

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

Spécialité : Géologie Pétrolière

-Thème-

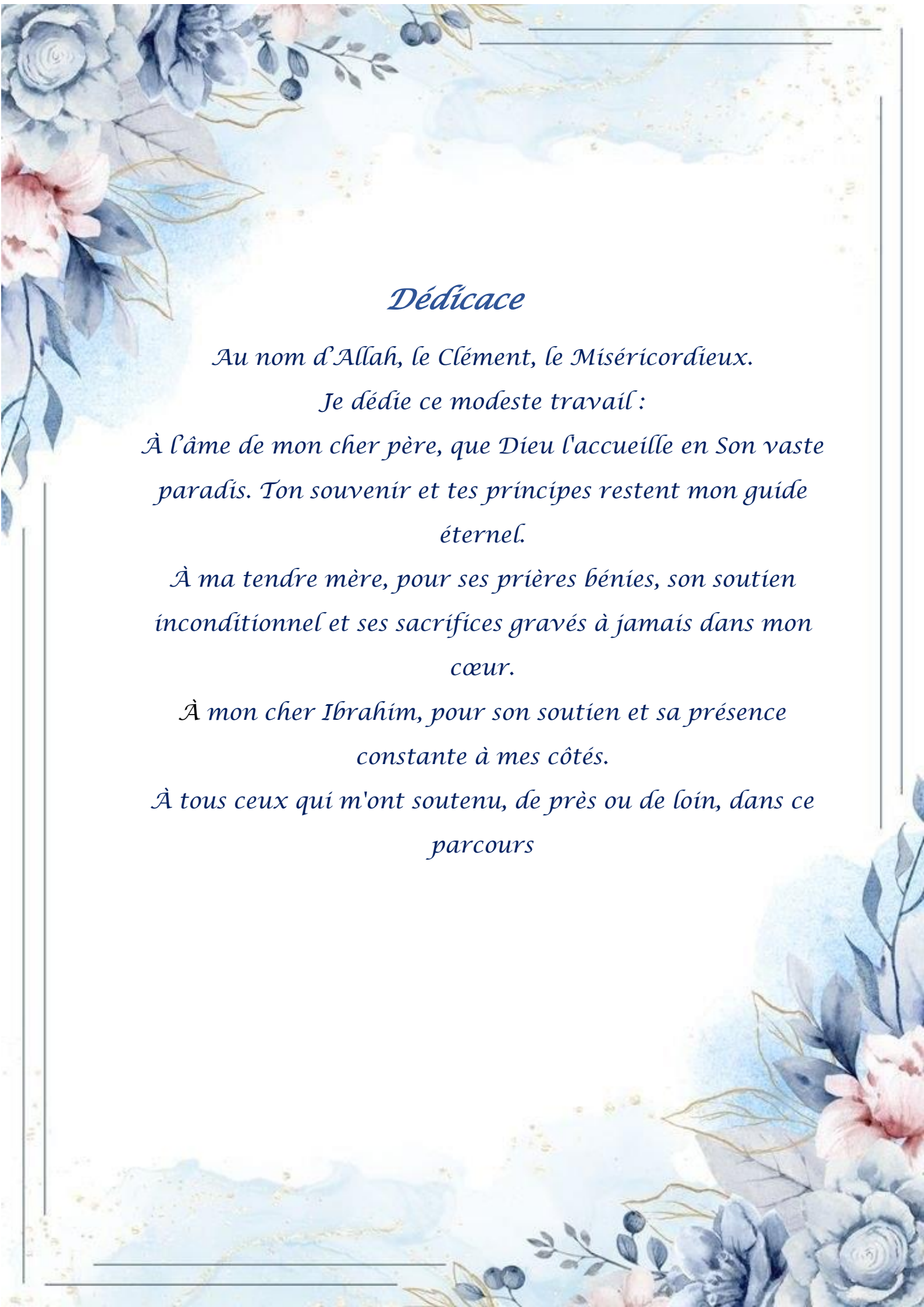
Effet de l'injection de l'eau sur les qualités réservoirs
-champ de Hassi Messaoud-

Présenté par : BENIANE Maouia

Devant le jury :

Président :	Dr. HOUARI Idir Menad	UKM Ouargla
Encadrant :	Pr. NEZLI Imad Eddine	UKM Ouargla
Examineur :	Pr. MEDJANI Fethi	UKM Ouargla

Année Universitaire : 2025/2026



Dédicace

Au nom d'Allah, le Clément, le Miséricordieux.

