

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

Université Kasdi Merbah Ouargla

Faculté des Hydrocarbures, Energie Renouvelables et Science de la Terre et l'Univers

Département de Science de la Terre et l'Univers



Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Option : Géologie Pétrolière

-Thème-

**Apports du logiciel PHREEQC à la prédiction de l'effet de l'injection
d'eau sur les qualités réservoirs du Cambro-Ordovicien du champ De
Hassi Guettar**

Présenté par :

- **BENZID Yacine**
- **BEDDIAF Ilyes**
- **ARBI Kheireddine**

Devant le jury :

Président : Dr. F. MEDJANI Pr. UKM Ouargla
Examineur : Dr. M. HACINI Pr. UKM Ouargla
Encadrant : Dr. M. ZATOUT M.C.A UKM Ouargla

Année Universitaire : 2023/2024



REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier en premier Dieu qui nous a donné le courage, la force et la patience de terminer ce travail.

*Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur **Dr. Zatout Merzouk** pour ses orientations, remarques et corrections qui ont permis l'élaboration de ce mémoire. Nos remerciements les plus chaleureux vont, également, à l'ensemble du formidable corps enseignant du Département De Science de la terre et de l'univers pour leurs aides et soutiens durant toute la période de la formation universitaire. Il nous est très agréé de pouvoir exprimer notre reconnaissance et notre gratitude envers ceux qui ont su contribuer de près ou de loin à la réalisation et l'aboutissement de ce travaille*

Yacine, Ilyes et Kheiredline

Dédicaces

Je remercie Allah tout puissant qui m'a donné la volonté et le courage d'entamer ce travail.

Ce travail est dédié particulièrement à mes Parents qui m'ont soutenu tout au long de ma vie scolaire et universitaire.

A monsieur Zatout Merzouk mon encadreur. Ainsi qu'à tous les membres de ma famille, A tous mes amis que j'ai eu l'honneur de connaître depuis ma tendre enfance jusqu'à aujourd'hui. A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail. A Tous ceux que j'aime et que je respecte.

Yacine

Dédicaces

À 'nos chers parents,
Merce pour votre soutien inconditionnel, votre amour et vos encouragement constants tout long de nos par cours a académique, votre foi en nous avons donné la force de persévérer et attendre cet objectif.

À ' notre professeurs et mentors,
Votre guidance et vos conseils avisés ont été inestimables dans la réalisation de cette étude.
J'adresse des remerciements particuliers au Professeur Zatout Merzouk pour ses efforts pour finaliser ce mémorandum.

À mes chers amis et à tous ceux qui ont contribué à ce que j'en arrive là, merci beaucoup pour tous les efforts que vous avez déployés pour moi.

Keiredine

Dédicaces

Je remercie Allah tout puissant qui m'a donné la volonté et le courage d'entamer ce travail.

Ce travail est dédié particulièrement à mes Parents qui m'ont soutenu tout au long de ma vie scolaire et universitaire.

A monsieur Zatout Merzouk mon encadreur. Ainsi qu'à tous les membres de ma famille, A tous mes amis que j'ai eu l'honneur de connaître depuis ma tendre enfance jusqu'à aujourd'hui. A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail. A Tous ceux que j'aime et que je respecte.

Ilyes

Tableau de Matières

INTRODUCTION GENERALE.....	1
Chapitre I :Présentation des champs de Hassi Messaoud et de Hassi Guettar	2
I.1 INTRODUCTION.....	3
I.2 HISTORIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	3
I.3 SITUATION GÉOGRAPHIQUE.....	4
I.4 CADRE GÉOLOGIQUE	4
I.5 APERÇU LITHOSTRATIGRAPHIQUE DES CHAMPS DE HMD ET HGA	5
<i>I.5.1 Socle</i>	<i>6</i>
<i>I.5.2 Infracambrien</i>	<i>6</i>
<i>I.5.3 Paléozoïque</i>	<i>6</i>
I.5.3.1 Cambrien.....	6
I.5.3.2 Ordovicien.....	7
<i>I.5.4 Mésozoïque</i>	<i>7</i>
I.5.4.1 Le Trias	7
I.5.4.2 Le Jurassique.....	8
I.5.4.3 Le Crétacé	8
<i>I.5.5 Le Cenozoïque</i>	<i>9</i>
I.6 ZONATION DU CHAMP DE HASSI-MESSAOUD	11
I.7 LES GRANDS TRAITS DU HASSI GUETTAR.....	12
<i>I.7.1 Géographie</i>	<i>12</i>
<i>I.7.2 Géologie</i>	<i>12</i>
<i>I.7.3 Stratigraphie</i>	<i>13</i>
<i>I.8. Production</i>	<i>14</i>
Chapitre II :.....	16
Matériels et Méthodes.....	16
II.1 INTRODUCTION	17
II.2 LES DIFFÉRENTS DÉPÔTS MINÉRAUX RENCONTRÉS DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS	17
II.2.1 HALITE OU CHLORURE DE SODIUM NaCl.....	17
II.2.2. CALCITE OU CARBONATE DE CALCIUM CaCO₃	18
II.2.3 BARITE OU SULFATE DE BARYUM BaSO₄	19
II.2.4 ANHYDRITE OU SULFATE DE CALCIUM (CaSO₄)	20
II.2.5 CÉLESTINE OU SULFATE DE STRONTIUM (SrSO₄).....	20
II.3 L'INJECTION D'EAU (WATER FLOODING)	21
II.3.1 LES EAUX DE GISEMENTS (SAUMURES PÉTROLIÈRES).....	21
<i>II.3.2. Les eaux d'injection (albiennes)</i>	<i>21</i>
II.4 SYNTHÈSE PÉTROGRAPHIQUE ET DIAGÉNÉTIQUE DU RÉSERVOIR CAMBRO- ORDOVICIEN DANS LES CHAMPS DE HMD ET HGA.....	22
<i>II.4.1 Synthèse pétrographique de champ HGA</i>	<i>22</i>
<i>A/ Les éléments constitutifs</i>	<i>22</i>
<i>II.4.2 Synthèse diagenétique de champ Hassi Guettar</i>	<i>23</i>
II.5 Synthèse pétrographique et diagenétique du champ Hassi Messaoud.....	29
<i>II.5.1 Synthèse pétrographique de champ de HMD</i>	<i>29</i>
<i>II.5.2 Synthèse diagenétique de le champ HMD</i>	<i>34</i>

<i>Séquence diagénétique et minéraux argileux</i>	<i>34</i>
II.6 LE LOGICIEL PHREEQC	35
II.6.1 PRÉSENTATION DE PHREEQC.....	35
<i>II.6.2 Les interfaces de travail de PHREEQC</i>	<i>36</i>
<i>A/ Interface principal</i>	<i>36</i>
<i>B/ Création d'un fichier Input d'une solution à simuler</i>	<i>36</i>
<i>C/ Sélection des ions présents et les unités dans la solution</i>	<i>37</i>
<i>D/ Utilisation des phases minérales</i>	<i>38</i>
<i>E/ Exécution de la simulation</i>	<i>38</i>
<i>F/ Sélection de la database thermodynamique</i>	<i>39</i>
<i>G/ Lecture du fichier output (résultats)</i>	<i>39</i>
<i>II.7 Le database thermodynamiques lnl.dat</i>	<i>40</i>
<i>II.8 Démarche adoptée</i>	<i>40</i>
Chapitre III : Résultats et Discussion	41
III.1 INTRODUCTION.....	42
III.2 RÉSULTATS DE LA SIMULATION EN PRÉSENCE DE GISEMENT CAMBRIEN.....	42
III.3 RÉSULTATS DE LA SIMULATION EN PRÉSENCE DE L'EAU DE L'ALBIEN	43
III.4 RÉSULTATS DE LA SIMULATION DE MÉLANGE DE L'EAU DE GISEMENT CAMBRIEN ET L'EAU DE L'INJECTION ALBIEN AVEC LES PHASES MINÉRALES DE RÉSERVOIR	44
III.5 Discussion des résultats en relation avec la pétrophysique	46
CONCLUSION GÉNÉRALE	48
BIBLIOGRAPHIE	

Liste des Figures

Figure 1 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud et Hassi Guettar (WEC 2007).....	4
Figure 2 Situation géologique du champ de Hassi Messaoud et Hassi Guettar (WEC 2007).....	5
Figure 3 Coupe lithostratigraphique type des champs de HMD et HGA (Document SONATRACH 2010).	10
Figure 4 Carte des zones du champ de Hassi Messaoud.....	11
Figure 5 Situation géographique des champs de HMD et HGA	12
Figure 6 Colonne stratigraphique du Cambro-ordovicien dans le champ de HMD et HGA (Zeroug et al. 2007).....	15
Figure7 La solubilité de NaCl en fonction de profondeur.	18
Figure 8 La précipitation de BaSO4 dans les installations de fond et de surface	19
Figure 9 Les dépôts minéraux	20
Figure 10 Photos des lame minces de HGA (Boudjema D. & Ouldmadi A.)	24
Figure11 Photos des lame minces de HGA (Boudjema D. & Ouldmadi A. 2015)	25
Figure12 Photos de lame minces de HMD (Bessa, 2004)	32
Figure13 Photos des lame minces de HMD (Bessa, 2004).....	33

List des Tableaux

Tab 1. La composition ionique de l'eau de gisement en (mg/L).....	42
Tab 2. Tableau de molalité d'eau de gisement.....	42
Tab 3. Résultats de simulation saumure et roche réservoir HGA.	43
Tab 4. Composition ionique de l'eau de l'injection Albien.....	43
Tab 5. Tableau de molalité du l'eau de Albienne	43
Tab 6. Résultats de simulation eau d'injection et roche réservoir HGA	44
Tab 7. Tableau de molalité du mélange.....	44
Tab 8. Résultats de simulation de mélange de l'eau de gisement et l'eau d'injection et roche réservoir HGA.....	45

Résumé : La simulation des interactions mélange eaux d'injection utilisées pour la récupération secondaire et les grès du réservoir Cambro-ordovicien du champ de Hassi Guettar. En effet, les ciments argileux et évaporitique sont dissouts par le mélange des deux eaux. Le ciment siliceux se cristallise mais il serait évacué par le balayage des eaux d'injection. Ces résultats sont confirmés par la continuation de production du champ de Hassi Messaoud après 52 ans d'injection. En addition, les sels modélisés dissouts sont effectivement récupérés avec la production du brut à Hassi Messaoud.

Mots clés : Simulation, Phreeqc, qualités réservoirs, pétrographie, diagenèse, Hassi Guettar

Abstract: The simulation of the interactions of the mixture of injection water used for secondary recovery and the sandstones of the Cambro-Ordovician reservoir of the Hassi Guettar field showed. In fact, clay and evaporitic cements are dissolved by mixing the two waters. The siliceous cement crystallizes but it would be evacuated by the sweeping of the injection water. These results are confirmed by the continuation of production from the Hassi Messaoud field after 52 years of injection. In addition, the dissolved modeled salts are effectively recovered with the production of crude at Hassi Messaoud.

Keywords : Simulation, Phreeqc, reservoir qualities, petrography, diagenesis, Hassi Guettar

ملخص: أظهرت محاكاة تفاعلات خليط ماء الحقن المستخدم في الاستخلاص الثانوي والأحجار الرملية لخزان الكامبرو الأوردوفيشي بحقل حاسي قطار. أنه في الواقع، يتم إذابة الطين والأسمنت المنحل عن طريق خليط المياه. يتكون الأسمنت السيليسي ولكن سيتم إخلاءه عن طريق كنس ماء الحقن. وتؤكد هذه النتائج استمرار الإنتاج من حقل حاسي مسعود بعد 52 سنة من الحقن. بالإضافة إلى ذلك، يتم استخلاص الأملاح النموذجية الذائبة بشكل فعال من خلال إنتاج النفط الخام في حاسي مسعود.

كلمات المفتاح: المحاكاة، الفريكس، الصفات المكمنة، علم الصخور، التشوه، حاسي قنار

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le champ de Hassi Messaoud est parmi les plus grands champs pétroliers au monde. Il s'agit du plus grand champ d'Afrique. Sa superficie est de 4200 km². Il est entouré de plusieurs champs dits satellites tels que Hassi Guettar. L'exploitation de ce dernier a débuté en 2003, alors que celle du champ de Hassi Messaoud a commencé en 1959. Le cambro-ordovicien est le réservoir producteur aux niveaux des deux champs. Vu la chute de pression au champ de Hassi Messaoud, l'injection d'eau a débuté en 1970. Cela fait 50 ans d'injection continue d'eau. Parallèlement, l'injection d'eau au niveau de Hassi Guettar vient à peine de commencer. Dans le champ de Hassi Messaoud, la récupération secondaire avec l'injection d'eau a posé beaucoup de problèmes parce que l'incompatibilité des eaux d'injection albiennes avec les saumures cambriennes provoque la déposition des plusieurs sels et solides le long du trajet du brut produit, depuis les équipements du fond, le long du tubing, la tête du puits, les séparateurs et le réseau de collecte. Plusieurs solutions ont été appliquées pour diminuer ces solides pour préserver, voire augmenter la production de pétrole.

L'objectif de ce présent travail est d'étudier avec les méthodes appropriées l'effet de l'injection d'eau sur les propriétés réservoirs au niveau de la roche elle-même. C'est-à-dire l'effet de mélange des eaux douces albiennes avec les saumures chargées cambriennes sur la pétrographie fine, tels que les ciments et les éléments secondaires, du réservoir cambro-ordovicien. Pour ce faire, les analyses pétrographiques et diagenétiques du même réservoir des champs de HMD et HGA ont été utilisées pour déterminer l'effet de l'injection sur la matrice cambro-ordovicienne. L'état initial de la roche réservoir est celui des grès de HGA actuel non encore envahi par les eaux d'injection ; et l'état final du même réservoir est celui des grès de HMD qui ont subi 50 ans d'injection. La simulation de l'injection dans les grès de HGA donnerait en principe la matrice actuelle de HMD.

La modélisation a été faite à l'aide du logiciel Phreeqc et la base de données lnl.dat dédiée aux hautes températures et pressions.

Ce travail commence par une présentation des deux champs chapitre 1, avec plus de détails sur la pétrographie et la diagenèse chapitre II. Ensuite la présentation du logiciel Phreeqc, pour arriver enfin à la simulation et ses résultats. Ces derniers seront discutés de manière critique.

Chapitre I :Présentation des champs
de Hassi Messsaoud et de Hassi
Guettar

I.1 Introduction

Situé au cœur du désert du Sahara en Algérie, le champ pétrolier de Hassi Messaoud représente le plus vaste gisement d'hydrocarbures du pays, jouant un rôle vital dans sa production nationale. Couvrant une étendue considérable d'environ 4200 km², sa découverte et son développement ont marqué un tournant majeur dans l'histoire énergétique de l'Algérie, contribuant de manière significative à son économie et à sa renommée internationale dans l'industrie pétrolière.

