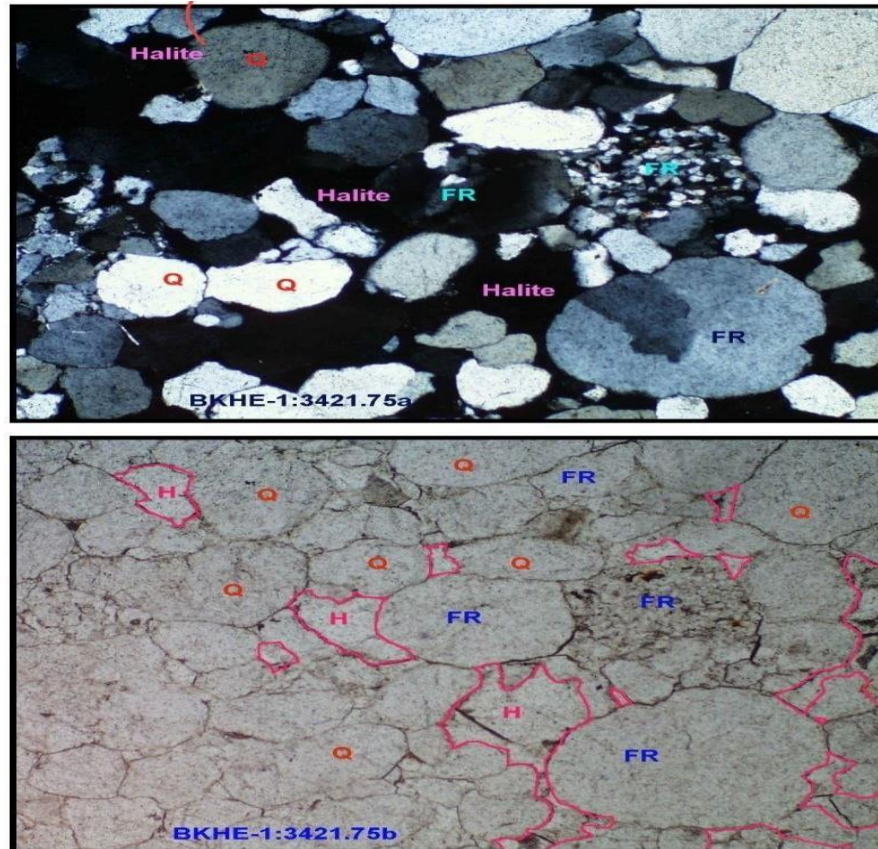


Figure 06 : microphotographie de grés de l'échantillon de carotte (BKHE-1 : 3423,75m), b : image de microscope par lumière naturelle (LN), a : par lumière polarisant (LP), Q : Quartz ; H : Halite ; FR : Fragments Rocheux

### **Ph3 - BKHE-1 :**

#### **Texture :**

Cet échantillon présente une texture relativement homogène et globalement bien triée, bien que l'on puisse observer une certaine variabilité dans la taille et la morphologie des grains (Fig-17). Ces derniers montrent des formes allant d'anguleuses à sub-anguleuses, puis subarrondies à arrondies, traduisant des degrés d'usure et de transport différents. L'analyse des trois microphotographies, prises dans des zones distinctes de la lame mince, met en évidence un aspect globalement fin du grés, indiquant un dépôt relativement stable avec une énergie de transport modérée à faible.

#### **Minéraux détritiques :**

La fraction détritique est dominée principalement par du quartz monocristallin, qui constitue l'élément essentiel de la roche. Ce quartz est accompagné par la présence de feldspaths et d'une proportion non négligeable d'argiles. L'ensemble suggère une source sédimentaire relativement mature, bien que la présence de feldspaths indique une altération partielle et un transport limité à modéré.

#### **Minéraux authigènes :**

Les minéraux authigènes identifiés dans cet échantillon sont essentiellement représentés par la dolomie, qui joue un rôle important dans le colmatage des pores. On note également la présence de silice secondaire issue de la recristallisation ou de la dissolution partielle des feldspaths, ainsi que du quartz polycristallin. Ces phases authigènes témoignent de processus diagénétiques avancés ayant modifié la texture et la composition initiale du sédiment.

#### **Porosité visible :**

L'observation microscopique montre que les espaces intergranulaires sont presque entièrement comblés par la dolomie, la matrice argileuse et la silice secondaire. Ce remplissage généralisé des pores conduit à une porosité très faible à quasi nulle, traduisant une forte compaction et cimentation du grès, ce qui impacte négativement ses propriétés réservoirs.

#### **Phénomènes diagénétiques :**

La lame mince montre des phénomènes diagénétiques dominés par la compaction mécanique et la cimentation intergranulaire, ayant entraîné une réduction significative de la porosité primaire. On observe également des microfractures intragranulaires associées à un début de dissolution, indiquant une porosité secondaire limitée.

200x



Figure 07: microphotographie de grès de l'échantillon de carotte (BKHE-1 : 3417,20m), a : image de microscope par polarisant (LP), b : par lumière naturel (LN)

## **II.2) Les lames minces de BKHE-2 :**

### **Ph1 – BKHE-2 :**

#### **Texture :**

Cet échantillon correspond à un grès relativement fin, caractérisé par un très mauvais tri granulométrique (Fig-18). On y observe une grande variabilité dans la taille des grains, dispersés

au sein d'une matrice argileuse présente, conférant à la roche un aspect non homogène et non massif, traduisant une organisation interne désordonnée. Les grains présentent globalement des formes arrondies à subarrondies, suggérant un certain degré de transport sédimentaire, mais sans tri efficace lors du dépôt.

### **Minéraux détritiques :**

La fraction détritique est dominée quasi exclusivement par le quartz monocristallin, caractérisé par une extinction droite au microscope polarisant, indiquant une origine stable et une forte résistance à l'altération chimique et mécanique. L'absence notable d'autres minéraux détritiques traduit une maturité minéralogique relativement élevée, malgré le mauvais tri observé.

### **Minéraux authigènes :**

La phase authigène est dominée par la dolomite, qui joue un rôle majeur dans la cimentation de la roche. On note également la présence de quartz polycristallin, probablement issu de processus de recristallisation ou de précipitation secondaire. Ces minéraux contribuent significativement à la réduction des espaces intergranulaires et à la consolidation de la structure rocheuse.

### **Porosité visible :**

Les espaces intergranulaires sont largement comblés par la dolomite, entraînant une obstruction quasi totale de la porosité primaire. La matrice argileuse participe également, mais de manière secondaire, au colmatage des pores. Ainsi, la porosité visible est pratiquement nulle, traduisant une roche fortement cimentée et peu favorable à la circulation des fluides.