Je dédie ce modeste travail :

À l'âme de mon cher père, que Dieu l'accueille en Son vaste paradis. Ton souvenir et tes principes restent mon guide éternel.

À ma tendre mère, pour ses prières bénies, son soutien inconditionnel et ses sacrifices gravés à jamais dans mon cœur.

À mon cher Ibrahim, pour son soutien et sa présence constante à mes côtés.

À tous ceux qui m'ont soutenu, de près ou de loin, dans ce parcours



Remercîment

Tout d'abord, je tiens à remercier Allah, le Clément et le Miséricordieux, qui m'a donné la force et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

J'exprime ma gratitude à mon encadreur, Monsieur Nezli Imed Eddine, pour les orientations et les conseils qu'il a apportés à l'élaboration de ce mémoire.

J'adresse également mes sincères remerciements aux membres du jury qui ont accepté d'examiner ce travail. Mes remerciements vont aussi à l'ensemble des enseignants du Département des Sciences de la Terre et de l'Univers pour leur soutien durant mon parcours universitaire. Je tiens à exprimer ma plus profonde gratitude et ma reconnaissance infinie à Monsieur OUINTEN Hadj Brahim. Son soutien indéfectible, ses précieux encouragements et sa présence constante à mes côtés ont été une source de motivation immense et un pilier essentiel à la réussite de ce parcours.

Enfin, je remercie chaleureusement toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réussite et à l'aboutissement de ce projet.

Table des matières

<i>Dédicace</i>	
<i>Remerciement</i>	
Liste des Figures	
Résumé	
Abstract	
الملخص	
Introduction Générale :	1
Chapitre I : Présentation du champ de Hassi Messaoud	3
I.1 Historique de la Recherche	4
I.2 La Situation Géographique	5
I.3 La Situation Géologique	6
I.4 Stratigraphie du Champ	6
I.4.1 Couche de base :	7
I.4.1.1 Socle :	7
I.4.1.2 Infracambrien :	7
I.4.2 Couche Paléozoïque :	7
I.4.2.1 Paléozoïque :	7
I.4.2.2 Cambrien :	8
I.4.2.3 Ordovicien :	8
I.4.3 Couche Mésozoïque :	9
I.4.3.1 Trias :	9
I.4.3.2 Jurassique :	10
I.4.3.3 Crétacé :	10
I.4.4 Couche Cénozoïque :	11
I.5 Description des Réservoirs :	13
I.5.1 Caractéristique des Réservoirs :	13
I.5.2 Subdivision Diagraphique et Pétraphysique :	13
I.6 Développement de gisement et problèmes d'exploitation du gisement de Hassi Messaoud	15
I.6.1 Production :	15
Equipements et technologies :	16
I.6.2 Liaison couche trou	16
Problèmes de bouchage	16
I.6.3 Maintien de pression :	17
I.6.4 Problèmes d'exploitation	17
Dépôts de sel et d'asphalte :	17

I.6.5 Impact sur la production :	17
Chapitre II : Fondements théoriques de l'injection d'eau et interactions fluide-roche	18
II.1 INTRODUCTION	19
II.2.2 CALCITE OU CARBONATE DE CALCIUM (CaCO_3)	21
II.2.3 BARITE OU SULFATE DE BARYUM (BaSO_4)	22
II.2.4 ANHYDRITE OU SULFATE DE CALCIUM (CaSO_4)	23
II.2.5 CÉLESTINE OU SULFATE DE STRONTIUM (SrSO_4)	24
II-3. TECHNIQUES D'INJECTION D'EAU	25
II.4 Synthèse pétrographique et diagenétique du champ Hassi Messaoud	33
II.4.1.1 Les éléments constitutifs	33
II.4.2 Synthèse diagenétique du champ HMD	39
II.4.2.3. Formation de la Kaolinite ($<80^\circ\text{C}$) et de Dickite ($>80^\circ\text{C}$)	39
II.4.2.5. Formation des ciments évaporitiques : Anhydrite, Dolomite, Baryte	39
II.5 Le logiciel PHREEQC	40
II.5.1 Définition de PHREEQC	40
II.5.2 Importance de PHREEQC	40
II.5.3 Méthode de Travail avec PHREEQC	42
II.5.3.1 Préparation des données d'entrée :	42
II.5.3.2 Configuration du modèle :	42
II.5.3.3 Exécution de la simulation :	42
II.5.3.4 Analyse des résultats :	43
II.5.3.5 Validation et ajustements :	43
II.5.3.6 Documentation et rapport :	43
II.6 Les interface de travail de PHREEQC	44
Chapitre III :	48
Résultats et Discussion	48
III.1 Introduction	49
III.2. Matériel utilisé :	49
III.3. Méthodologie :	49
III.4 Modélisation géochimique de l'état initial : Équilibre Eau de Gisement - Roche Réservoir	50
III.5 Modélisation du mélange avec l'eau d'injection Albienne	53
III.6 Modélisation du mélange avec l'eau d'injection Turonienne	55
III.7 Discussion et impact sur les qualités pétrophysiques du réservoir	57
III.8 Conclusion	58
Conclusion Générale	59
Bibliographie	60