Grâce à sa localisation stratégique, éloignée des centres urbains mais proche des principales infrastructures logistiques, Hassi Messaoud est un pilier essentiel de l'industrie énergétique en Algérie et dans la région environnante.

I.2 Historique du champ de Hassi Messaoud

Le gisement de HMD a été découvert par deux sociétés françaises : la CFPA (Compagnie Française des Pétroles d'Algérie) et la SN-REPAL (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie). En 1946, la SN-REPAL a lancé ses opérations de recherche dans le Sahara.

Trois ans plus tard, elle a débuté la prospection géophysique par reconnaissance gravimétrique. Le 15 janvier 1956, cette société a réalisé le premier forage, le MD1, révélant des grès du Cambrien producteurs de pétrole à une profondeur de 3338 mètres. Le 16 mai de la même année, à 7,5 kilomètres au nord du MD1, un deuxième puits, l'OM1, a été foré dans le prolongement du gisement par la CFPA.

Entre 1959 et 1964, 153 puits ont été forés et mis en exploitation. Le 31 décembre 1963, la Société Nationale Algérienne de Transport et Commercialisation des Hydrocarbures (SONATRACH) a été créée pour prendre en charge la recherche et l'exploitation des hydrocarbures.

Aujourd'hui, elle est reconnue comme un groupe pétrolier assurant des missions stratégiques dans la recherche, la production, le transport, le traitement et la commercialisation des hydrocarbures.

À partir de 1968, le rythme des forages s'est intensifié avec une moyenne de 32 puits par an, et la production a atteint 32,2 millions de tonnes en 1970.

Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, le nombre de forages n'a cessé d'augmenter, atteignant en 1977 une moyenne de 34 puits par an.

À ce jour, 1437 puits ont été forés, avec 15 autres en cours de réalisation.

I.3 Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, il se trouve dans la province d'Ouargla, à environ 85 kilomètres au sud-ouest, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 4200 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante : 790.000 à 840.000 E et 110.000 à 150.000 N.

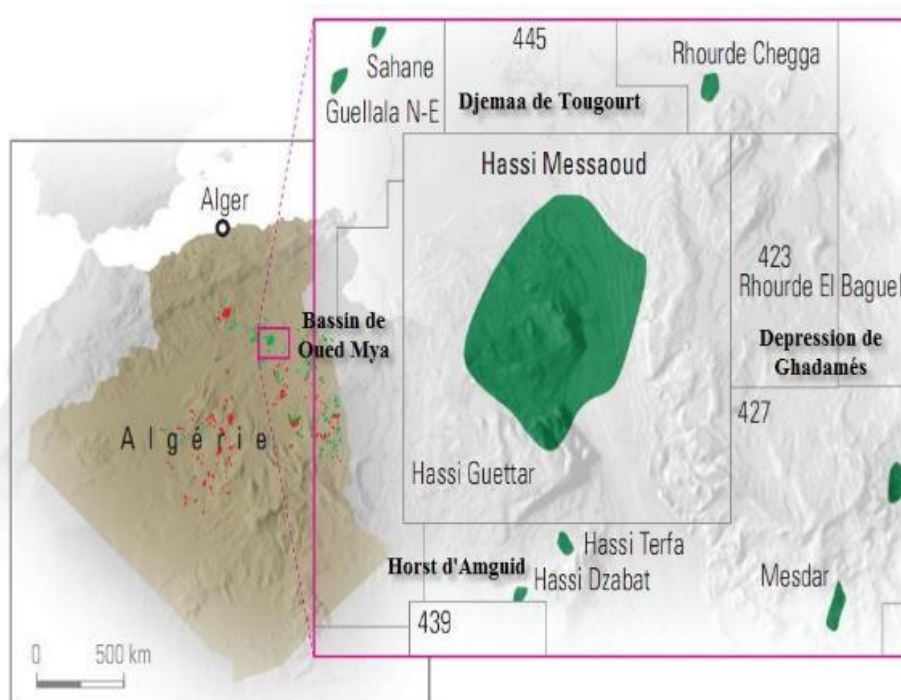


Figure 1 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud et Hassi Guettar (WEC 2007)

I.4 Cadre géologique

La structure de Hassi Messaoud correspond au prolongement vers le Nord du mole d'Amguid El Biod et occupe la partie centrale de province triasique. Cette structure est limitée (Fig.2) au Nord, par la structure Djemaa-Touggourt ; au Sud par le haut-fond d'Amguid-El Biod, à l'Est par les dépressions de Dahar et de Ghadamès, et enfin à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.

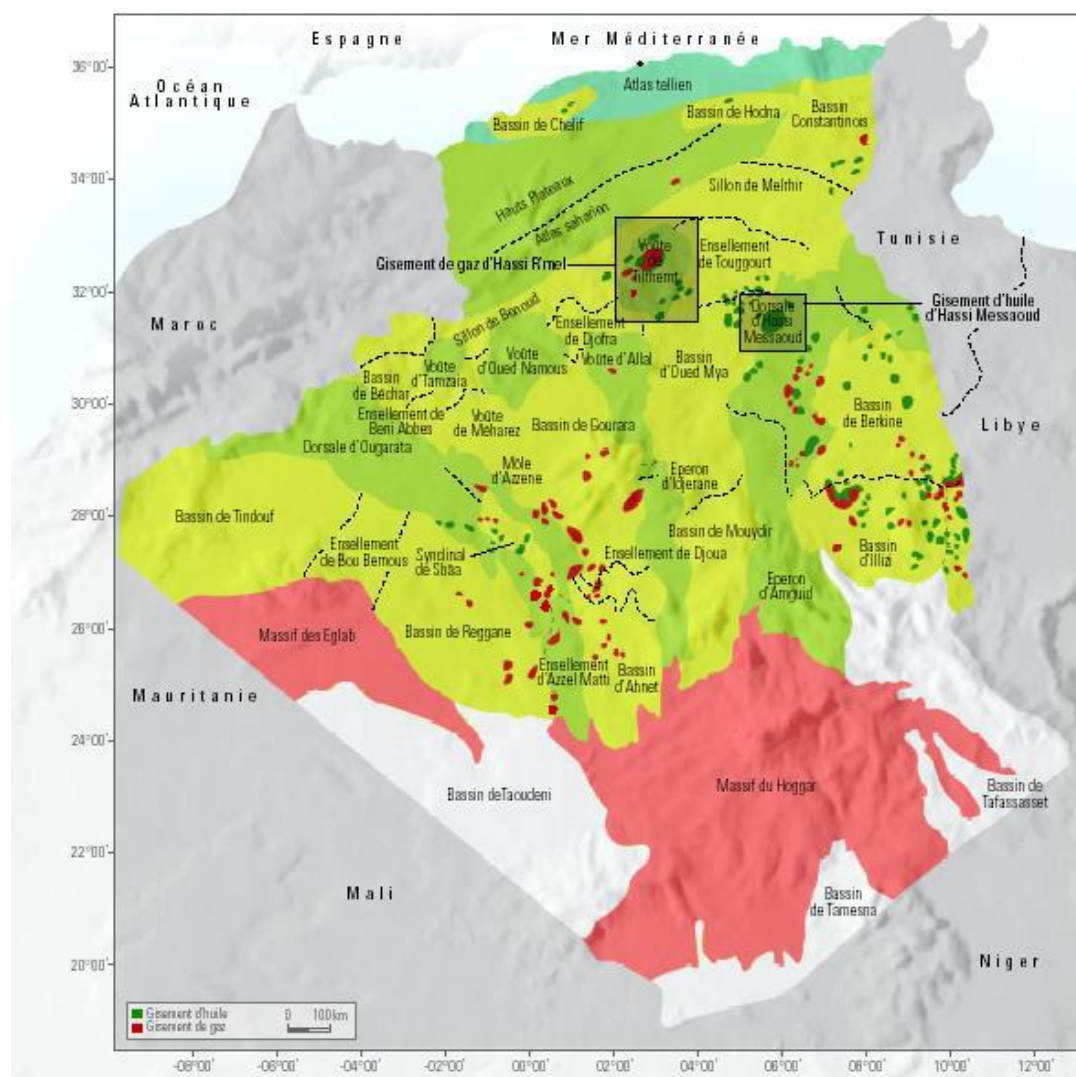


Figure 2 Situation géologique du champ de Hassi Messaoud et Hassi Guettar (WEC 2007)

I.5 Aperçu lithostratigraphique des champs de HMD et HGA

Pour étudier la géologie de la zone de "Hassi-Messaoud", nous élargirons notre champ d'investigation à l'ensemble du Bas Sahara en raison de l'ampleur des phénomènes géologiques, stratigraphiques et tectoniques qui caractérisent la région.

La région de "Hassi-Messaoud" fait partie du Bas Sahara, qui se présente sous la forme d'une cuvette synclinale caractérisée par un remplissage sédimentaire plus ou moins circulaire avec un diamètre de 600 km. Les profondeurs les plus importantes se trouvent au nord, dans la fosse Sud saharienne.

Chapitre I : Présentation des champs de Hassi Messsaoud et de Hassi Guettar

En conséquence, les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien. En se déplaçant vers la périphérie du champ, la séquence stratigraphique devient plus complète.

De la base au sommet on distingue :

I.5.1 Socle

Rencontré aux environs de 4000 mètres de profondeur, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

I.5.2 Infracambrien

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région, notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grès argileux rouges.

I.5.3 Paléozoïque

Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance; c'est la discordance panafricaine.

I.5.3.1 Cambrien

Essentiellement constituée de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silstones argileux, micacés.

On y distingue quatre (04) lithozones Ra, Ri, R2 et R3.

❖ **Lithozone R3** Son épaisseur moyenne est de 370 m.

Il se compose de grès feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

❖ **Lithozone R2** Son épaisseur moyenne est de 100m.

Il se compose de grès moyens à grossiers micacés, mal classés à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

❖ **Lithozone Ra** Son épaisseur moyenne est de 125m.

Il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltstones centimétriques et décimétriques. Les Stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

❖ **Lithozone Ri** Son épaisseur moyenne est de 42m.

Chapitre I : Présentation des champs de Hassi Messsaoud et de Hassi Guettar

Il se compose de grès quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciment Argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillites.

I.5.3.2 Ordovicien

On distingue de la base au sommet quatre (04) unités lithologiques

❖ **Zone des alternances** Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs quartzites fins isométriques.

❖ **Argiles d'El-Gassi** son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à Noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

❖ **Grès d'EL Atchane** son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

Cette formation est constituée de grès fins à très fins, gris-beige à gris-sombre. Ces grès Peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

❖ **Quartzites de Hamra** son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argile.

I.5.4 Mésozoïque

I.5.4.1 Le Trias

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. C'est un faciès très varié résultant de la transgression qui fut à caractère laguno-marin, accompagnée par des coulées éruptives. Il est subdivisé en :

❖ **Trias éruptif** Son épaisseur varie entre 0 et 92 mètres.

Localement on rencontre des coulées éruptives interstratifiées avec des grès du Trias, cela Semble indiquer la présence de plusieurs épanchements de coulées venant s'intercaler dans les Faciès détritiques ces coulées ont souvent eu lieu dans les vallées hercyniennes.

❖ **Trias argilo- gréseux** Son épaisseur moyenne est de 35 mètres.

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités Qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagénétiques

- Les grès supérieurs

- Les grès inférieurs

❖ **Trias argileux** Son épaisseur moyenne est de 113 mètres.

Il est constitué d'argiles dolomitiques ou silteuses intercalés de banc de sel de couleur brunrouge.

❖ **Trias salifère** Son épaisseur moyenne est de 340 mètres.

Il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitique.

I.5.4.2 Le Jurassique Son épaisseur moyenne est 844 mètres.

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

❖ **Lias** Son épaisseur moyenne est de 300 mètres.

Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous

Le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (5) niveaux bien Distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur.

❖ **Dogger** Son épaisseur moyenne est de 320 m.

Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger Argileux au sommet.

❖ **Malm** Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

Il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de Calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

I.5.4.3 Le Crétacé

Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.

Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue

❖ **Néocomien** Son épaisseur est de 185 mètres.

Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

❖ **Barrémien** Son épaisseur moyenne est de 277 mètres.

Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

❖ **Aptien** Son épaisseur est de 25 mètres.

Chapitre I : Présentation des champs de Hassi Messsaoud et de Hassi Guettar

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux .La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

❖ **Albien** Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.

❖ **Cénomanién** Son épaisseur moyenne est de 148 mètres.

Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

❖ **Turonien** Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.

Alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien représente la nappe d'eau salée.

❖ **Sénonien** Son épaisseur moyenne est de 230 mètres.

A la base, une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise , au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

I.5.5 Le Cénozoïque

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres.

Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

Chapitre I : Présentation des champs de Hassi Messsaoud et de Hassi Guettar

Ere	Etage	Formation	Lithologie	Ep	Description	
M E S O Z O I Q U E	CENOZOÏQUE	MIO PLOCENE		239	Sable, calcaire	
		EOCENE		122	Calcaire	
	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
		ANHYDRITIQUE		209	Anhydrite, marne, dolomie	
		SALIFERE		149	Sel massif	
	CRETACE	TURONIEN		112	Calcaire	
		CENOMANIEN		147	Marne, calcaire, dolomie	
		ALBIEN		362	Grès, argile	
		APTIEN		24	Dolomie	
		BARREMIEN		276	Argile, sable	
		NEOCOMIEN		182	Dolomie, marne, argile	
		JURASSIEN	DOGGER	MALM		226
	ARGILEUX				107	Argile, marne
	LAGUNAIRE				211	Anhydrite, dolomie
LIAS	LD1			66	Dolomie, anhydrite, argile	
	LS1			90	Sel, anhydrite	
	LD2			55	Dolomie, marne	
	LS2			58	Sel massif	
	LD3			31	Dolomie, marne	
TRIAS	TS1			46	Anhydrite, argile	
	TS2			189	Sel, argile, anhydrite	
	TS3		202	Sel massif		
	ARGILEUX		113	Argile		
PALÉOZOÏQUE	ORDOVICIEN	GRESEUX		0-35	Grès, intercalations d'argile	
		ERUPTIF		0-92	Roches volcaniques	
		Quartzites de Hamra		75	Grès quartzite très fins à tigillites	
		Grès d'El-Atchane		25	Grès fins glauconieux	
	CAMBRIEN	Argiles d'El-Gassi		50	Argile verte ou noire	
		Zones des Alternances		18	Alternances grès et argiles	
		Cambrien R1		45	Grès isométriques à tigillites, silt	
		Cambrien Ra		125	Grès Anisométriques, silt	
		Cambrien R2		100	Grès argileux grossiers, silt argileux	
		Cambrien R3		370	Grès grossiers, argiles et silt argileux	
ARCHAÏQUE	Infra-Cambrien		45	Grès argileux rouges		
	Soole			Granite et gneiss		

Figure 3 Coupe lithostratigraphique type des champs de HMD et HGA (Document SONATRACH 2010).