### **Phénomènes diagénétiques :**

La lame mince montre des phénomènes diagénétiques dominés par une dolomitisation associée à une cimentation dolomitique intergranulaire, ayant modifié la texture et les propriétés du réservoir.

Ce processus a entraîné une réduction de la porosité primaire, avec le développement local d'une porosité secondaire limitée.

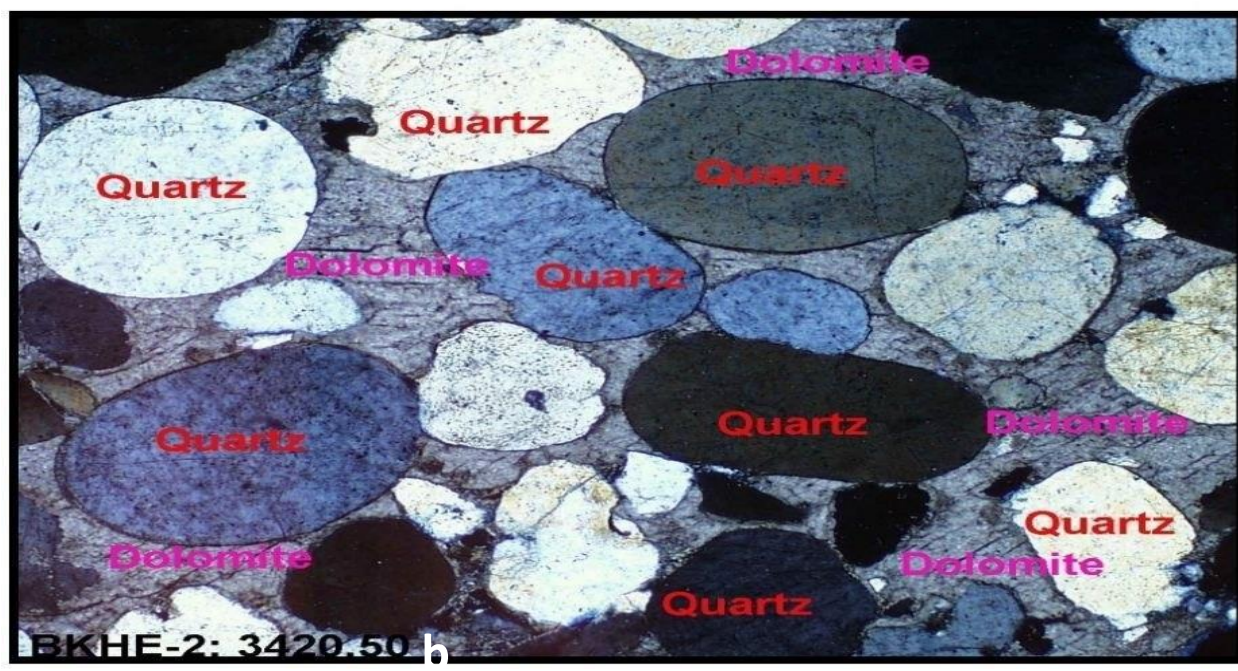
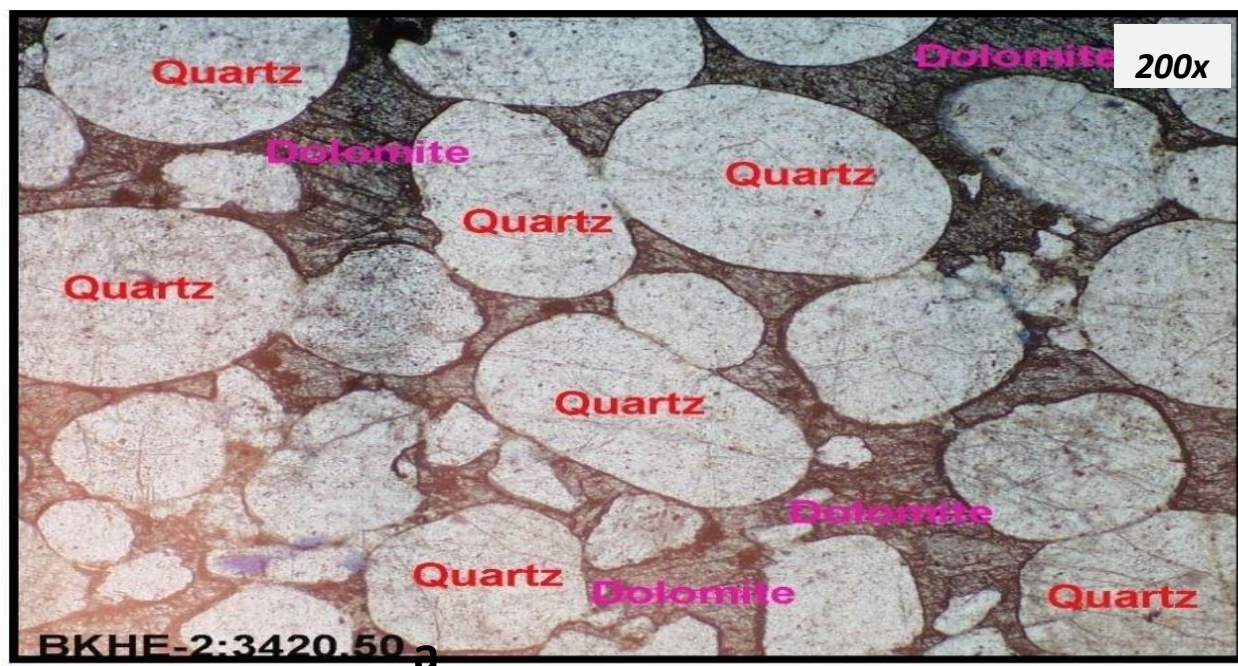


Figure 08: microphotographie de grés de l'échantillon de carotte (BKHE-2 : 3420,50 m),  
naturel (LN), b : par polarisant (LP)

a : image de microscope lumière

## **Ph2 - BKHE-2 :**

### **Texture :**

Cet échantillon correspond à un grès fin à moyen, moyennement bien trié, constitué de grains subanguleux à subarrondis. L'assemblage montre une texture globalement massive à support granulaire, avec des contacts intergranulaires relativement serrés, traduisant une compaction mécanique modérée à avancée (Fig-19).