Liste des Figures

Figure 1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (D'après WEC, Algérie 2007).....	5
Figure 2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.	6
Figure 3 : Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud. (Document Sonatrach).	12
Figure 4 : Carte des zones du champ de Hassi Messaoud. (Document Sonatrach 2003).....	14
Figure 5 : Zones et numération des puits. (Document Sonatrach)	15
Figure 6 : Chlorure de sodium (NaCl).....	20
Figure 7 : Carbonate de calcium (CaCO ₃)	21
Figure 8 : Sulfate de baryum (BaSO ₄)	23
Figure 9 : SULFATE DE CALCIUM (CaSO ₄).....	24
Figure 10 : Sulfate de strontium (SrSO ₄).....	25
Figure 11 : Illustration d'une injection périphérique.....	30
Figure 12 : Illustration d'une injection régulière.....	31
Figure 13 : Illustration d'une injection sommitale et basale.	31
Figure 14 : Illustration d'injection de gaz miscible	32
Figure 15 : Photos de lame minces de HMD (Bessa, 2004).....	37
Figure 16 : Photos des lame minces de HMD (Bessa, 2004)	38

List des Tableaux

Tableau 1 : Composition chimique (en mg/l) de l'eau de gisement cambrienne.....	51
Tableau 2 : Tableau des concentrations du mélange eau du gisement -matrice minéralogique du gisement.	51
Tableau 3 : Indices de saturation et variations molaires à l'équilibre entre l'eau de gisement et la roche réservoir (T = 120 °C).	51
Tableau 4 : Composition chimique (en mg/l) de l'eau d'injection albienne.....	53
Tableau 5 : Tableau des concentrations du mélange : eau de gisement-eau d'injection (albienne)-matrice minéralogique du gisement.....	53
Tableau 6 : Résultats de la simulation du mélange [Eau de réservoir - Eau Albienne - Roche Réservoir].	53
Tableau 7 : Composition chimique (en mg/l) de l'eau de l'injection Turonien.	55
Tableau 8 : Tableau des concentrations du mélange : eau de gisement -eau d'injection (turonniene)-matrice minéralogique du gisement.....	55
Tableau 9 : Résultats de la simulation du mélange [Eau de réservoir - Eau du Turonien - Roche Réservoir]	55

Résumé

L'injection d'eau est une méthode de récupération secondaire essentielle pour maintenir la pression et améliorer la production dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud, le plus grand gisement en Algérie. Cependant, l'incompatibilité chimique entre l'eau d'injection et l'eau de formation pose un défi majeur, pouvant entraîner la précipitation de minéraux (tels que la barite, la calcite ou l'halite) et altérer la qualité du réservoir. Cette étude vise à analyser ces interactions géochimiques à l'aide d'une modélisation thermodynamique réalisée avec le logiciel PHREEQC à une température de 120 °C. Les simulations ont permis de comparer les effets de l'injection de deux sources d'eau distinctes : l'eau de l'aquifère de l'Albien et celle du Turonien. Les résultats démontrent que l'eau turonienne provoque une précipitation critique de la barite (BaSO_4), ce qui risque d'endommager le réseau poreux. À l'inverse, l'eau albienne empêche la formation de barite et favorise la dissolution continue des minéraux colmatants comme l'anhydrite, l'illite et la kaolinite. En conclusion, l'étude valide l'utilisation de l'eau de l'Albien comme fluide optimal pour la récupération assistée à Hassi Messaoud, car elle préserve, voire stimule, les qualités pétrophysiques de la roche magasin grâce à un effet de lessivage continu.