I.6 Zonation du champ de Hassi-Messaoud

Le champ de Hassi-Massaoud est découpé en zones tenant compte des isopressions. L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de diviser le sous Champ dans 25 zones de production (Fig 3). Une zone de production est définie comme un ensemble des puits qui se comportent de la même manière du point de vue de la pression du réservoir. les puits de cette zone, une quantité établie de pétrole est drainée ensemble.

Il est parfois important de souligner que le facteur pression ne peut pas être le seul critère de caractérisation des zones. Il convient également de noter que la division actuelle n'est pas définitive car la même zone peut être divisée en sous-zones.

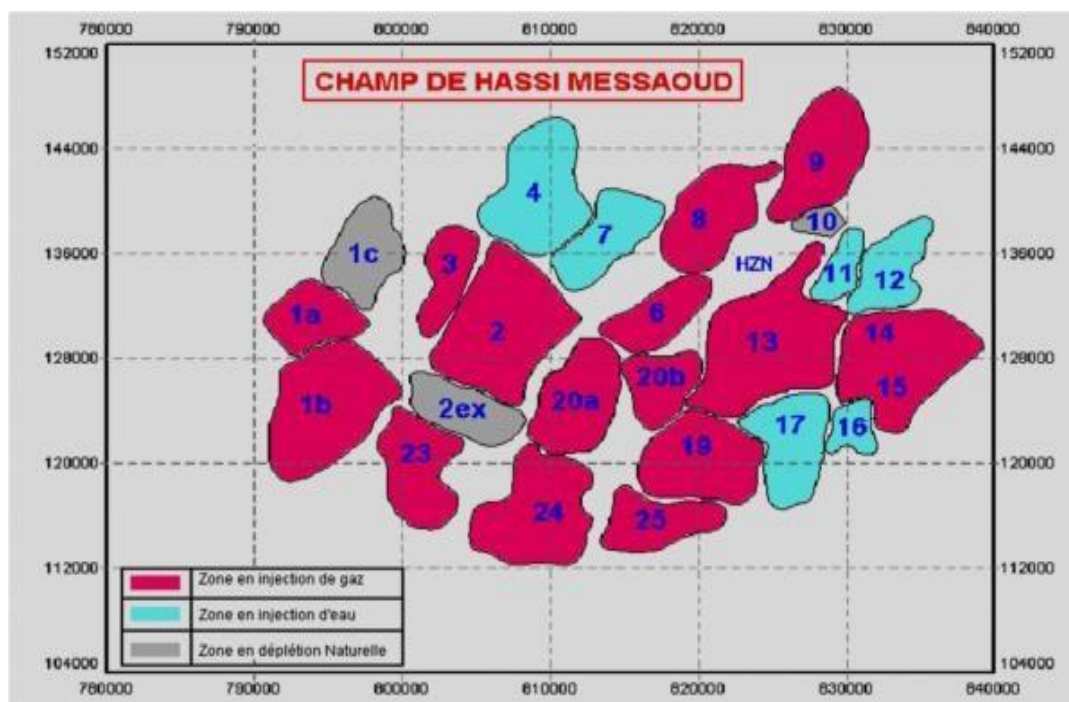


Figure 4 Carte des zones du champ de Hassi Messaoud

I.7 Les grands traits du Hassi Guettar

I.7.1 Géographie

Hassi Guettar est une structure satellite positionnée au sud-ouest du champ Hassi Messaoud, située au sein du bloc n°427, s'étendant sur les longitudes 5°30' à 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' à 31°40' Nord. Il fait partie de la province triasique de la plateforme saharienne. La formation géologique de Hassi Guettar se situe au sommet de la crête Amguid El Biod / Hassi Messaoud.

I.7.2 Géologie

Les limites géologiques du champ de HGA sont :

- Le synclinal de Touggourt au Nord,
- La crête de l'Amguid, qui fait office de séparateur entre le bassin de l'Illizi et le bassin du Mouydir, aLe bassin de Berkine à l'est,
- Le bassin d'Oued MA à l'ouest,
- Le dôme de Dahar au nord-est.

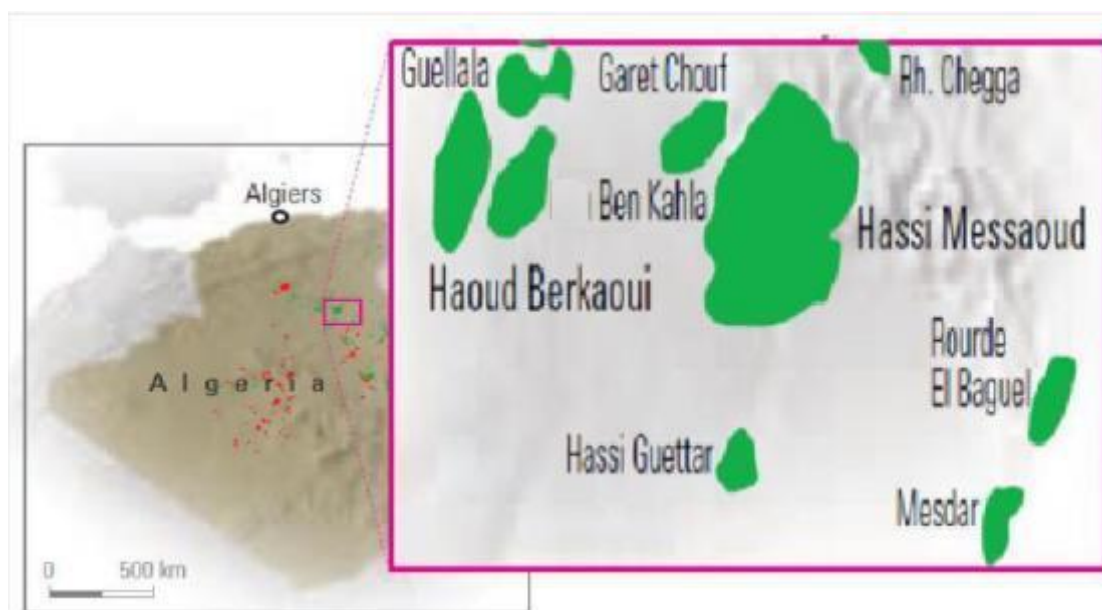


Figure 5 Situation géographique des champs de HMD et HGA

I.7.3 Stratigraphie

La particularité lithostratigraphique du champ de HGA est la diminution de l'effet de la discordance hercynienne car les termes de l'Ordovicien sont conservés. La colonne lithostratigraphique type est présentée sur la (figure 6).

- **Le socle**

Il est composé de granites porphyroïdes roses, identifiés par analogie avec le champ de Hassi Messaoud.

- **L'Infracambrien**

Il est constitué de grès argileux rouges qui sont mis en évidence au nord de la région sur une épaisseur de 45 mètres.

- **Le Paléozoïque**

Ses dépôts reposent en discordance majeure sur un substrat précambrien et comprennent

- a. **Le Cambrien**

Il se divise en cinq zones basées sur des critères granulométriques, avec une diminution de la taille des grains vers le haut et une augmentation du pourcentage d'argiles en sens inverse. Du bas vers le haut, le Cambrien comprend

- **L'unité Ri** composée de grès isométriques fins à moyens, principalement siliceux à silico-quartzitiques, avec des intercalations d'argile noire indurée, silteuse et micacée, ainsi que des Tigillites, des traces de pyrite et de lignite, et parfois des roches ignées.
- **L'unité Ra** caractérisée par des grès anisométriques, parfois micro-conglomératiques, principalement siliceux à silico-quartzitiques, avec des intercalations d'argile grise indurée, silteuse, micacée et feuilletée, marquées par des traces d'illite et la présence de Tigillites.
 - **Les unités R2 et R3** constituées de grès et de conglomérats, à dominante quartzitique et argileuse, sans intérêt pétrolier. La zone R2 présente une granulométrie plus fine avec un ciment plus argileux (kaolinite), tandis que la zone R3 est principalement composée de grès grossiers et de conglomérats à la base, avec un ciment argilo-dolomitique.

- b. **L'Ordovicien**

Le périmètre étudié est subdivisé en plusieurs unités, avec des variations de faciès rencontrées dans la région étudiée. Ces unités sont les suivantes, de haut en bas.

- **L'Éruptif** Présent sous forme d'intercalations dans les grès des réservoirs Ra et Ri ainsi que dans les Argiles d'El Gassi. Leur épaisseur varie de 19m à 33m dans le Ri, de 5m à 69m dans les Argiles d'El Gassi, et de 7m dans le Ra. Dans la plupart des sondages, deux intervalles éruptifs sont traversés dans le même encaissant, tandis que dans d'autres puits, trois intervalles peuvent être rencontrés dans le même faciès, parfois un seul intervalle, surtout dans les grès des réservoirs Ri et Ra. Ces corps éruptifs se présentent sous forme de roches sombres, à texture très fine, et parfois fracturées.
- **Les quartzites de Hamra** Composés de grès fins à moyens, silico-argileux à quartzitiques, avec de fines intercalations d'argile grise-verte, indurée et silteuse.
- **Les grès d'El Atchane** Se présentant sous forme de grès d'environ 30 mètres d'épaisseur en moyenne, de couleur gris clair, siliceux à quartzites, parfois micacés avec présence de glauconie. Ils sont intercalés de fines intercalations d'argile gris foncé, silteuse, micacée et indurée.
- **Les argiles d'El Gassi** Constituées d'argile grise à gris foncé, silteuse, indurée, localement schisteuse, avec des intercalations de grès gris-blanc à gris-vert, fins à moyens, rarement grossiers, silico-argileux à quartzites, pyriteux, glauconieux, avec présence de corps éruptifs rencontrés dans quelques sondages.
- **La zone des alternances** Une zone où des lits d'argile noire, indurée, silteuse et micacée alternent avec des grès gris clair, fins à très fins, silico-quartzitiques, durs, avec une abondance de Tigillites.

I.8. Production

La production dans le champ de HGA concerne aussi bien le cambro-ordovicien que le Trias (Fig 7).

Chapitre I : Présentation des champs de Hassi Messaoud et de Hassi Guettar

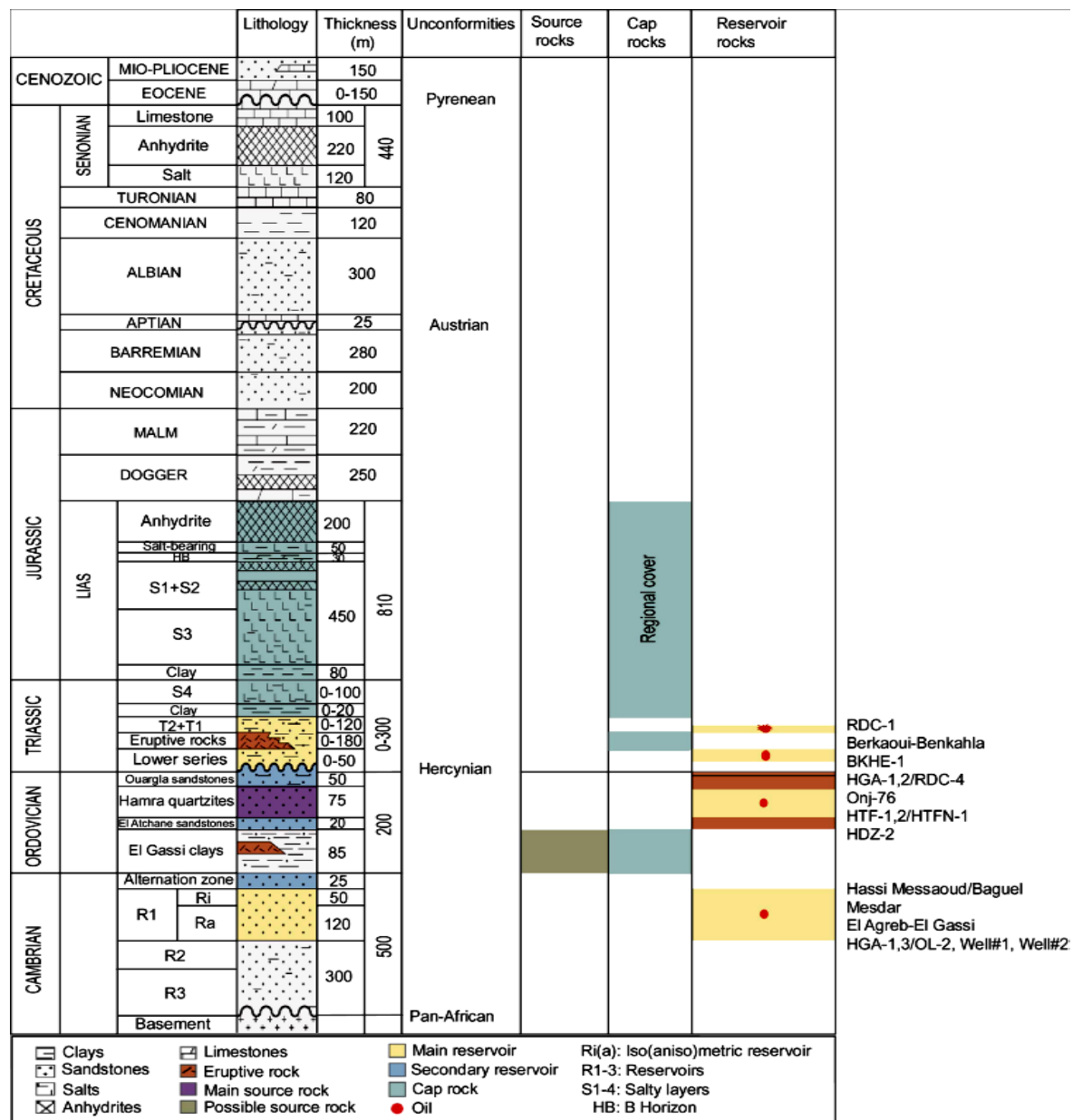


Figure 6 Colonne stratigraphique du Cambro-ordovicien dans le champ de HMD et HGA (Zeroug et al. 2007)

Chapitre II :

Matériels et Méthodes

II.1 Introduction

Dans le champ de Hassi Messaoud, des dépôts ont été récupérés lors de l'exploitation. Ces dépôts rencontrés le long du trajet de hydrocarbures depuis le fond du puits jusqu'en surface, ont causé divers problèmes production. Ils représentent un véritable obstacle en ralentissant la productivité. On distingue deux types, les dépôts minéraux, présents dans les eaux accompagnant le brute, et les dépôts organiques, issus de certaines matières naturellement présentes dans le pétrole. Indésirables, ces dépôts perturbent le bon fonctionnement des installations.