### **Minéraux détritiques :**

Les constituants détritiques sont dominés par le Quartz monocristallin, présentant une extinction généralement droite, accompagné de quartz polycristallin. La présence accessoire de Feldspath indique une maturité minéralogique modérée. L'ensemble traduit une source relativement stable mais pas totalement évoluée.

### **Minéraux authigènes :**

La fraction authigène est dominée par un ciment évaporitique d'Halite, largement développé dans les espaces intergranulaires. Ce ciment remplit la quasi-totalité des pores primaires et peut localement enrober les grains détritiques. La présence éventuelle de quartz authigène est difficile à distinguer du quartz détritique en raison de leur similarité optique.

### **Porosité visible :**

La porosité primaire est fortement réduite à quasi inexistante en raison de la cimentation massive par l'halite. Les pores intergranulaires sont largement obstrués, suggérant une porosité résiduelle très faible, voire uniquement microscopique et non observable à cette échelle.

### **Phénomènes diagénétiques :**

La lame mince montre des phénomènes diagénétiques dominés par une cimentation évaporitique par halite occupant les espaces intergranulaires, ayant entraîné un colmatage quasi total de la porosité primaire. Cette précipitation tardive d'halite réduit fortement la perméabilité et limite le développement d'une porosité secondaire.

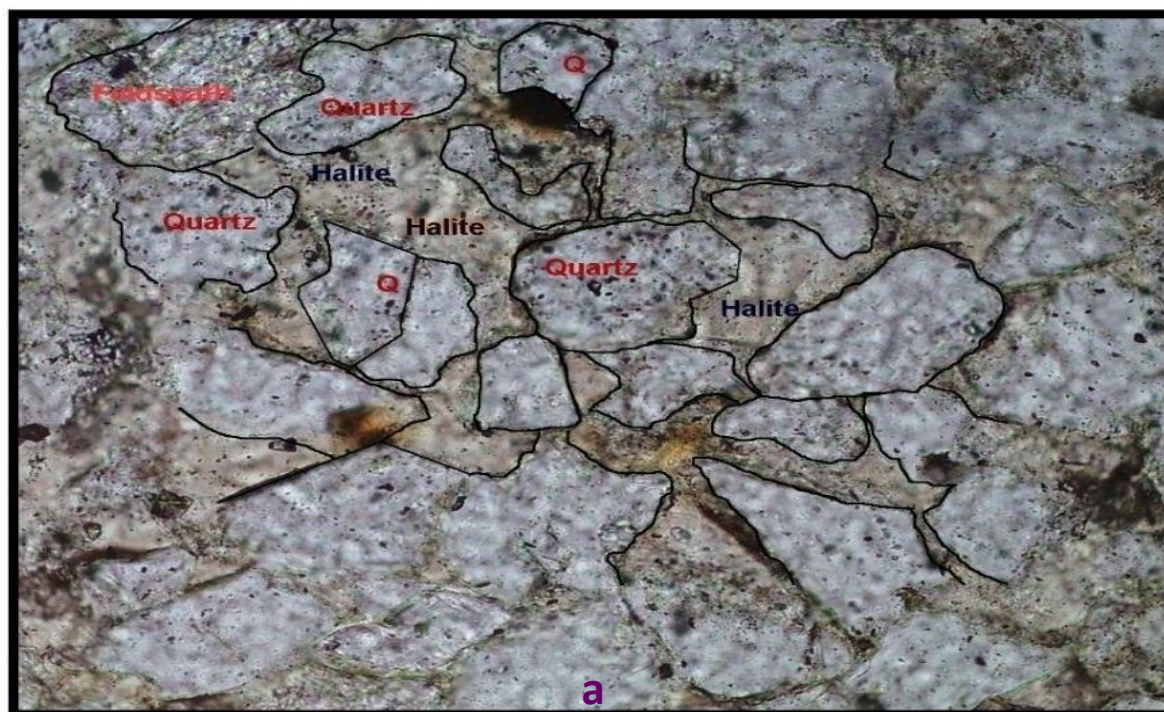


Figure 09 : microphotographie de grés de l'échantillon de carotte (BKHE-2 : 3410,00 m), a : image de microscope lumière naturel (LN), b : par polarisant (LP), Q : Quartz ; H : Halite ; F : Feldspath

### **Ph3 – BKHE-2 :**

#### **Texture :**

Cet échantillon se caractérise par une texture dominée par la présence d'anhydrite, organisée sous forme lamellaire avec des feuillets ou lamines plus ou moins parallèles (Fig-20). Cette structuration confère à la roche un aspect relativement ordonné à l'échelle microscopique, bien que des variations locales puissent être observées. La texture reflète des conditions de dépôt spécifiques, probablement liées à un environnement évaporitique à sédimentation progressive.

#### **Minéraux détritiques :**

La fraction détritique est peu représentée dans cet échantillon, en raison de la dominance de la phase évaporitique. Les éventuels grains détritiques présents sont minoritaires et peu influents sur l'organisation globale de la roche.

#### **Minéraux authigènes :**

La phase authigène est dominée par l'anhydrite, qui constitue le principal ciment de la roche. Elle se présente sous forme lamellaire et peut résulter d'une précipitation directe en milieu évaporitique, suivie de processus de recristallisation lors de l'enfouissement. Ce ciment sulfaté joue un rôle majeur dans la consolidation de la roche.

#### **Porosité visible :**

La porosité est globalement faible en raison du développement important de l'anhydrite, qui remplit les espaces intergranulaires. Les éventuels pores résiduels sont rares et peu connectés. Une porosité secondaire peut localement apparaître suite à une dissolution partielle de l'anhydrite, mais elle reste généralement limitée.

#### **Phénomènes diagénétiques :**

La lame mince met en évidence des phénomènes diagénétiques dominés par la précipitation d'anhydrite en tant que ciment évaporitique, se développant sous forme de cristaux massifs et fibreux, entraînant une occlusion quasi totale de la porosité. Cette cimentation est accompagnée par une compaction mécanique marquée, traduite par la déformation et l'orientation des niveaux sédimentaires. Par ailleurs, la distribution hétérogène de l'anhydrite ainsi que sa texture indiquent

une recristallisation diagénétique, témoignant de conditions évaporitiques et d'une diagenèse avancée ayant fortement réduit les propriétés réservoir de la roche.

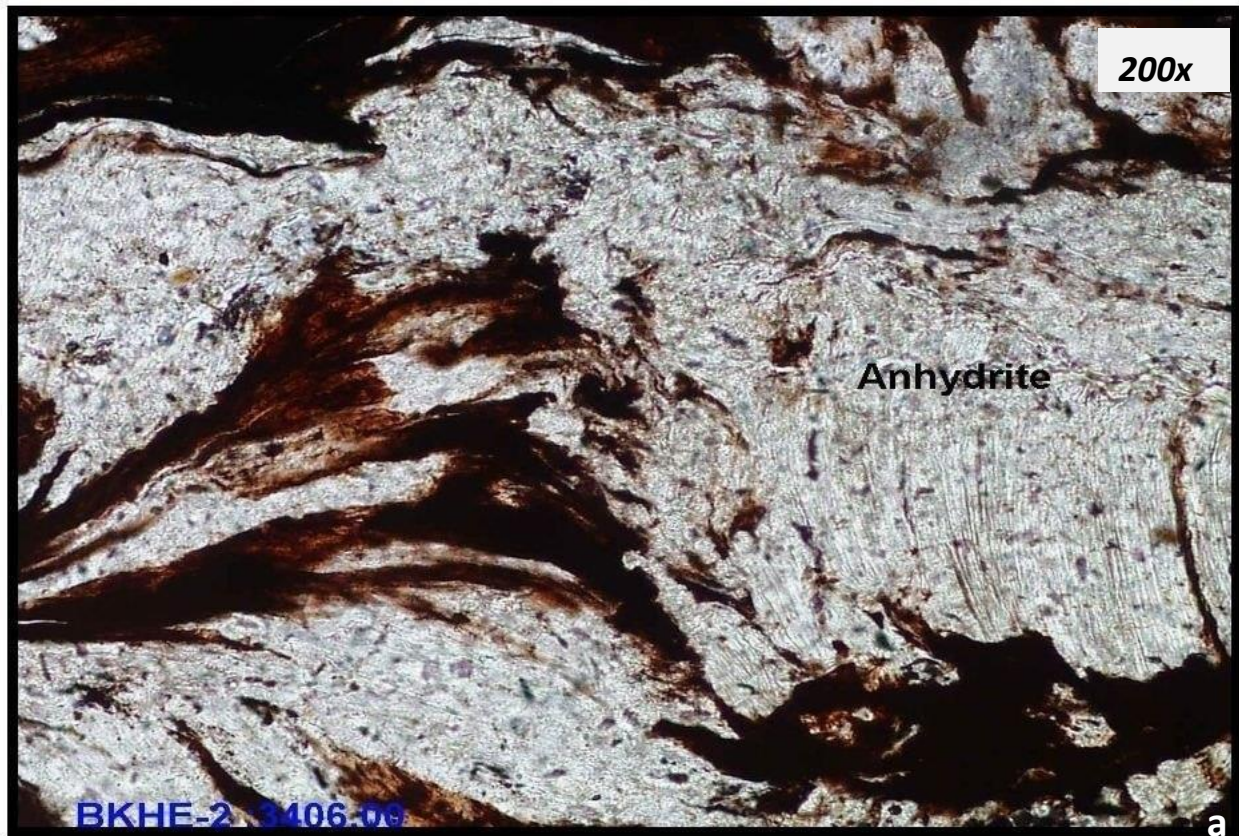


Figure 10 : microphotographie de grés de l'échantillon de carotte (BKHE-2 : 3410,00 m), image de microscope lumière naturel (LN)

CHAPITRE 04:

RÉSULTAT

ET

DISCUSSION

### Carte d'implantation des puits :

Cette carte présente la répartition spatiale des puits étudiés dans le champ de Ben Kahla East. On observe une distribution relativement dispersée des puits (BKH-1 à BKH-9), couvrant l'ensemble de la zone d'étude (Fig-21).

La densité des points de contrôle est plus importante dans la partie centrale et occidentale du champ, tandis que la partie orientale apparaît moins contrainte, notamment autour du puits BKH-2. Cette distribution influence directement la qualité de l'interpolation des cartes pétrophysiques, en particulier dans les zones périphériques où les incertitudes sont plus élevées.