II.2 Les différents dépôts minéraux rencontrés dans les champs pétroliers

II.2.1 Halite ou Chlorure de sodium NaCl

Dès que le champ de Hassi Messaoud a commencé à être exploité, la présence de sel est rapidement devenue l'un des principaux défis. Les variations de pression et de température pendant la production entraînent la cristallisation des sels, principalement du chlorure de sodium (NaCl). Certaines eaux de formation peuvent contenir jusqu'à 350 g/l de chlorure de sodium, atteignant presque la saturation. Une évaporation minimale due à la baisse de pression provoque une précipitation importante de ce sel. Malgré cela, le dépôt de sel est le moins préoccupant pour les exploitants, et une simple injection d'eau douce suffit à l'empêcher de se former.

L'évaporation partielle de l'eau due à la chute de pression entre le gisement et le fond du puits résulte la sursaturation de cette eau et la précipitation des cristaux

A Hassi Messaoud les principaux dépôts se trouvent aux niveaux de :

- Parois de tubing à différentes profondeurs.
- Liners entre les perforations, sous l'effet de la chute de pression entre la pression de gisement et celle du fond.
- Au niveau de la vanne SSV.

Au niveau de la vanne d'injection d'eau sous l'effet de contact de l'eau injectée avec le fluide produit.

- Au niveau de la duse réglable.
- Au-dessus de la vanne de gaz lift à cause de la chute considérable de la température.
- Au point de contact du gaz décanté à 20° C et l'effluent qui a une température de 100°C.

La solubilité de ce sel augmente avec la profondeur (Fig 7).

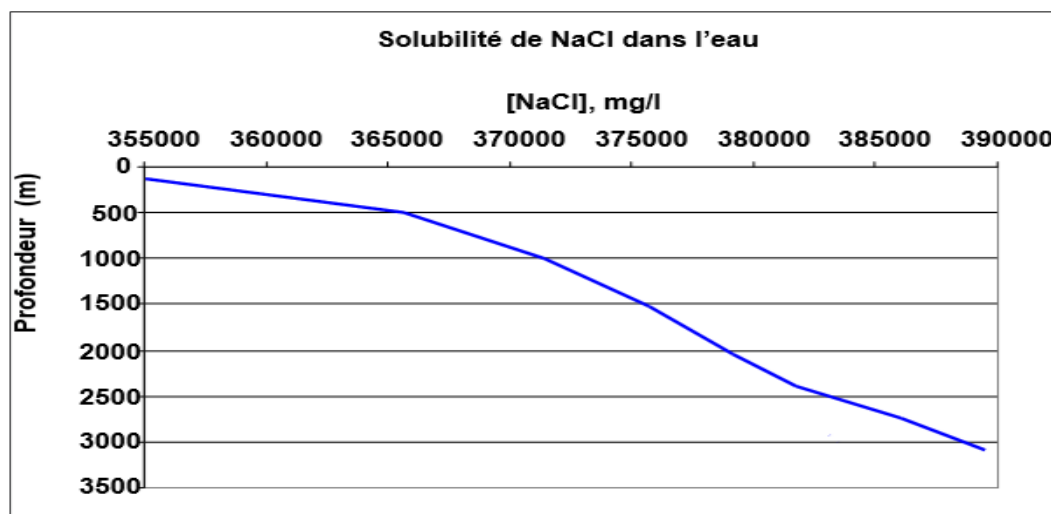


Figure 7 La solubilité de NaCl en fonction de profondeur.

II.2.2. Calcite ou Carbonate de calcium CaCO₃

Les dépôts de carbonate sont prévus pour se former en raison de chutes de pression pendant la production. Les carbonates de calcium, des sels qui se forment par une réaction de précipitation, résultent de la combinaison des ions calcium avec les ions carbonates ou bicarbonates selon les réactions suivantes :



Ces carbonates apparaissent en raison du départ de CO₂, à l'augmentation de la température, à une baisse de la pression, ou à la sursaturation prolongée. L'effet inverse de la pression et de la température rend difficile la prévision de leur formation. Par conséquent, il est préférable d'utiliser des techniques préventives, telles que des inhibiteurs (retardateurs de cristallisation) ou des traitements acides, bien que ces derniers soient rarement employés. Les carbonates étant très solubles dans les acides, leur traitement entraîne un dégagement de CO₂, ce qui pose un problème majeur de corrosion.

II.2.3 Barite ou Sulfate de baryum BaSO₄

La précipitation de BaSO₄ aux fonds des puits, le tubing et dans les installations de surface. Suite à l'interaction de l'eau contenue dans le réservoir (eau de gisement cambro-ordovicien qui est chargée en baryum Ba²⁺), et l'eau injectée (eau d'injection chargée en élément sulfate SO₄²⁻), le sulfate de baryum se précipite, formant ainsi le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres. Il est crucial d'éviter sa formation, car il crée des bouchons imperméables et comatants qui sont résistants à l'acide et aux bases faibles. En général, les problèmes causés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité entre deux types d'eaux. Ce contact peut se produire lors du lavage continu destiné à éviter les dépôts de sels, ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour maintenir sa pression. L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs, où le mélange se produit et le sulfate de baryum précipite. Les cristaux se collent alors aux parois des tubages, formant ainsi un dépôt insoluble et très compact. Ces réactions indésirables entraînent des répercussions significatives sur le procédé d'extraction de pétrole, entraînant une diminution de la production pétrolière. La précipitation de BaSO₄ affecte l'ensemble de la chaîne de production, des fonds des puits aux installations de surface, provoquant le bouchage des puits et la corrosion des installations (Fig 9).

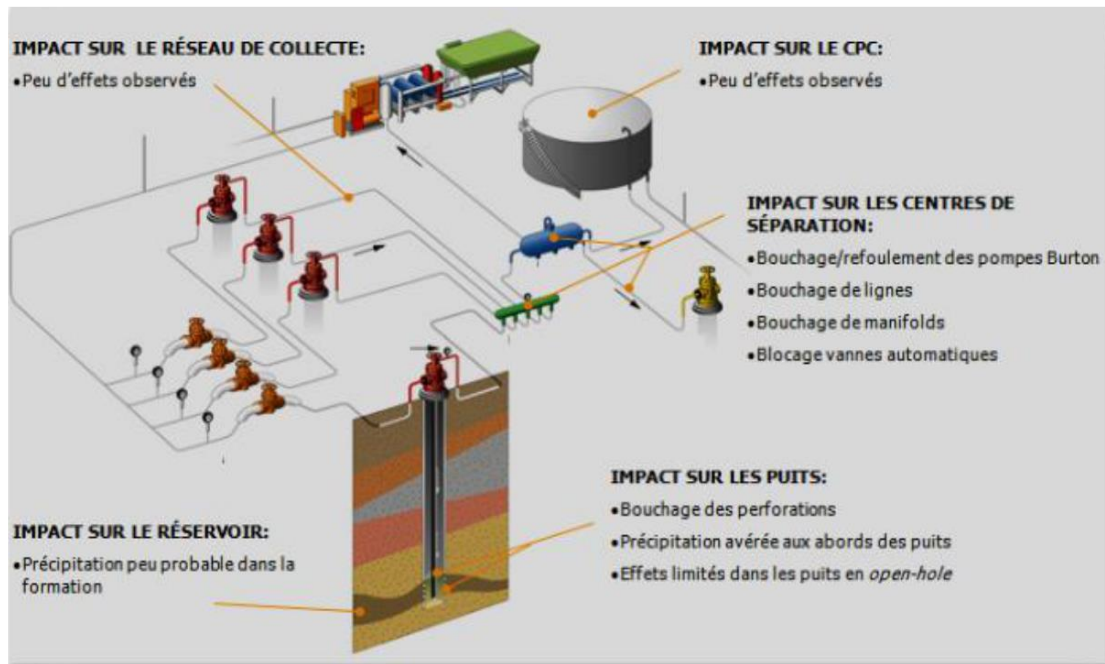


Figure 8 La précipitation de BaSO₄ dans les installations de fond et de surface

II.2.4 Anhydrite ou Sulfate de calcium (CaSO₄)

Le dépôt de sulfate de calcium est l'un des dépôts courants rencontrés lors de l'exploitation des gisements pétroliers, principalement dû à l'incompatibilité des eaux d'injection. Une des principales causes de la formation de ces dépôts est la baisse de pression que subit l'effluent tout au long du puits. L'évaporation partielle de l'eau de gisement peut également entraîner une sursaturation, conduisant ainsi à une précipitation rapide.

Il se dépose en grande partie dans le tubing et peut se déposer dans la roche réservoir. La combinaison entre les ions Ca²⁺ et SO₄²⁻ donne la formation d'un précipité de sulfate de calcium selon la réaction suivante : $\text{Ca}^{2+} + \text{SO}_4^{2-} \rightarrow \text{CaSO}_4 \downarrow$

II.2.5 Célestine ou Sulfate de Strontium (SrSO₄)

Le dépôt de sulfate de strontium est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium, sa solubilité diminue avec la température. Il est généralement déposé dans le tubing. La précipitation du SrSO₄ peut se produire par : évaporation de l'eau, augmentation de la température, mélange d'eaux incompatibles . Les dépôts de SrSO₄ sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides.



Sulfate de baryum



Carbonates de calcium CaCO₃



Sulfate de Strontium (SrSO₄)



Chlorure de sodium NaCl

Figure 9 Les dépôts minéraux

II.3 L'injection d'eau (water flooding)

C'est le procédé adopté pour la récupération secondaire des hydrocarbures Il est le plus ancien et encore le plus utilisé. Son objectif n'est pas seulement la récupération, mais aussi d'augmenter la production sans déclin de pression de grisement. C'est le maintien de la pression. L'injection peut être soit répartie dans la zone pétrolifère, soit périphérique dans un aquifère existant.

Les eaux utilisées pour l'injection dans les champs de HMD et de HGA proviennent de l'aquifère albien connu sous le nom du continental intercalaire. Il est crucial que l'eau soit injectable une perméabilité suffisante et une compatibilité avec l'eau du gisement sont nécessaires. En effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place peut provoquer des précipités insolubles qui obstruent les puits.

II.3.1 les eaux de gisements (saumures pétrolières)

Il est important de comprendre que la production de pétrole brut s'accompagne toujours de la production de gaz de pétrole et d'une quantité d'eau plus ou moins importante selon le gisement. La présence de cette eau est due à diverses causes, notamment des causes naturelles, telles que la roche réservoir elle-même qui peut en retenir des quantités considérables. Cette dernière est généralement très chargée en sels jusqu'à la sursaturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum et strontium, sous forme de sulfates, de carbonates, de bicarbonates et de chlorures. L'eau de gisement accompagne le pétrole brut. Cette eau de gisement ou de formation peut provenir soit de l'aquifère situé à la base des gisements pétroliers, soit de la roche réservoir elle-même.

La composition chimique de l'eau de gisement de HMD et HGA est présentée sur le tableau suivant :

pH	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba ²⁺	Fe ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
4	80000	6000	36000	170	800	3200	210000	0	0

II.3.2. Les eaux d'injection (albiennes)

L'eau d'injection employée pour la récupération du pétrole peut provenir de différentes sources. Dans le cas du champ de Hassi-Messaoud, la source des eaux d'injection est la nappe aquifère de l'Albien, également appelée le continental intercalaire, qui est l'un des plus grands aquifères au monde. Dans le champ de Hassi-Messaoud, l'Albien se situe à une profondeur de 1600m à 1700m.

La composition chimique de l'eau de albienne de HMD et HGA est présentée sur le tableau suivant :

pH	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻
7	170	250	40	210	70	600	420

D'après la composition chimique de ces deux eaux, il est à retenir que la saumure cambrienne ne contient pas les sulfates, les bicarbonates et les carbonates. Son pH est très acide. Elle est également riche en fer et en baryum.

En revanche, l'eau d'injection albienne ne contient pas de fer, de baryum et elle renferme des sulfates et des bicarbonates. Son pH est neutre.

II.4 Synthèse pétrographique et diagenétique du réservoir cambro-ordovicien dans les champs de HMD et HGA.

La pétrographie et la diagenèse de des grès du réservoir cambro-ordovicien est très étudiée et connue. Une synthèse a été faite à partir des études de A partir des études pétrographiques et diagenétique et déjà effectuée par Boudjema D. & Oulmadi A. (2015) et Bessa F. 2004).

II.4.1 Synthèse pétrographique de champ HGA

Les éléments constituant la roche réservoir cambro-ordovicienne sont : le quartz, les micas, et les minéraux lourds. Les ciments sont représentés par les ciments argileux qui sont la kaolinite, l'illite, la montmorillonite, et le chlorite, les ciments siliceux, le ciment pyriteux, les ciments carbonatés et les ciments ferrugineux.

A/ Les éléments constitutifs

❖ Quartz

Les grains de quartz dans ce réservoir sont moyens, parfois grossiers. Ils ont des angles arrondis. Leur classification est moyenne à à médiocre. Le pourcentage de ces grains varie entre 47% et 87%.

❖ Mica

Elle est toujours représentée sous forme de muscovite, avec un pourcentage généralement inférieur à 7%. Son pourcentage augmente avec l'augmentation de la proportion d'argile.

❖ Minéraux lourds

Ils sont toujours représentés sous forme de zircon et leur proportion est très faible.

B/ les ciments

❖ Les ciments argileux

Ils sont représentés principalement par la kaolinite et l'illite, et par le chlorite en moindre proportion. Leur pourcentage varie généralement entre 1% et 45%.

- a) **La kaolinite** : elle est généralement représentée dans la majeure partie du ciment argileux 15% et 89%. Et il se présente habituellement sous forme de grains de quartz.
- b) **L'illite** : elle est généralement moins présente que la kaolinite. Cependant, elle peut rarement atteindre des proportions allant jusqu'à 90%.

❖ Le ciment pyriteux

Il se trouve entre les interstices des grains dans les roches, ainsi que dans les fissures résultant de l'érosion. Sa proportion varie entre 1% et 10%.

❖ Le ciment siliceux

Ce ciment est représenté par la silice de nourrissage précoce et la silice de compaction tardive. Avec un pourcentage total qui varie de 1% à 8%.