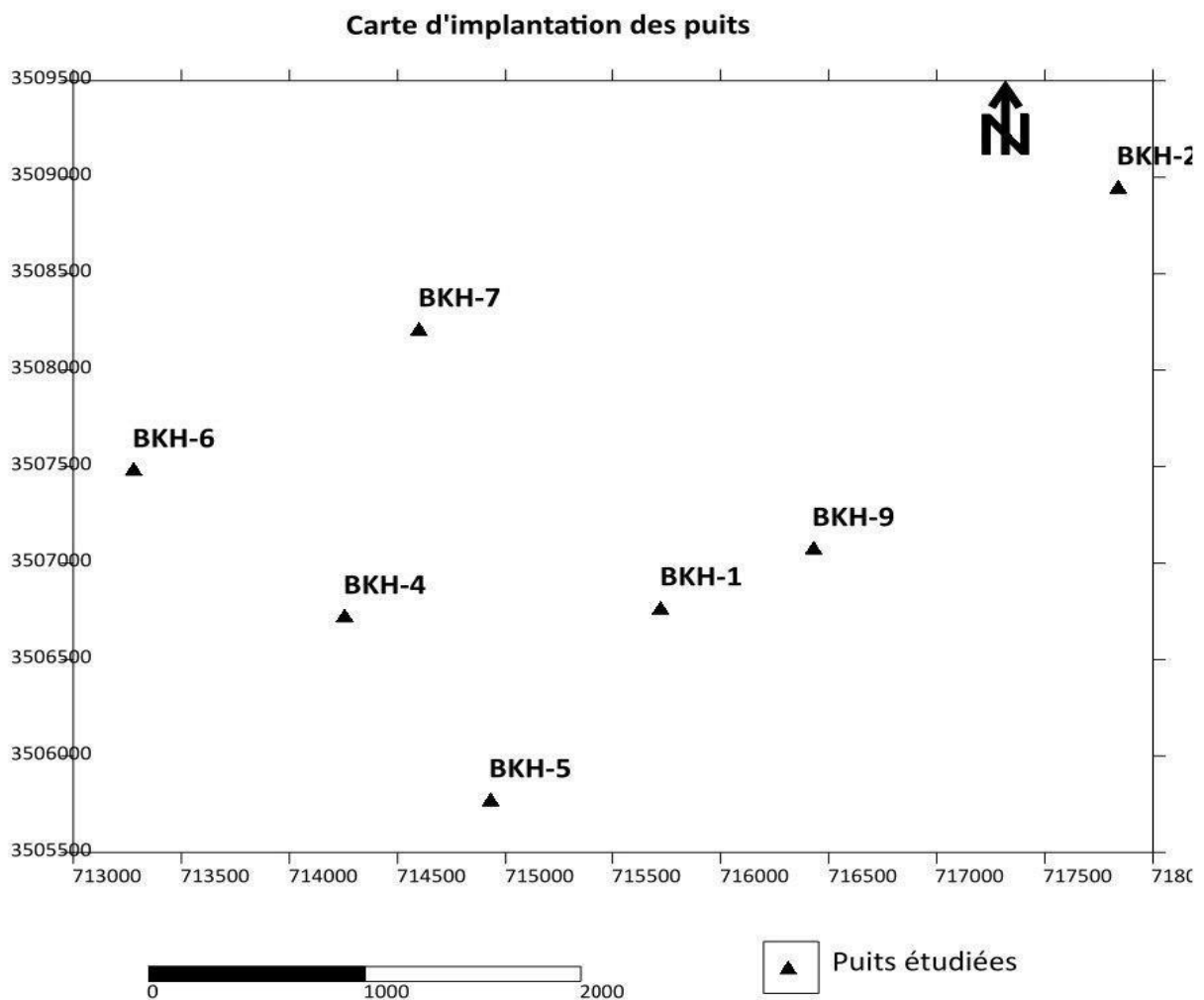


Figure 01 : Carte d'implantation des puits

### **Interprétation de la carte de porosité (méthode de krigeage) :**

La carte de porosité obtenue par krigeage met en évidence une distribution hétérogène des valeurs au sein du réservoir (Fig-22).

Les valeurs les plus élevées de porosité ( $\approx 9$  à  $11.5$  %) sont localisées dans la partie occidentale, notamment autour des puits BKH-6 et BKH-7. Cette zone correspond probablement à des niveaux sableux bien triés et faiblement cimentés, favorisant le développement de la porosité intergranulaire.

En revanche, une diminution progressive de la porosité est observée vers l'est, avec des valeurs faibles ( $\approx 2$  à  $5$  %) autour du puits BKH-2. Cette baisse peut être attribuée à une cimentation plus importante (siliceuse, dolomitique ou évaporitique) et/ou à une compaction plus avancée.

La zone centrale (BKH-1, BKH-4, BKH-9) présente des valeurs intermédiaires ( $\approx 6$  à  $8$  %), traduisant une qualité réservoir moyenne.

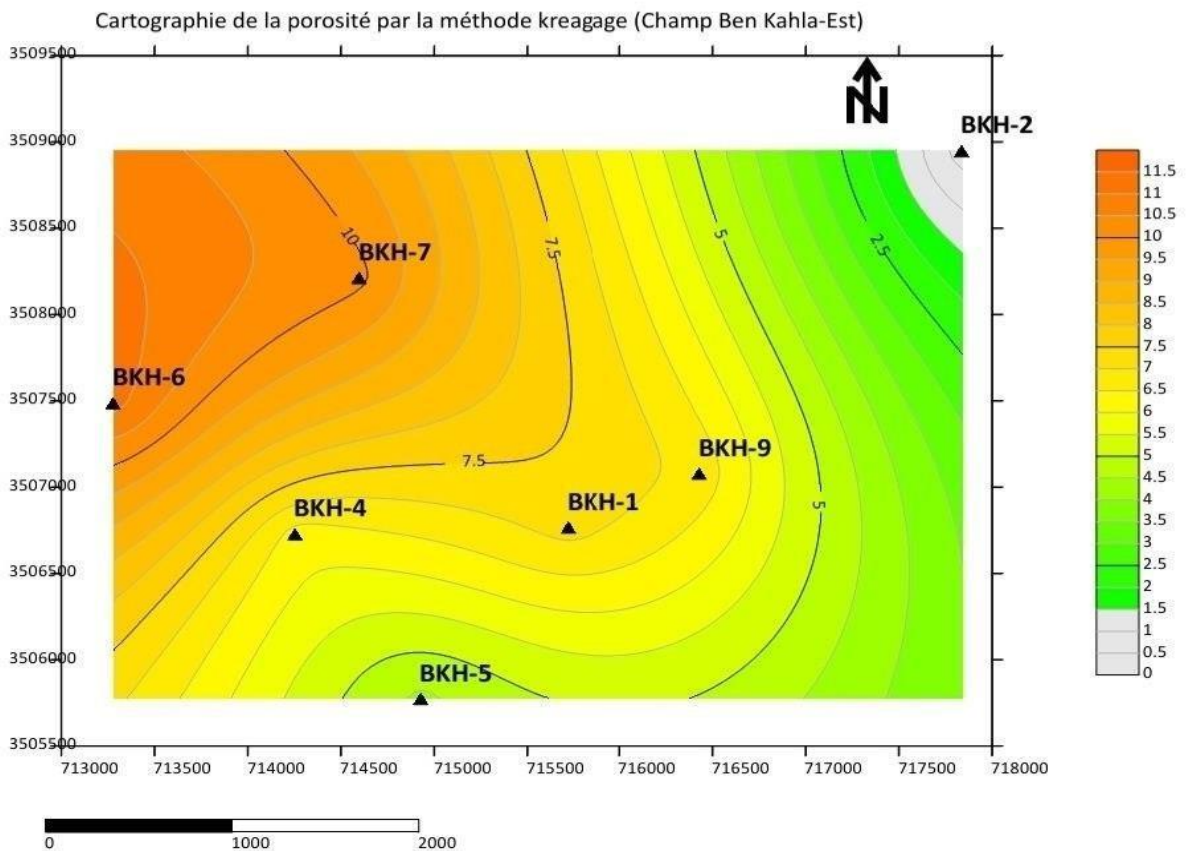


Figure 02 : Carte de porosité (méthode de krigeage)

### Carte de perméabilité (méthode de krigeage) :

La distribution de la perméabilité confirme et accentue les tendances observées pour la porosité.

Les valeurs les plus élevées ( $> 200$  mD) sont localisées à l'ouest, en particulier autour du puits BKH-6, indiquant une excellente connectivité des pores et une circulation fluide efficace.

Une zone de perméabilité intermédiaire ( $\approx 80$  à  $150$  mD) est observée dans la partie centrale (BKH1, BKH-4), reflétant une qualité réservoir moyenne.

Vers l'est, notamment autour de BKH-2, les valeurs chutent fortement ( $< 50$  mD), traduisant une mauvaise connectivité des pores, probablement liée à une cimentation importante (halite, anhydrite ou dolomie) et à la présence de matrice argileuse.

Cette carte montre que la perméabilité est plus sensible que la porosité aux effets diagénétiques (Fig-23).

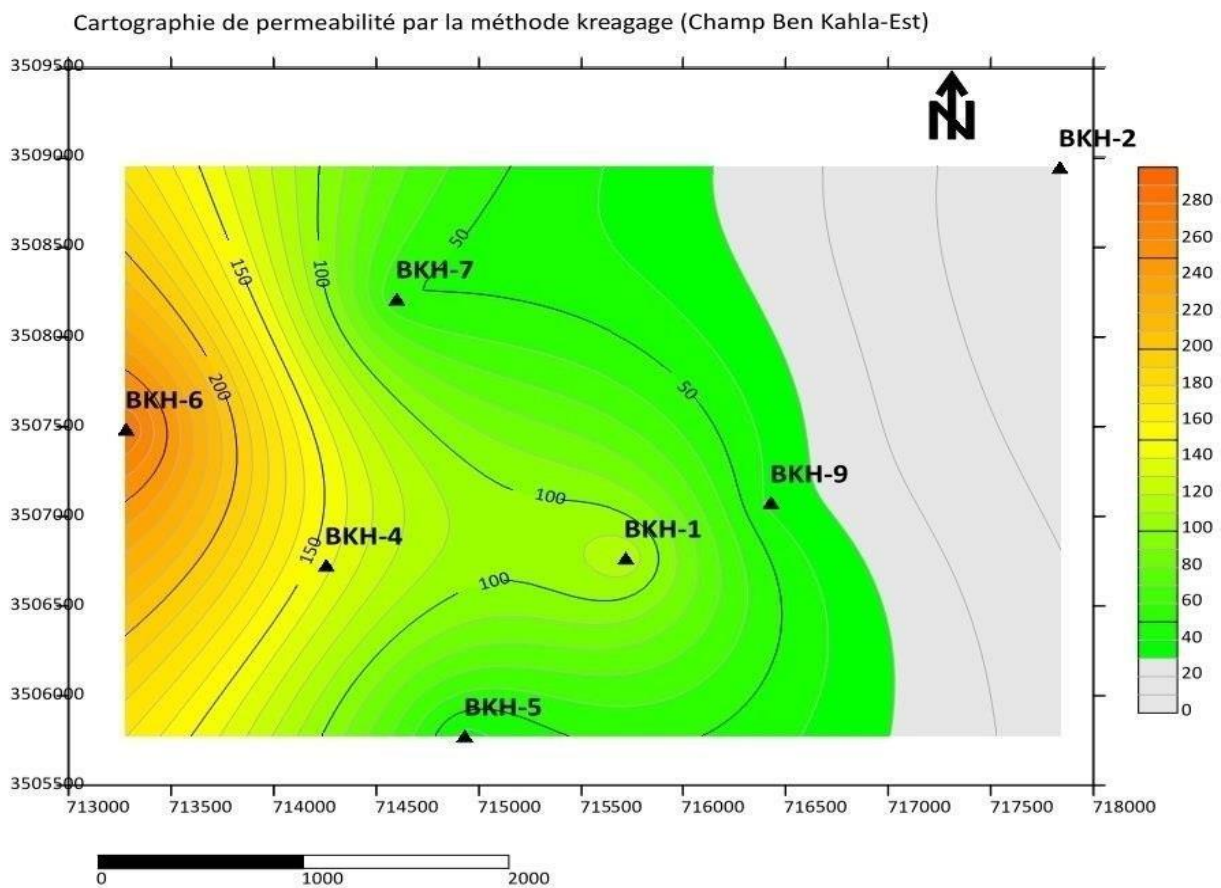


Figure 03 : Carte de perméabilité (méthode de krigeage)

### Carte de porosité (méthode de triangulation) :

La carte obtenue par triangulation présente une distribution similaire à celle du krigeage, confirmant la robustesse des tendances observées.

Les fortes valeurs de porosité sont concentrées dans la partie ouest (BKH-6, BKH-7), tandis que les valeurs diminuent vers l'est (BKH-2).

Cependant, la méthode de triangulation produit des transitions plus abruptes entre les zones, reflétant une interpolation moins lissée que le krigeage. Malgré cela, les principales zones favorables restent cohérentes (Fig-24).