II.4.2 Synthèse diagenétique de champ Hassi Guettar

II.4.2.1 Rappels sur la diagenèse

La diagenèse est l'ensemble des processus physicochimiques et biochimiques par lesquels les dépôts de sédiments meubles sont transformés en roches sédimentaires. Ces transformations ont généralement lieu à faible profondeur, donc dans des conditions de pression et de température peu élevées et où les interactions eaux roche jouent un rôle tout à fait prépondérant dans les processus d'induration. Ces transformations engagent des processus variés, notamment la compaction, la déshydratation, la dissolution, la cimentation, l'épigénisation, et la métasomatose.

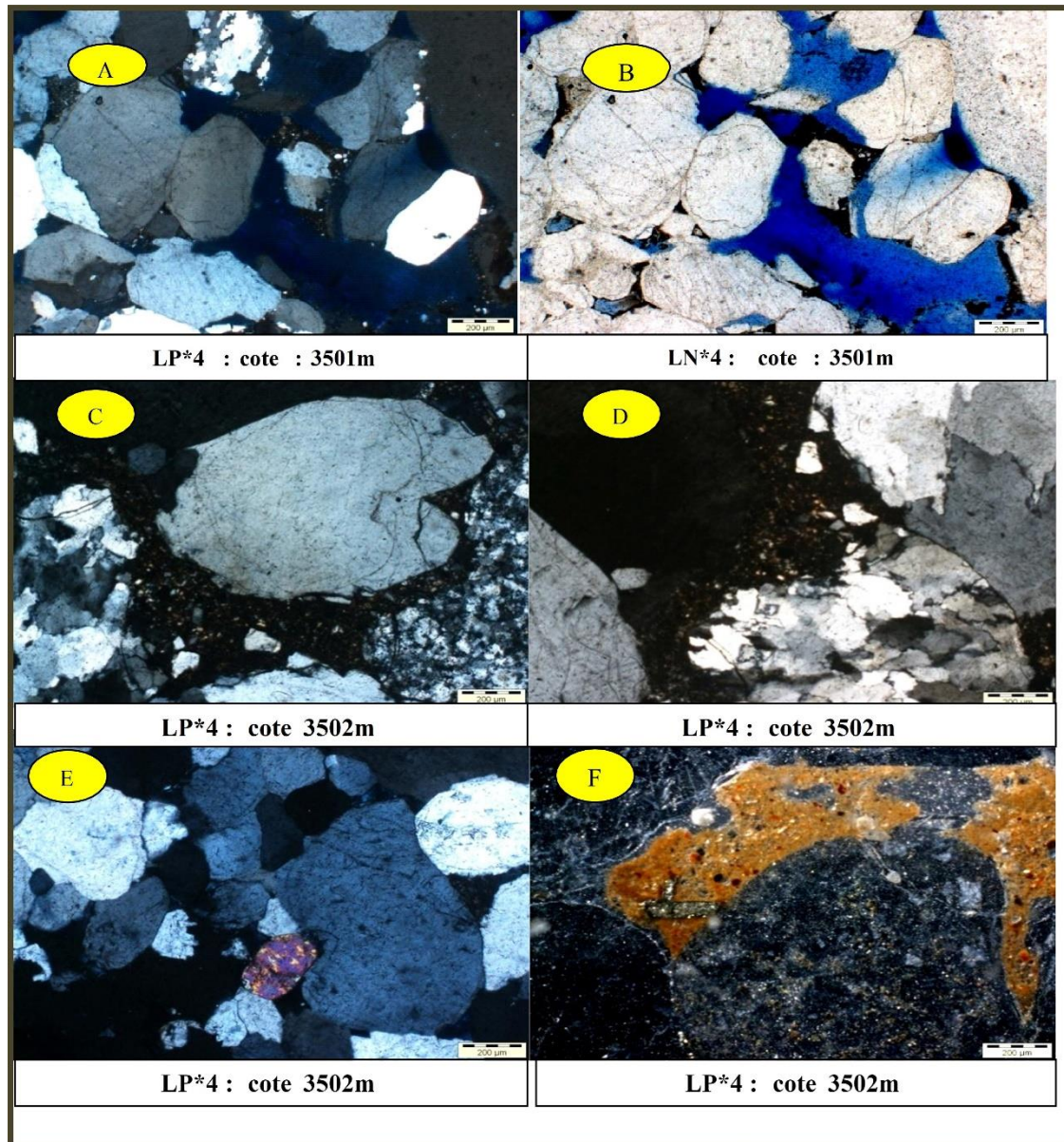


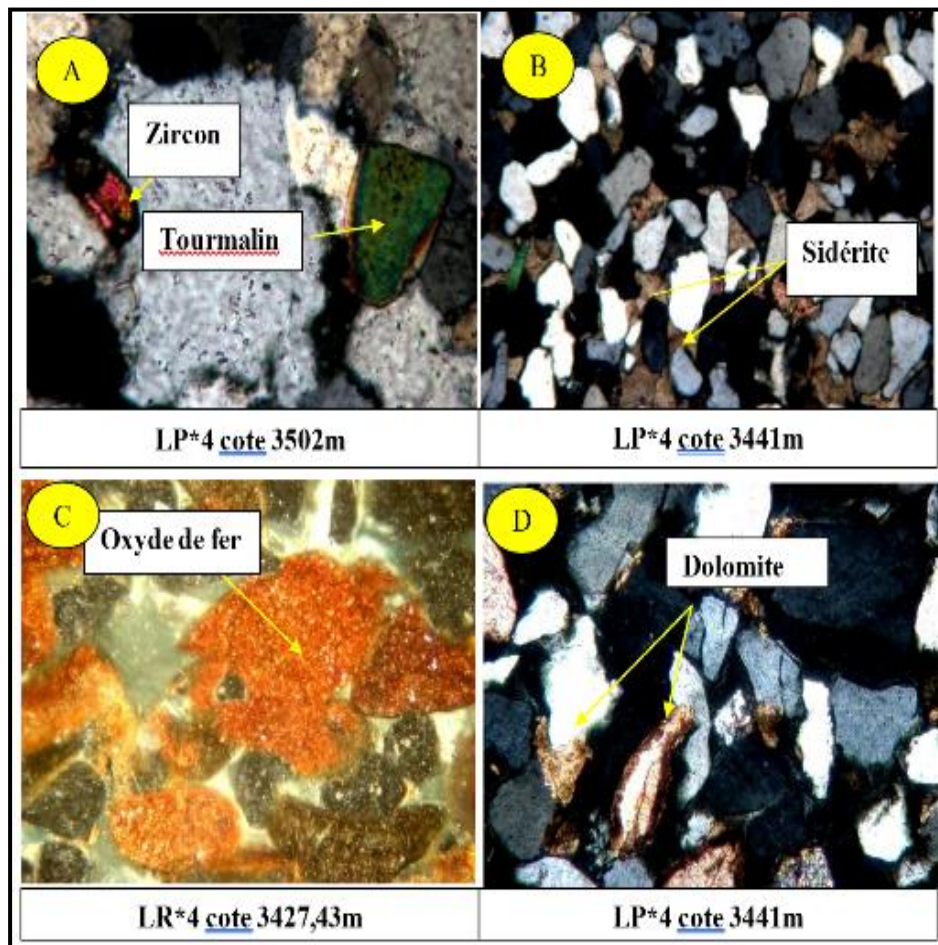
Figure 10 Photos des lame minces de HGA (Boudjema D. & Ouldmadi A.)

Photos A et B : grès moyen à grossier à ciment siliceux et argileux avec le développement de la porosité de dissolution et intergranulaire.

Photos C et D : grès grossiers à ciment siliceux et argileux (grès e quartz polycristallin).

Photo E : grès moyen à grossier à ciment siliceux, présence des minéraux lourd (zircon).

Photo F : ciment pyriteux



*Photo A : grés moyen à ciment siliceux, présence des minéraux lourds (zircon et tourmaline).
Photo B et D : grés fin à ciment siliceux et carbonaté (sidérite et dolomite).
Photo C : grés moyen à grossier à ciment siliceux et ferrugineux (oxyde de fer).*

Figure 11 Photos des lames minces de HGA (Boudjema D. & Ouldmedi A. 2015)

II.4.2.2 les phénomènes diagenétiques ayant affecté les grès du cambro-ordovicien de Hassi Guettar

La compression des grains de quartz s'accompagne de la formation de ciment siliceux dans les pores adjacents, principalement observée dans les strates supérieures. Cette compression entraîne également une diminution significative de la porosité.

A/ La cimentation

Les ciments dans les grès cambriens de Hassi Guettar se caractérisent principalement par le ciment argileux et le ciment siliceux, et accessoirement par les ciments ferrugineux, pyriteux, carbonatés et sulfatés.

❖ **Ciment siliceux :** le ciment siliceux présente une distribution variable, avec certains intervalles affichant une quantité réduite, voire nulle, de silice. Les origines de ce ciment peuvent être multiples, incluant les réactions entre les feldspaths et les argiles, la transformation des smectites en illite, ainsi que la dissolution des grains de quartz pendant la compaction, suivie de leur précipitation dans les pores de la roche.

- **La silice de nourrissage :** le ciment siliceux se forme généralement entre 70 et 80 °C. Dans certains cas, il peut même se former après la mise en place du pétrole.

Parmi les sources potentielles de silice, on trouve la transformation des feldspaths potassiques et des micas en illite, ainsi que la transformation des feldspaths en kaolinite, et également la transformation des feldspaths en smectites pour former de l'illite.

❖ Le ciment argileux

- **La kaolinite :** La kaolinite est le principal ciment argileux, se présentant sous forme de feuillets pseudo hexagonaux qui comblerent les pores, mais elle est dégradée en profondeur au profit de l'illite. Plusieurs facteurs semblent influencer la formation de néo-kaolinite. Cette argile se développe fréquemment dans des grès massifs et interconnectés (perméables), soulignant l'importance du flux d'eau dans ce processus de transformation. La formation de la kaolinite est influencée par les faciès sédimentaires et le climat. Le mécanisme de kaolinisation le plus courant des grès est le lessivage des micas et des feldspaths (sources potentielles d'aluminium), par des eaux acides et météoriques infiltrées dans les grès lors des phases de surrection des bassins sédimentaires.

- **L'illite** : L'illite se présente sous deux formes, originelle et résultante de la fissuration. Ce dernier apparaît comme un revêtement autour des grains de quartz, tandis que l'autre peut être observé au-dessus du ciment kaolinique.
 - **Illite-Montmorillonite** Cela indique l'évolution de la kaolinite vers l'illite ou le chlorite par fixation du potassium ou du magnésium. Nous avons pu obtenir ces résultats grâce aux analyses radiocristallographies, mettant en lumière la présence d'illite-montmorillonite avec un pourcentage variant entre 0 et 5%.
 - **Chlorite** On remarque la présence très faible de chlorite dans le réservoir de Hassi Guettar. Cette valeur est attribuée à l'accumulation de minéraux argileux résultant de la disponibilité de grandes quantités de solutions riches en potassium.
- ❖ **La dolomite** Elle apparaît également en faible proportion dans les grès de Hassi Guettar et se distingue du ciment calcaire par son aspect "sale".

La dolomie se forme en présence de fluides riches en bicarbonate (HCO_3) et en magnésium, pendant la méso-diagenèse à une température similaire à celle de la formation du ciment siliceux et illitique (environ 100°C).

- ❖ **Le ciment ferrugineux** Le ciment ferrugineux est principalement constitué d'hématite. Le fer peut être mobilisé près des cours d'eau en raison de son importante accumulation qui ne réagit pas avec l'eau de mer. Il provient de l'altération de minéraux tels que les biotites, les amphiboles, les chlorites, etc. Comme la dissolution de ces minéraux se produit souvent dans des conditions réductrices, le fer est transporté sous forme de Fe^{+2} , soluble. Il se précipite sous forme d'oxyde et devient insoluble dès que le milieu devient suffisamment oxygéné (par la circulation d'eaux riches en oxygène à travers les systèmes de fractures lors des périodes de remontée en surface). Une fois sous forme d'oxyde, le fer est très peu affecté par la diagenèse. Le fer peut également se précipiter sous forme de pyrite.

❖ **Le ciment pyriteux**

Le ciment pyriteux (FeS_2) se forme à la fois pendant l'éodiagenèse et au cours de la diagenèse d'enfouissement, occupant généralement moins de 1% du volume total des grès. La pyrite issue de la diagenèse d'enfouissement serait le dernier ciment à se former, et elle est souvent associée à une réduction de l'hématite en présence d'hydrocarbures.

II.4.3 Séquence diagenétique et minéraux argileux

La circulation des fluides depuis la surface (Trias) est responsable de la précipitation des ciments carbonatés et sulfatés au cours de la nouvelle phase eodiagenétique. Ces ciments ont colmaté les fissures et les pores créés durant l'Hercynien mais la circulation des fluides acides conduit à leur destruction et par conséquent la création d'une porosité secondaire de dissolution.

Il existe aussi le remplacement du gypse par l'anhydrite qui se fait durant la mésodiagenèse à des températures d'environ 50° à 120°C.

La kaolinite poursuit son développement jusqu'à des températures d'environ 80°, avec la croissance de la température et de la pression, les feuillets de la kaolinite commencent à s'ordonner en dickite à partir de 80° à 130°C.

Le remplacement de la kaolinite par l'illite ou le chlorite se fait à des températures de 165° à 200°C selon la formation des eaux de pores. Cette altération s'est produite avec l'enfouissement important qu'ont connu les grès durant la phase post-hercynienne. Certains auteurs pensent que la deuxième phase de migration des hydrocarbures serait à l'origine de la formation de la pyrite tardive au cours du Jurassique supérieur Crétacé inférieur.

II.5 Synthèse pétrographique et diagenétique du champ Hassi Messaoud

II.5.1 Synthèse pétrographique de champ de HMD

II.5.1.1 Les éléments constitutif

A/ Composants détritiques

Les composants détritiques comprennent des grains de quartz, des fragments de roche, une matrice d'argile, du mica et des minéraux lourds.

❖ Grains de quartz

Les grains de quartz sont le type de grain détritique le plus courant dans tous les échantillons examinés et représentent généralement 60 à 70% du grès. L'abondance des grains de quartz augmente vers le haut dans tout le réservoir.

❖ Feldspath

Tous les échantillons examinés dans les puits sont dépourvus de feldspath, mais contiennent d'abondants produits d'altération des feldspaths. La distribution des produits d'altération du feldspath suggère fortement que la teneur en feldspath était sensiblement plus élevée au moment du dépôt.

❖ Argile détritique

L'argile détritique est une trace ou en composants mineures dans la plupart des échantillons examinés et représente moins de 5% du volume d'argile. L'argile détritique peut être trouvée sous forme de matrice dispersée associée à des terriers et des rideaux de boue et sous forme d'argile géopétale.