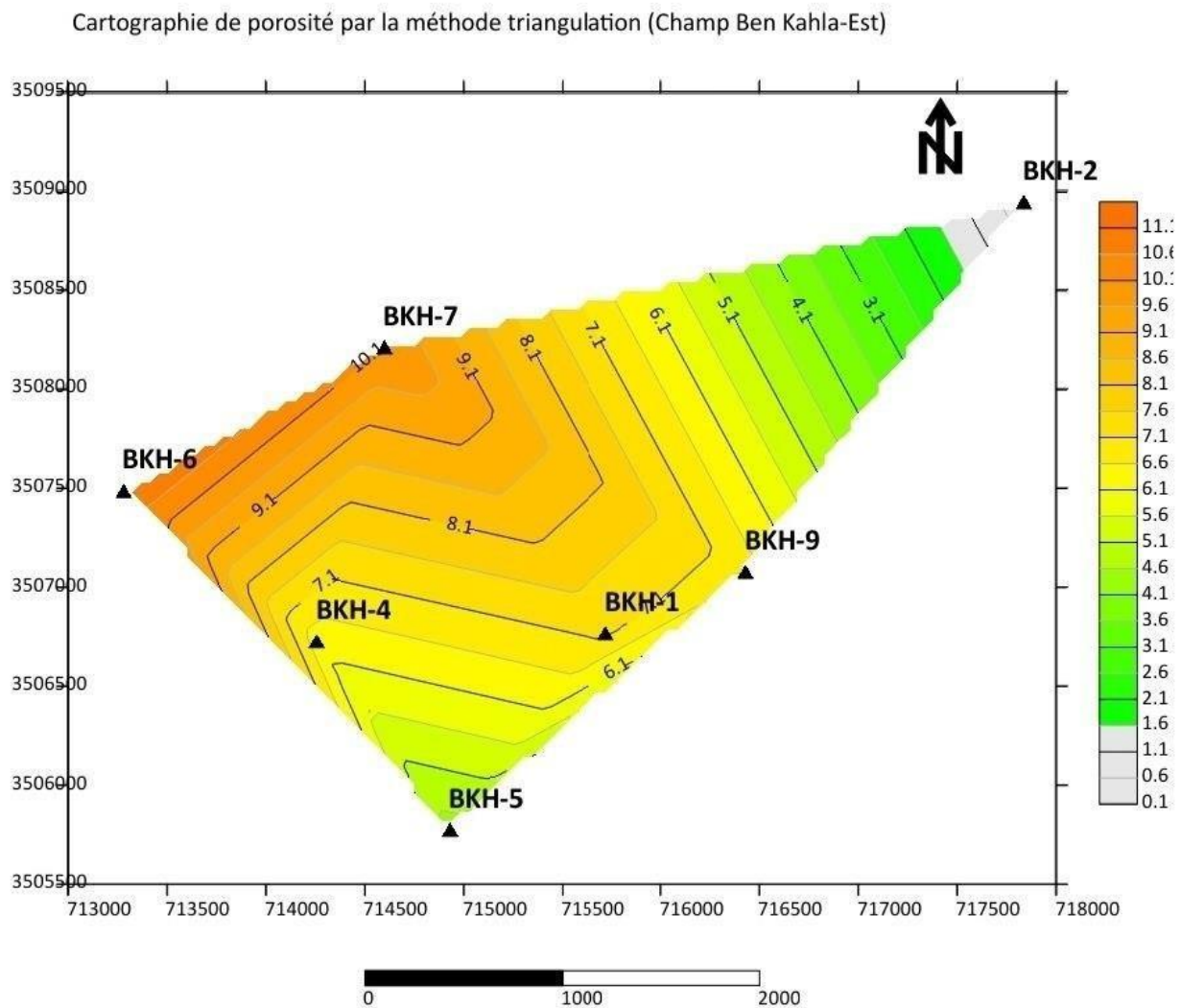


Figure 04 : Carte de porosité (méthode de triangulation)

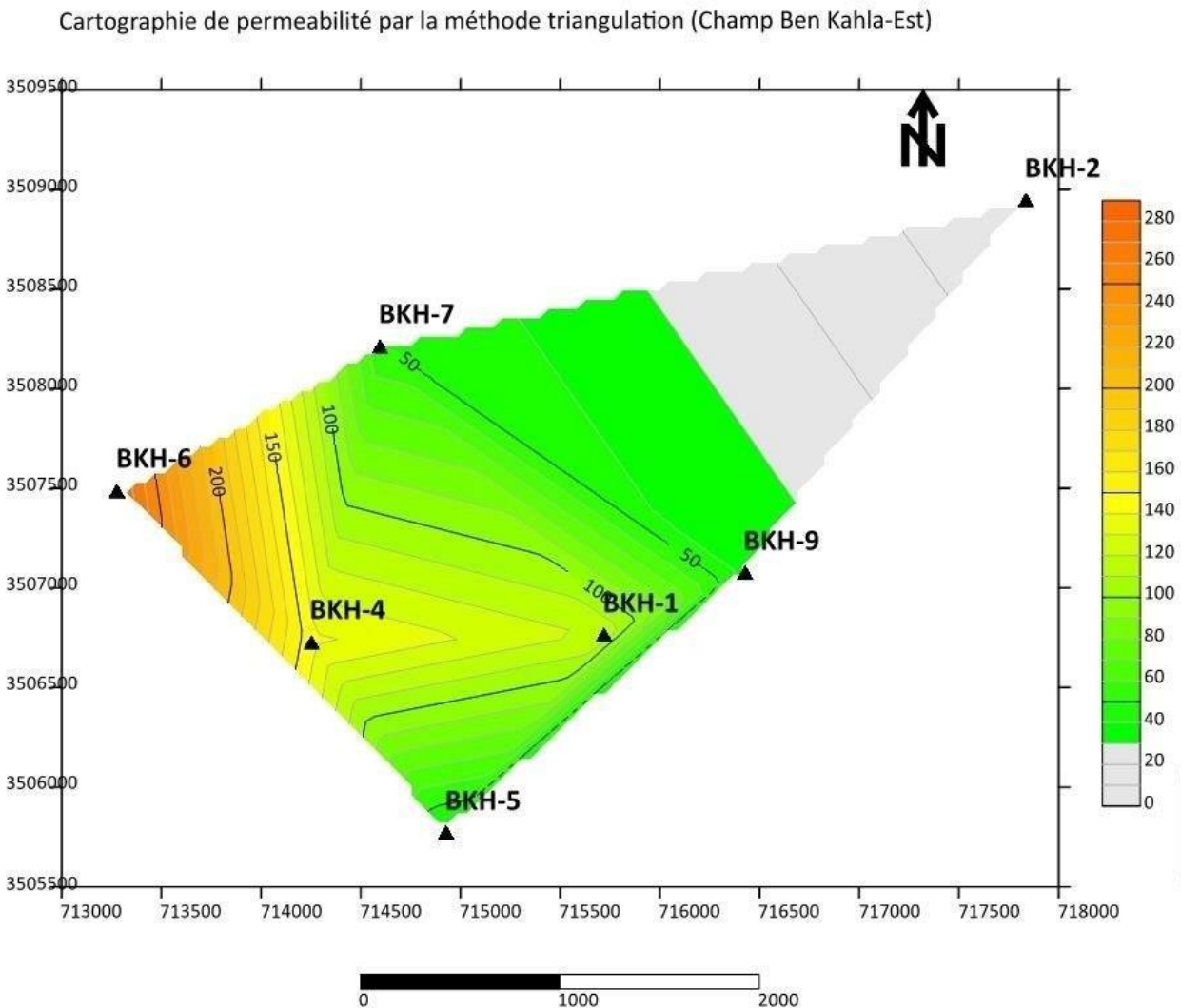
### **Carte de perméabilité (méthode de triangulation) :**

La distribution de la perméabilité par triangulation confirme les résultats obtenus par krigeage.

Les valeurs maximales sont concentrées à l'**ouest**, avec une décroissance progressive vers l'**est**.

Les zones centrales montrent des valeurs intermédiaires, tandis que les zones orientales présentent des valeurs faibles.

Comme pour la porosité, la triangulation met en évidence une variabilité plus marquée, mais sans modifier la tendance générale (Fig-25).



### **Synthèse et interprétation globale :**

L'analyse conjointe des cartes de porosité et de perméabilité met en évidence une organisation spatiale claire du réservoir de la Série Inférieure dans la région de Ben Kahla East. La zone

occidentale, représentée notamment par les puits BKH-6 et BKH-7, se caractérise par des valeurs élevées de porosité et de perméabilité, traduisant une excellente qualité réservoir. À l'inverse, la zone orientale, en particulier autour du puits BKH-2, présente de faibles valeurs pétrophysiques, indiquant une qualité réservoir médiocre. Entre ces deux extrêmes, la zone centrale (BKH-1, BKH4 et BKH-9) montre des valeurs intermédiaires, correspondant à une qualité réservoir moyenne.

Cette distribution spatiale des propriétés pétrophysiques est fortement contrôlée par la qualité du dépôt initial, notamment le tri granulométrique et la texture des sédiments, ainsi que par les processus diagénétiques tels que la cimentation siliceuse, dolomitique et évaporitique. La présence d'une matrice argileuse contribue également, bien que de manière secondaire, à la réduction de la perméabilité et à la dégradation globale des propriétés réservoir.

Ainsi, malgré l'appartenance des puits BKHE-1 et BKHE-2 au même réservoir, une forte variabilité des propriétés pétrophysiques est observée. Le puits BKHE-1 présente une bonne qualité réservoir en raison de meilleures conditions de dépôt et d'une moindre influence des processus diagénétiques, ce qui a permis de préserver une porosité et une perméabilité relativement élevées. En revanche, le puits BKHE-2 montre une dégradation importante des propriétés pétrophysiques, liée principalement à une cimentation plus intense et à une proportion plus élevée de matrice argileuse, réduisant ainsi la connectivité poreuse.

### **Implications réservoir :**

Les résultats obtenus montrent que la qualité du réservoir de la Série Inférieure dans la région de Ben Kahla East est fortement hétérogène. Les zones occidentales représentent les cibles prioritaires pour l'exploitation, tandis que les zones orientales sont moins favorables en raison de la dégradation des propriétés pétrophysiques.

Ainsi, le puits BKH-1 est considéré comme un puits de bonne qualité réservoir, en raison de ses valeurs relativement élevées en porosité et en perméabilité, reflétant un niveau de connectivité poreuse favorable à la circulation et au stockage des fluides. À l'inverse, le puits BKH-2 présente une qualité réservoir médiocre, caractérisée par de faibles valeurs pétrophysiques, traduisant une

réduction de l'espace poreux et une mauvaise connectivité liée principalement aux effets diagénétiques et à la présence accrue de matrice argileuse.

### **Conclusion Générale :**

Le présent travail a porté sur la caractérisation réservoir de la Série Inférieure du Trias ArgiloGréseux (TAG SI) dans la région de Ben Kahla East (Bassin d'Oued Mya, Bloc 438), avec pour objectif principal d'expliquer la forte hétérogénéité pétrophysique observée entre les puits BKHE1 (performant) et BKHE-2 (dégradé). Une approche intégrée combinant sédimentologie, pétrographie et modélisation cartographique a permis d'aboutir aux conclusions suivantes :

**Contrôle sédimentologique :** L'hétérogénéité est initialement dictée par le milieu de dépôt. Le puits BKHE-1 correspond à un système fluvatile méandrique (bon tri, porosité de 9,31 %, perméabilité de 56,2 mD) propice à l'accumulation d'hydrocarbures. À l'inverse, BKHE-2 se situe dans un environnement de playa stérile, dominé par des argiles et des dépôts évaporitiques. **Impact diagénétique :** Les processus post-dépôt ont accentué cette disparité. Une cimentation siliceuse modérée a préservé l'espace poreux dans le secteur de BKHE-1, tandis qu'une cimentation intense et massive par des évaporites (halite, anhydrite) et des carbonates (dolomite) a totalement colmaté le réseau poreux au niveau de BKHE-2.

**Sectorisation du champ :** La modélisation spatiale (krigeage et triangulation) confirme une nette compartimentation. Le secteur occidental (BKH-6, BKH-7) présente les meilleures qualités réservoirs (porosité \le 11,5 %, perméabilité > 200 mD), la zone centrale affiche des valeurs moyennes, tandis que la zone orientale s'avère médiocre à non-réservoir.

En somme, la qualité réservoir du TAG SI dans cette région est le produit direct du couplage entre le milieu de dépôt initial et l'histoire diagénétique subie.

**Recommandations opérationnelles :** Pour les futures campagnes de développement, il est fortement recommandé d'orienter les efforts de forage vers les extensions Ouest et Nord-Ouest du champ, et d'exclure la zone Orientale en raison de son colmatage diagénétique sévère.

## **BIBLIOGRAPHIE :**

- ❖ **BEICIP (1992) :** Etude des accumulations de Berkaoui et Benkahla
- ❖ **AMZAL. B (2009) :** « Analyse Géologique et Pétrophysique de la Zone Sud-Sudest du Champ de Haoud Berkaoui ». Développement, Déplétion et Maintien de Pression. Mémoire d'Ingénieur en géosciences. Boumerdes.
- ❖ **SONATRACH, 2008 :** Rapport interne SH/DP/HBK, 2008
- ❖ **Document SONATRACH, 2002 :** Rapport de la région Haoud Berkaoui, 2002.
- ❖ **SONATRACH, 2007 :** Rapport de la région Haoud Berkaoui, 2007.
- ❖ **Aït-Salem. (1990).** Le Trias détritique de l'Oued Mya (Sahara algérien): sédimentation estuarienne, diagenèse et porogenèse, potentialités pétrolières (Doctoral dissertation, Université Claude Bernard-Lyon 1).
- ❖ **Fabre, J. (1988).** Les séries Paléozoïques d'Afrique : une approche. Journal of African Earth Sciences (and the Middle East), 7(1), 1-40.
- ❖ **Aliev M, Ait Laoussine N, Avrov V, Aleksine G, Barouline G, Iakovlev B, Korj M, Kouvikine J, Makarov V, Medvedev E, Mkrtchiane O, Moustafinov R, Oriev L, Oroudjeva D, Oulmi M, Said A (1971)** In : Altamira-Rotopress SA (Ed.) Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz du Sahara algérien.
- ❖ **BENOUAER Omar et TEGUIA Abdelhafid, 2008 :** Étude des propriétés pétrophysique et évaluation des réserves du réservoir du trias argileux gréseux (série inférieure) du gisement de Benkahla\_ bassin d'oued M'ya. Mémoire de fin d'étude, Université Mohamed Bougera Boumerdes, faculté des hydrocarbures et de la chimie, département: gisements miniers et pétroliers, en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Géologie Pétrolier.
- ❖ **BOUDJEMAA.A (1987) :** Evolution structurale du bassin pétrolier "triasique" du Sahara Nord oriental (Algérie). Thèse à l'université de Paris-sud, Centre d'Orsay. Boumerdes).
- ❖ **Benamrane (1987).**
- ❖ ❖ **Abdous et al, 2007.**