Matrice

La matrice argileuse détritique est commune à abondante dans les drapés de mudstone à grès argileux. Ces champs sont constitués de grains de limon à gros grains flottant dans une matrice d'argile recristallisée. Les types de grains comprennent le quartz, le mica et les fragments de roche. Les stylolites naissantes sont fréquentes.

Argile géopétale

Les minéraux argileux détritiques se présentent sous forme de traces (<1 %) sous forme de bordures d'argile discontinues à texture géopétale. Ces argiles sont particulièrement courantes dans les stratifications de grès quartzeux bien triées et à grains grossiers à très grossiers. Les argiles géopétales sont courantes dans les intervalles à lits croisés (dans les intervalles fortement tachés d'huile) .

Mica

Le mica (muscovite) est présent en quantités mineures dans la plupart des grès de HMD. Le mica est commun dans les drapés de boue/grès argileux. La présence de muscovite fraîche et fortement altérée coexistant dans certains échantillons suggère que le mica provenait d'au moins deux sources.

les minéraux lourds

Ils sont présents à l'état de traces sous forme de grains dispersés, la suite de minéraux lourds préservée est limitée à l'assemblage ultra-stable de zircon, de tourmaline, de pyrite et d'une moindre quantité de rutile sous forme d'inclusions dans certains grains de quartz.

❖ Carbonate (dolomite)

La dolomite est présente en quantités infimes (<5%). En raison de sa répartition dispersée et de sa faible abondance, la dolomite n'a aucun effet appréciable sur la qualité du réservoir ni sur les propriétés pétrophysiques.

❖ Argiles

Deux principaux minéraux argileux sont définis par analyse (kaolinite et illite) Les kaolins authigènes sont, avec les minéraux illitiques, les minéraux argileux les plus couramment rencontrés dans les réservoirs gréseux. Dans cette étude, les kaolins désignent au sens large les différents minéraux du groupe des kaolins (kaolinite et dickite), comme nous pourrions le voir plus loin.

A. Illite

L'illite comprend jusqu'à 3% des minéraux argileux dans les échantillons de HMD. Dans ces échantillons, l'illite authigène se présente sous forme de ciment, de remplacement de ciments et de grains détritiques.

L'illite est présente soit en grandes plages, soit en pellicule très fine autour des grains de quartz et présente parfois le même faciès que la kaolinite. La kaolinite prédomine dans les puits bons producteurs, et à l'inverse l'illite est abondante dans les puits non producteurs.

B. Kaolinite

La kaolinite est le minéral argileux le plus abondant présent dans les échantillons HMD examinés (7%). Dans ces échantillons, la kaolinite authigène est présente sous forme de ciment et en remplacement de ciments et de grains détritiques. Par endroits, la

recristallisation de la kaolinite dans les échantillons HMD se fait en dickite. La kaolinite authigène est partiellement remplacée ou illitisée et/ou dickitisée par endroits.

C. Dickite

Le polymorphe dickite de la kaolinite se présente sous forme de remplacement de grains et de ciment de remplissage des pores dans de nombreuses zones de D1 à D4. La distribution et l'abondance de la dickite sont apparemment contrôlées par la composition initiale du grès, la température et la chimie des fluides locaux.

D. Chlorite

Le chlorite est présent sous forme de minéral argileux mineur dans les roches du réservoir. Il a été observé sous forme de cristaux authigènes seulement. A noter que ce minéral n'a aucune influence sur la capacité de filtration du réservoir.

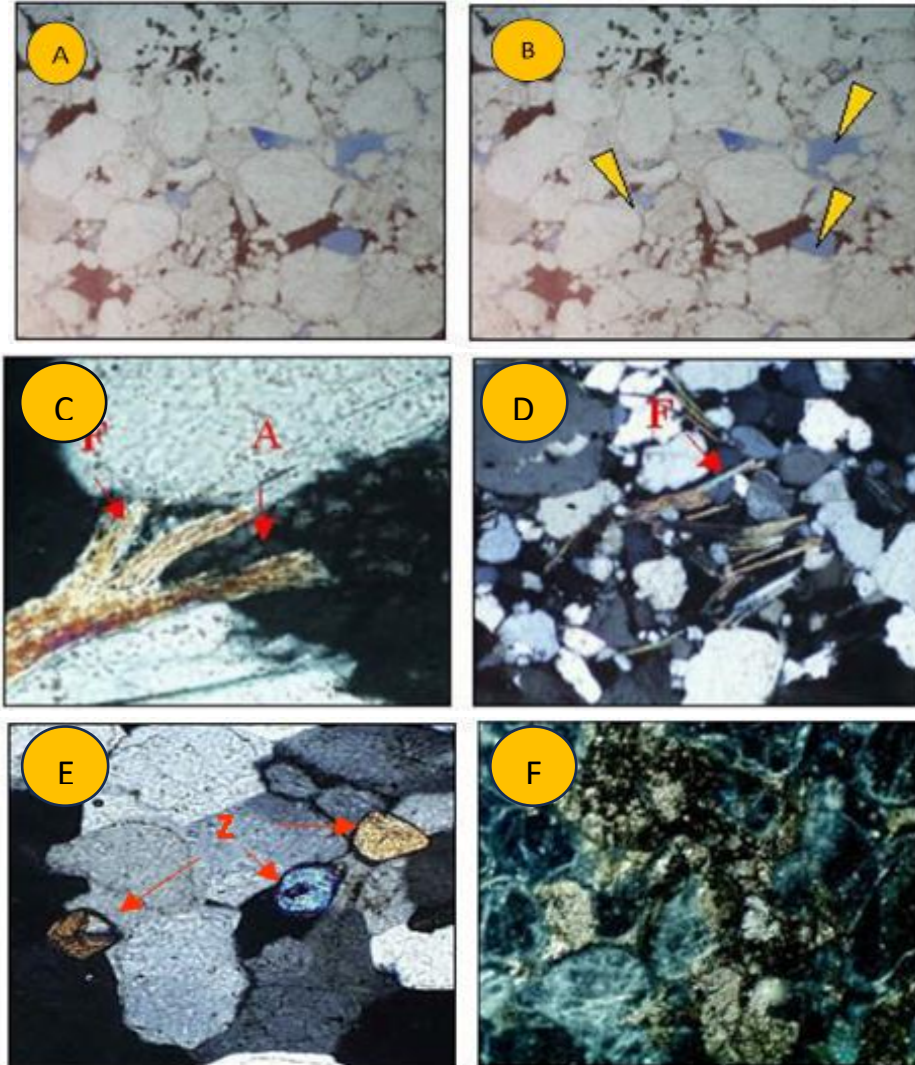
B/ Composants mineurs

❖ Pyrite

La pyrite est présente en quantités infimes. Il est le plus souvent dispersé de manière inégale dans le grès et comble souvent des fractures avec une fréquence variable, cela dépend des conditions géochimiques et de la diagenèse qui les précède. On ne peut donc pas maintenir l'origine sédimentaire de ce soufre, qui peut pénétrer dans la roche par infiltration liquide.

❖ Baryte et Anhydrite

Des traces de barytine ont été observées dans seulement quelques échantillons. La barytine n'a aucun effet sur la qualité du réservoir HMD. Les ciments de baryte sont présents sous deux formes principales. Le remplissage des pores et le remplissage des fractures. La baryte remplissant les pores forme de gros cristaux qui remplissent complètement l'espace poreux inter-particules. Les pores remplis par ce ciment se sont formés après compactage et cimentation du quartz, ce qui indique un moment de formation relativement tardif. Aucune porosité n'est associée à la baryte. En raison de la densité élevée des grains et du manque de porosité, ces nodules de barytine peuvent provoquer des pics locaux dans les logs de densité. Des traces d'anhydrite sont généralement associées au carbonates (dolomites) et/ou à la baryte.



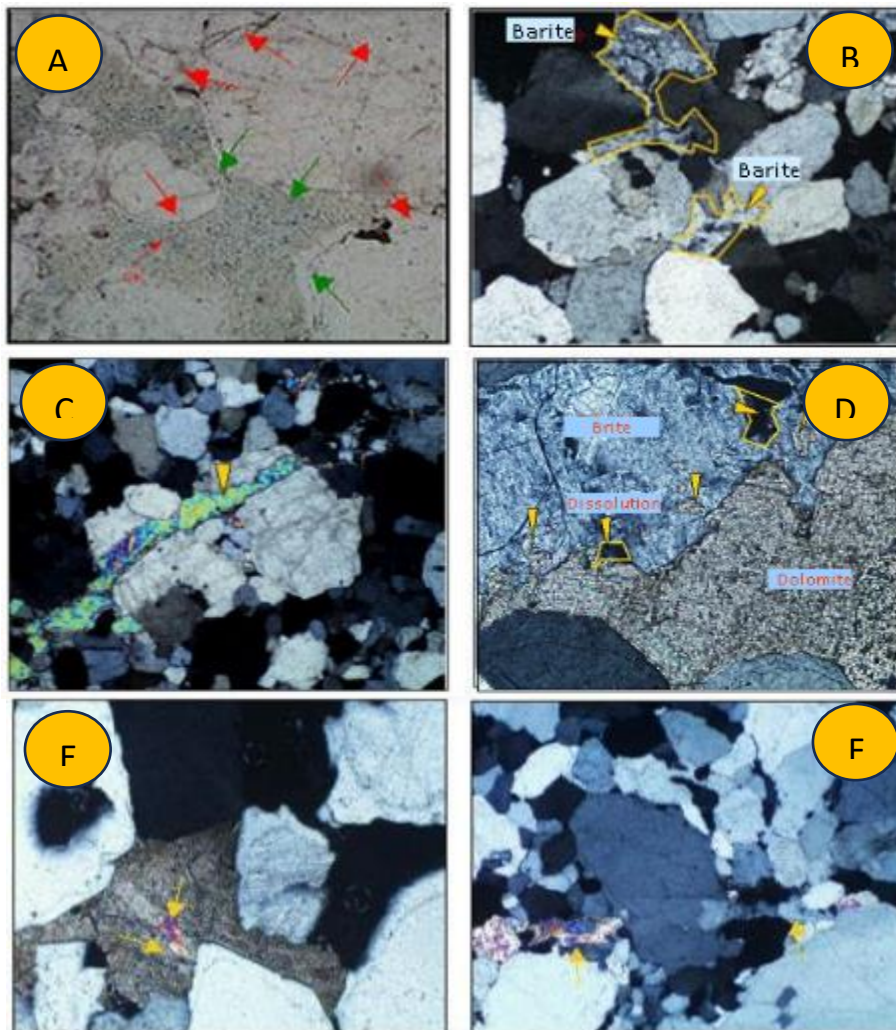
-Photo (A) Quartz

-Photo (B) Quartz et Feldspath (flèches jaune)

-Photo (C et D) Mica et Muscovite, Photo (E) Zircon

-Photo (F) Pyrite

Figure 12 Photos de lame minces de HMD (Bessa, 2004)



- Photo (A) Illite, Kaolinite ou Dickite
- Photo (B) Barite
- Photo (C) Sulfate minéraux
- Photo (D) Barite et recristallisation de la Dolomite et la trace de dissolution
- Photo (E) Anhydrite
- Photo (F) Sulfate minéraux (Barite et Anhydrite)

Figure13 Photos des lame minces de HMD (Bessa, 2004)

II.5.2 Synthèse diagenétique de le champ HMD

Séquence diagénétique et minéraux argileux

1. Ciment de nourrissage
2. Ciment de compaction
3. Formation de la Kaolinite (<80°C) et de dickite (>80°C)
4. Transformation de Kaolinite (<80°C) et de dickite (>80°C) en illite
5. Formation des ciments évaporitiques anhydrite, dolomite, Barite.
6. Ciments ferrugineux hématite (Fe₂O₃) et goethite (Fe(OH))

II.6 Le logiciel PHREEQC

II.6.1 Présentation de PHREEQC

PHREEQC est un logiciel de modélisation chimique largement adopté dans les domaines de l'hydrogéologie, de la géochimie, de l'ingénierie environnementale et des sciences des matériaux. Son appellation, qui découle de "PHysical REaction EQUilibrium Chemistry", met en exergue son but principal qui est l'évaluation des équilibres chimiques et les réactions physiques dans les systèmes aquifères, les sols, les eaux souterraines et autres environnements géochimiques.

Caractéristiques Principales

➤ **Modélisation réactive**

PHREEQC permet de simuler une vaste gamme de processus géochimiques, incluant les réactions d'échange d'ions, les précipitations et les dissolutions de minéraux, les réactions redox, et bien plus encore. Ce faisant, il s'affirme comme un outil puissant pour appréhender et prédire les variations de la composition chimique des milieux naturels et des systèmes industriels.

➤ **Facilité d'utilisation**

Bien que son usage implique une compréhension des principes de la chimie des solutions, PHREEQC est conçu pour être convivial. Il propose une interface graphique intuitive de même qu'une syntaxe de commande simple, permettant aux utilisateurs de spécifier efficacement les conditions initiales, les réactions et les paramètres de simulation.

➤ **Polyvalence**

PHREEQC est hautement adaptable, offrant la possibilité d'intégrer de nouveaux minéraux, de définir diverses conditions aux limites et de spécifier des cinétiques de réaction complexes. Cette souplesse permet aux chercheurs et aux ingénieurs de modéliser une diversité de systèmes géochimiques avec précision.

➤ **Visualisation des résultats**

Le logiciel met à disposition des outils de visualisation intégrés pour analyser les résultats de la simulation, incluant des graphiques de concentrations, de saturation minérale, de pH, et d'autres variables pertinentes. Ces représentations graphiques aident les utilisateurs à interpréter les données et à identifier les processus prédominants dans le système étudié.

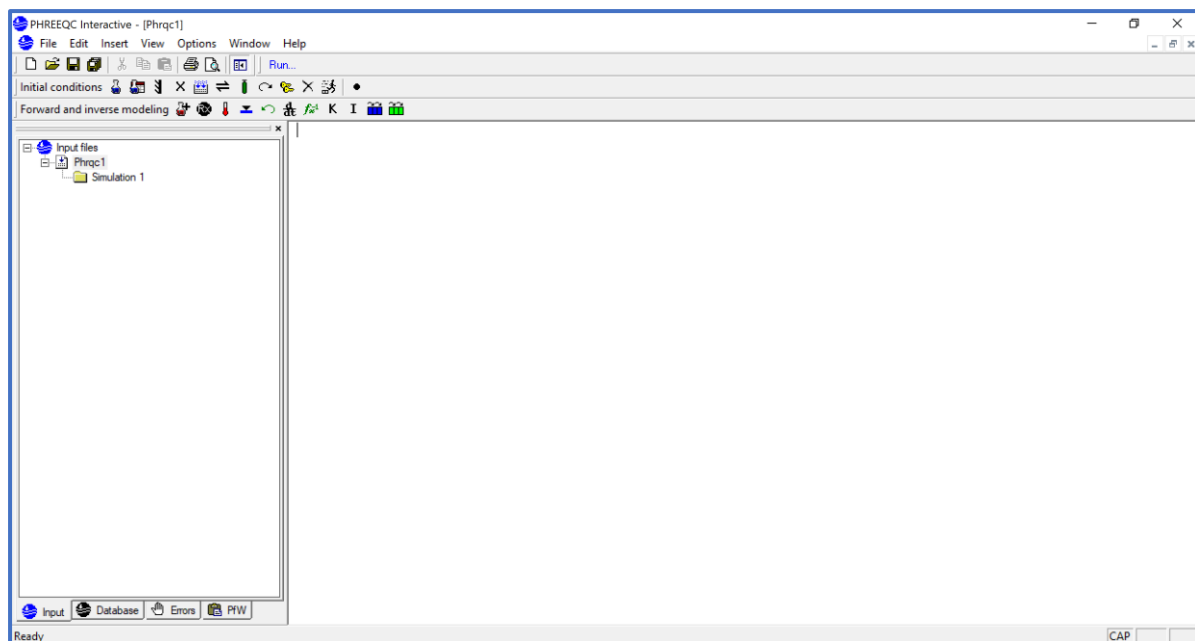
❖ Applications

Elles sont : l'évaluation de la qualité des eaux souterraines et des eaux de surface, la conception et l'optimisation de procédés de traitement des eaux, la simulation des interactions entre les fluides géologiques et les matériaux de génie civil, l'étude de la diagenèse des réservoirs pétroliers et des aquifères.

II.6.2 Les interfaces de travail de PHREEQC

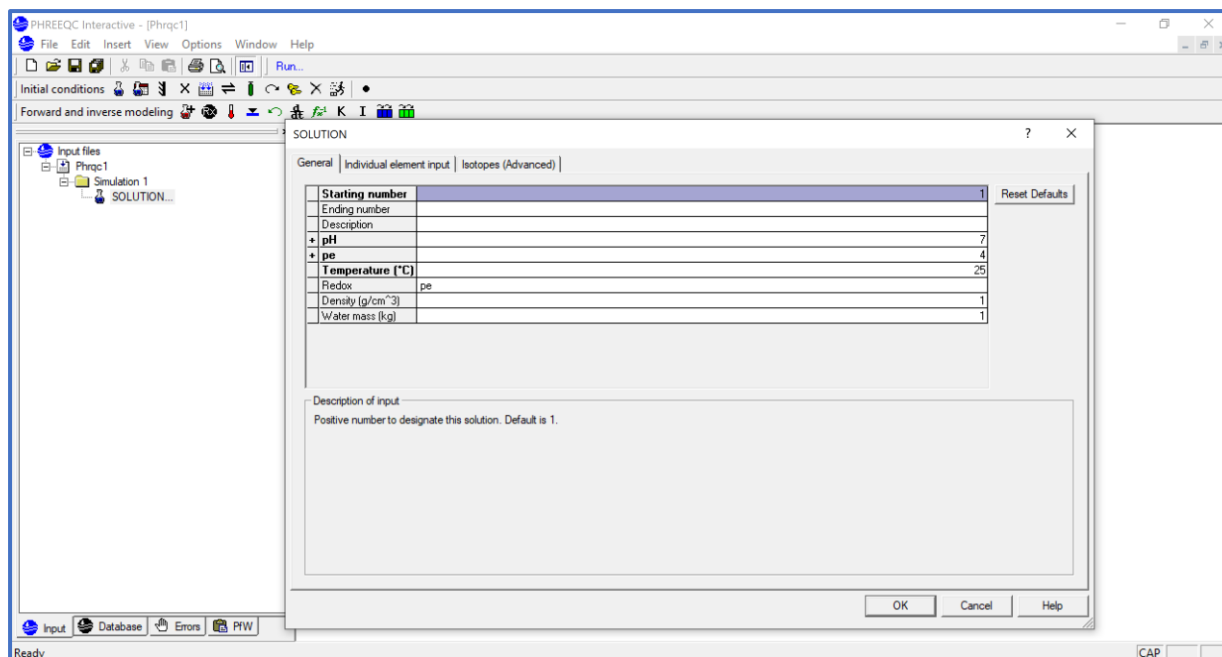
A/ Interface principal

Cette interface permet de choisir le type de simulation à faire et l'insertion de la composition chimiques des solutions ainsi que les paramètres physicochimiques et les conditions thermodynamiques.



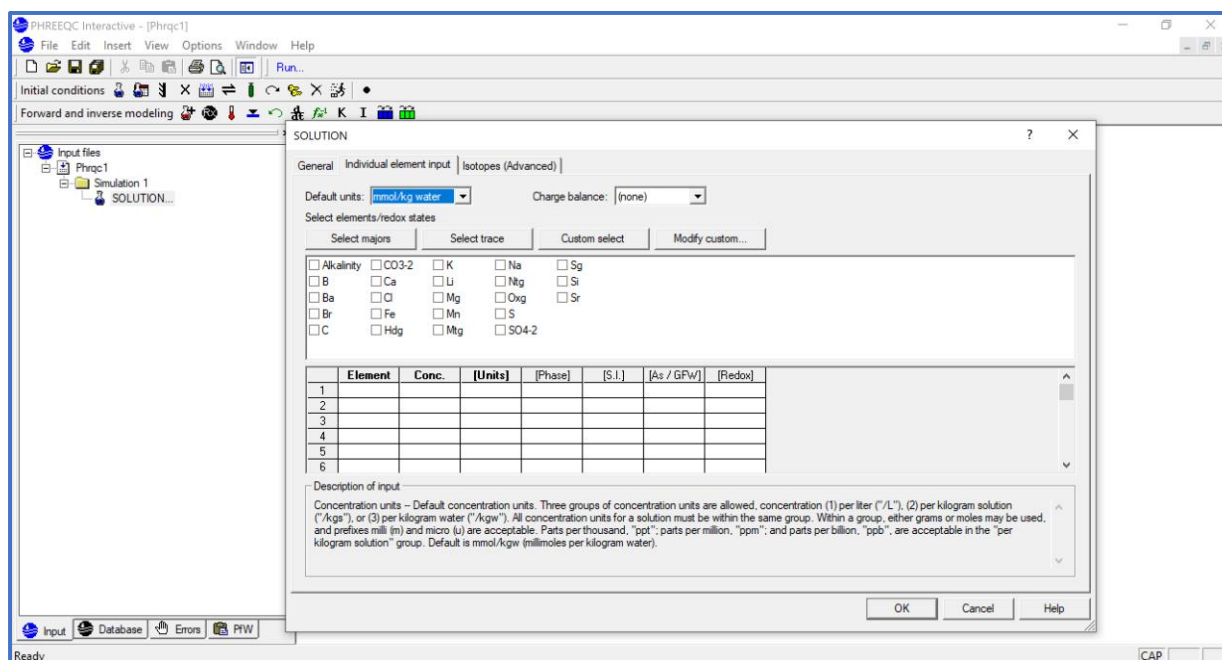
B/ Création d'un fichier Input d'une solution à simuler

A partir de l'interface principal, utiliser le mots clé SOLUTION.



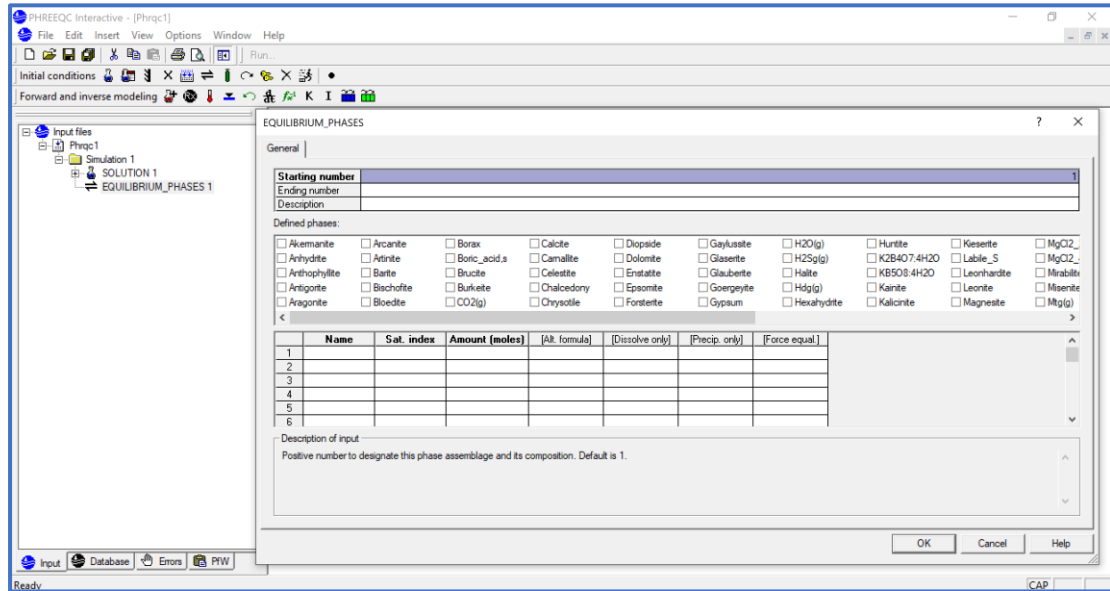
C/ Sélection des ions présents et les unités dans la solution

Utiliser l'interface graphique SOLUTION. Les paramètres physicochimiques, les unités, les ions et les isotopes sont choisis durant cette étape.



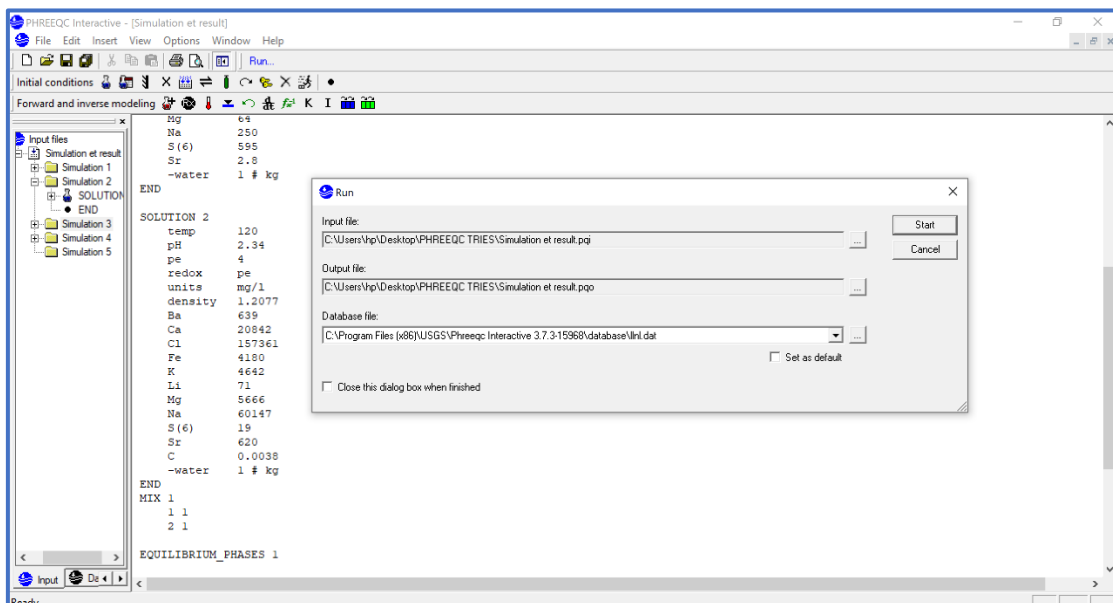
D/ Utilisation des phases minérales

Utiliser le mot clé EQUILIBRIUM PHASES pour choisir les phases minérales mises en jeu dans la réaction solutions roches.



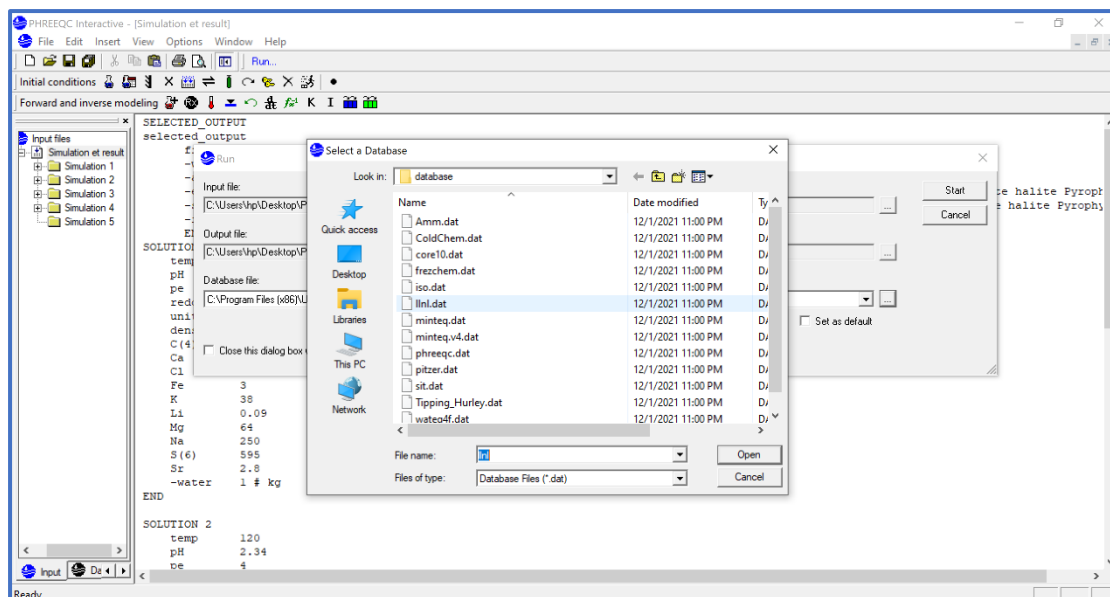
E/ Exécution de la simulation

Avec le bouton run



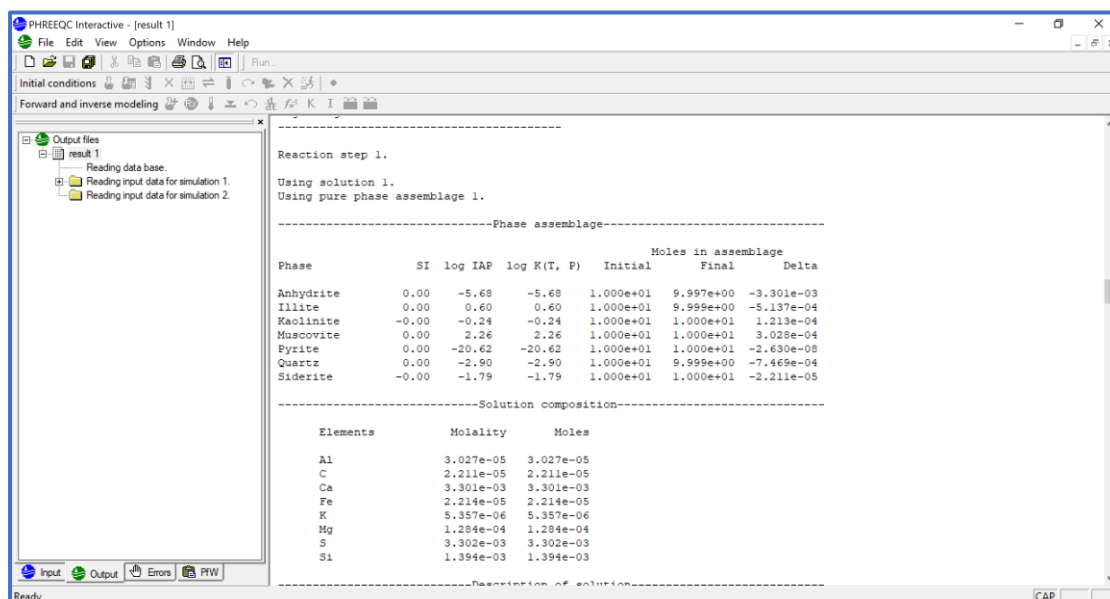
F/ Sélection de la database thermodynamique

Plusieurs databases sont disponibles avec Phreeqc pour la simulation des réaction physicochimiques et cinétiques. Elles sont, pitzer.dat, llnl.dat, phreeqc.dat, sit.dat, minteq.dat, core.dat



G/ Lecture du fichier output (résultats)

Il est possible de trier uniquement les résultats désirés.



II.7 Le database thermodynamiques llnl.dat

Cette base de données a été créée par Greg M. Anderson du Lawrence Livermore National Lab (LLNL) (Daveler et Wolery, 1992). Llnl.dat couvre une gamme de températures et de pressions. Cependant, toutes les espèces chimiques répertoriées dans llnl.dat ne comprennent pas les paramètres nécessaires aux calculs au-dessus de 25°C. De plus, à des températures et des pressions plus élevées, la loi des gaz parfaits est utilisée pour estimer la fugacité des gaz. La loi des gaz parfaits est une approximation du comportement réel des gaz car elle néglige les interactions moléculaires (Appelo et al., 2014).

llnl.dat considère une base de données plus étendue englobant une plus large gamme d'éléments et de minéraux. Un bon choix pour la modélisation géochimique générale, surtout si vous devez prendre en compte une variété de minéraux.

D'autre part, Pitzer.dat se concentre sur les solutions à haute force ionique et inclut des paramètres de conductance et de densité spécifiques. Mieux adapté à la modélisation des saumures et des environnements à forte salinité.

II.8 Démarche adoptée

Pour comprendre l'effet de l'injection sur les qualités réservoirs pour une longue période, la simulation concernera la phase solide du réservoir cambro-ordovicien du HGA nouvellement entré en production. C'est-à-dire, les minéraux mise ne jeu dans la simulation sont ceux présents dans ce réservoir voir §II.3 et §II.4. Il s'agit de : quartz (silice), kaolinite (dickite), illite, muscovite, zircon, dolomite, pyrite, hématite, anhydrite, sidérite, pyrophyllite, calcite, halite, goethite, barite.

Chapitre III :

Résultats et Discussion

Chapitre III : Résultats et Discussion

III.1 Introduction

La simulation réalisée à l'aide du logiciel PHREEQC avec lnl.dat databases prédit le dépôt ou la dissolution de minéraux en présence de l'eau de gisement et de l'eau d'injection séparément, ensuite en présence du mélange des deux eaux (injection et saumures de gisement).

III.2 Résultats de la simulation en présence de gisement cambrien

La composition ionique de l'eau de gisement est présentée sur le tableau suivant. C'est cette composition qui l'input du code Phreeqc.

Tab 1. La composition ionique de l'eau de gisement en (mg/L)

pH	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba ²⁺	Fe ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
4	80000	6000	36000	170	800	3200	210000	0	0

Les résultats de la simulation Phreeqc de la saumure cambrienne seule avec la roche réservoir montre (Tab 3) que l'Anhydrite, la Goethite, la Pyrophyllite et l'Halite sont en phase de dissolution car leurs indices de saturation sont négatifs. Les autres phases minérales : Silice, Illite, Kaolinite, Muscovite, Pyrite, Hématite et le Zircon sont en équilibre avec la saumure. Ceci est en concordance avec les observations faites sur les lames minces. En effet, les éléments décrits dans la pétrographie et la diagenèse sont : quartz (silice), kaolinite (dickite), illite, muscovite, zircon, dolomite, pyrite, hématite, goethite, barite. Les minéraux carbonatés ne sont modélisés car la solution de départ choisie (input) ne contient de carbonates.

Tab 2. Tableau de molalité d'eau de gisement

Elements	Molality	Moles
Ba	0.01	0.01
Ca	1.03	1.03
Cl	6.80	6.80
Fe	0.07	0.07
K	0.18	0.18
Mg	0.01	0.01
Na	3.99	3.99

Chapitre III : Résultats et Discussion

Tab 3. Résultats de simulation saumure et roche réservoir HGA.

Phase	SI	log IAP	log K (T, P)	Moles in Assemblage		
				Initial	Final	Delta
Anhydrite	-1.88	-7.56	-5.68	0	0	0
Barite	0	-9.5	-9.5	10	9.99	-0.01
Goethite	-0.79	-2.83	-2.04	0	0	0
Illite	0	0.6	0.6	10	9.42	-0.58
Kaolinite	0	-0.24	-0.24	10	9.88	-0.12
Muscovite	0	2.26	2.26	10	10.5	0.52
Pyrite	0	-20.62	-20.62	0	0	0
Pyrophyllite	-0.79	-5.97	-5.18	0	0	0
Quartz	0	-2.9	-2.9	10	10.7	0.7
Zircon	0	-13.09	-13.09	10	10	0
Halite	-0.93	0.63	1.55	0	0	0
Hematite	0	-5.59	-5.59	0	0.03	0.03

III.3 Résultats de la simulation en présence de l'eau de l'albien

La composition ionique de l'eau de l'albien est présentée sur le tableau suivant. C'est cette composition qui l'input du code Phreeqc.

Tab 4. Composition ionique de l'eau de l'injection albienne

pH	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻
7	170	250	40	210	70	600	420

Les résultats de la simulation Phreeqc avec uniquement l'eau albienne avec la roche réservoir montre que cette eau est sous saturée en Anhydrite, Calcite, Pyrophyllite et Halite. Alors que les autres ciments (siliceux, Illite, Kaolinite, Muscovite) ainsi que le Quartz, Dolomite et le Zircon sont en équilibre avec la saumure. En d'autres termes, la roche inerte vis-à-vis de l'eau de l'Albien. Cette dernière douce ne dépassant pas 2 g/L⁻¹.

Tab 5. Tableau de molalité du l'eau d'Albien

Elements	Molality	Moles
Alkalinity	0.00	0.00
Ca	0.01	0.01
Cl	0.01	0.01
K	0.00	0.00
Mg	0.00	0.00
Na	0.01	0.01
S(6)	0.01	0.01

Chapitre III : Résultats et Discussion

Tab 6. Résultats de simulation eau d'injection et roche réservoir HGA.

Phase	SI	log IAP	log K (T, P)	Moles in Assemblage		
				Initial	Final	Delta
Anhydrite	-0.1	-5.78	-5.68	0	0	0
Barite	0	-9.5	-9.5	10	10	0
Calcite	-0.54	-0.02	0.52	0	0	0
Dolomite	0	-0.44	-0.44	0	0	0
Illite	0	0.6	0.6	10	9.99	-0.01
Kaolinite	0	-0.24	-0.24	10	10	0
Muscovite	0	2.26	2.26	10	10	-0.01
Pyrophyllite	-0.87	-6.05	-5.18	0	0	0
Quartz	0	-2.9	-2.9	10	10	-0.01
Zircon	0	-13.09	-13.09	10	10	0
Halite	-5.61	-4.06	1.55	0	0	0

III.4 Résultats de la Simulation de mélange de l'eau de gisement cambrien et l'eau de l'injection Albien avec les phases minérales de réservoir

Les résultats de la simulation Phreeqc du mélange de la saumure cambrienne et albiennne avec la roche réservoir montre que l'Anhydrite, la Goethite, la Calcite, la Sidérite, la Pyrophyllite et l'Halite sont en phase de dissolution. Alors que les autres ciments (siliceux, Illite, Kaolinite, Muscovite, Pyrite, Hématite) ainsi que le Quartz, Dolomite et le Zircon sont en équilibre avec la saumure. Ceci est en concordance avec les observations diagenétiques faite sur la roche du réservoir cambro-ordovicien de HMD. Exception de la barite qui au lieu de se cristalliser montre une sous saturation vis-à-vis de la solution de mélange.

Tab 7. Tableau de molalité du mélange

Elements	Molality	Moles
Ba	0.01	0.01
C	0.00	0.00
Ca	0.92	0.93
Cl	6.09	6.12
Fe	0.00	0.00
K	0.00	0.00
Mg	0.14	0.14
Na	3.58	3.60
S	0.00	0.00

Chapitre III : Résultats et Discussion

Tab 8. Résultats de simulation de mélange de l'eau de gisement et l'eau d'injection et roche réservoir HGA

Phase	SI	log IAP	log K (T, P)	Moles in Assemblage		
				Initial	Final	Delta
Anhydrite	-1.85	-7.53	-5.68	0	0	0
Barite	0	-9.5	-9.5	10	9.99	-0.01
Calcite	-0.34	0.18	0.52	0	0	0
Dolomite	0	-0.44	-0.44	0	0	0
Goethite	-0.79	-2.83	-2.04	0	0	0
Illite	0	0.6	0.6	10	9.48	-0.52
Kaolinite	0	-0.24	-0.24	10	9.89	-0.11
Muscovite	0	2.26	2.26	10	10.47	0.47
Pyrite	0	-20.62	-20.62	0	0	0
Pyrophyllite	-0.8	-5.98	-5.18	0	0	0
Quartz	0	-2.9	-2.9	10	10.63	0.63
Siderite	-3.52	-5.31	-1.79	0	0	0
Zircon	0	-13.09	-13.09	10	10	0
Halite	-1	0.55	1.55	0	0	0
Hematite	0	-5.59	-5.59	0	0.03	0.03

III.5 Discussion des résultats en relation avec la pétrophysique

III.5.1. Effet qualitatif sur les propriétés réservoirs

A la lumière des résultats obtenus par la simulation, l'injection d'eau pour la récupération secondaire dissoudra les ciments formés de : Anhydrite, Calcite, Goethite, Pyrophyllite, sidérite, Illite, et Kaolinite. L'halite est sous saturée vis-à-vis de la saumure et ne se précipitera pas. En revanche, les ciments Muscovite, silice, et Hématite se formeront. La barite ($IS=0$, $\Delta=0.01$) zircon, Pyrite sont en équilibre avec la saumure.

D'après les études de Khellaf et al (1996) et Djarnia et al. (2016), la silice réduit la porosité et la perméabilité alors que la kaolinite et l'illite coïncident toujours aux bons niveaux réservoirs. D'autre part, la silice et l'hématite formés nouvellement et la kaolinite et l'illite dissoutes seront tous lessivés par le drainage des hydrocarbures par l'eau. L'injection d'eau améliorera les paramètres pétrophysiques. En plus de la dissolution de l'anhydrite, de la pyrophyllite et de la sidérite même en petites quantités améliorera la perméabilité.

Chapitre III : Résultats et Discussion

III.5.2. Effet quantitatif sur les propriétés réservoirs

A partir des résultats obtenus, il est possible de comparer les moles dissoutes des argiles (illite et kaolinite) et les moles précipitées de la silice (quartz) de la manière suivante. Les nombres de moles de kaolinite et d'illite dissouts sont respectivement 0.52 et .11 alors que le nombre de moles de silice cristallisée est 0.63. Il s'agit d'une transformation des ciment argileux à la silice, car les moles dissoutes d'argile sont exactement égales à, ceux cristallisés de silice.

	Kaolinite	Illite	Silice
Moles initiales	10	10	10
Moles finales	9.48	9.89	10.63
Delta	-0,52	-0.11	-0,63

CONCLUSION GÉNÉRALE

La simulation de l'interaction mélange eaux d'injection et saumures de gisement, réalisée à l'aide du software Phreeqc a montré que l'injection d'eau dissoudra les ciments : Anhydrite, Calcite, Goethite, Pyrophyllite, sidérite, Illite, et Kaolinite. L'halite est sous saturée vis-à-vis de la saumure et ne se précipitera pas. D'autre part, les ciments Muscovite, silice, et Hématite se formeront. La barite ($IS=0$, $\Delta=0.01$) zircon, Pyrite sont en équilibre avec la saumure. Au niveau du cambro-ordovicien, la silice réduit la porosité et la perméabilité alors que la kaolinite et l'illite coïncident toujours aux bon niveaux réservoirs. D'autre part, la silice et l'hématite formés nouvellement et la kaolinite et l'illite dissoutes seront tous lessivés par le drainage des hydrocarbures par l'eau. L'injection d'eau améliorera donc les paramètres pétrophysiques. En plus de la dissolution de l'anhydrite, de la pyrophyllite et de la sidérite même en petites quantités améliorera d'avantage la perméabilité.

Ces résultats sont en fait proches des observations de terrain au niveau de champ HMD om après 52 ans d'injection, les qualités réservoirs même, continuent à produire du pétrole. Aussi, parmi les solides récupérés figure aussi bien la silice que les sels anhydrite, sidérite.

Concernant la Barite, ce minéral est stable aux conditions de fond, tout comme le zircon et la pyrite.

BIBLIOGRAPHIE

Bessa, F. (2004). Reservoir characterization and reservoir modeling in the northwestern part of Hassi Messaoud field Algeria.

Boudjema, D., & Ouldmadi, A. (2015). Etude Sédimentologique et Pétrographique et Diagenétiques et Pétrophysiques du Cambrien de Hassi Guettar.

Haba, A., Ramdani, T., & Achouri, M. (2017). Effet des eaux de gisement sur la production des hydrocarbures.

WEC 2007 Well Evaluation Conference Sonatrach Schlumberger 2007.