Mots clés : Simulation, Modélisation Géochimique, Phreeqc, Eaux Incompatibles, Eau Albien, Eau Cambrien, Propriétés Pétrophysiques, Précipitation et Dissolution.

Abstract

Water injection is an essential secondary recovery method for maintaining pressure and enhancing production in the Hassi Messaoud oil field, the largest reservoir in Algeria. However, chemical incompatibility between the injection water and the formation water poses a major challenge, potentially leading to the precipitation of minerals (such as barite, calcite, or halite) and altering reservoir quality. This study aims to analyze these geochemical interactions using

thermodynamic modeling with PHREEQC software at a temperature of 120 °C. The simulations compared the effects of injecting two distinct water sources: water from the Albian aquifer and water from the Turonian. The results demonstrate that Turonian water causes critical precipitation of barite (BaSO_4), which risks damaging the pore network. Conversely, Albian water prevents barite formation and promotes the continuous dissolution of clogging minerals such as anhydrite, illite, and kaolinite. In conclusion, the study validates the use of Albian water as the optimal fluid for enhanced oil recovery at Hassi Messaoud, as it preserves and even stimulates the petrophysical qualities of the reservoir rock through a continuous leaching effect.

Keywords: Simulation, Geochemical Modeling, PHREEQC, Incompatible Waters, Albian Water, Cambrian Water, Petrophysical Properties, Precipitation and Dissolution.

المخلص

يعتبر حقن المياه طريقة استخراج ثانوية أساسية للحفاظ على الضغط وتحسين الإنتاج في حقل حاسي مسعود النفطي، وهو أكبر حقل في الجزائر. ومع ذلك، يشكل عدم التوافق الكيميائي بين مياه الحقن ومياه التكوين تحديًا كبيرًا، مما قد يؤدي إلى ترسب المعادن (مثل البارييت، الكالسيت، أو الهاليت) وتدهور جودة المكمن. تهدف هذه الدراسة إلى تحليل هذه التفاعلات الجيوكيميائية باستخدام النمذجة عند درجة حرارة 120 درجة مئوية. سمحت عمليات المحاكاة PHREEQC الديناميكية الحرارية ببرنامج بمقارنة تأثيرات حقن مصدرين مختلفين للمياه: مياه الطبقة الألبية ومياه الطبقة التورونية. أثبتت النتائج أن المياه التورونية تسبب ترسبًا حرجيًا للبارييت مما يهدد بإتلاف الشبكة المسامية. على العكس من ذلك، تمنع المياه الألبية تكوين البارييت وتعزز الذوبان المستمر للمعادن السادة مثل الأنهيدريت، الإليت، والكاولينيت. في الختام، تصادق الدراسة على استخدام المياه الألبية كمائع أمثل للاستخراج المعزز في حاسي مسعود، لأنها تحافظ على الخصائص البتروفيزيائية لصخرة المكمن، بل وتحفزها، بفضل تأثير الغسل المستمر.

الكلمات المفتاحية: المحاكاة، النمذجة الجيوكيميائية، برنامج PHREEQC، المياه غير المتوافقة، مياه الطبقة الألبية (الألبين)، مياه الطبقة الكامبرية (الكامبريان)، الخصائص البتروفيزيائية، الترسيب والذوبان

Introduction Générale :

L'injection d'eau s'est imposée comme une méthode essentielle dans l'industrie pétrolière contemporaine, notamment pour optimiser la récupération des hydrocarbures dans des réservoirs en déplétion. Cette technique, qui consiste à injecter de l'eau dans les formations géologiques pour maintenir la pression et déplacer l'huile vers les puits producteurs, est particulièrement pertinente dans le contexte du champ de Hassi Messaoud, le plus grand champ pétrolier d'Algérie.

Le champ de Hassi Messaoud, avec ses vastes réserves d'hydrocarbures, représente un cas d'étude idéal pour examiner les implications géochimiques de l'injection d'eau sur la qualité des réservoirs. En effet, alors que les réserves d'hydrocarbures mondiales sont en déclin et que les exigences environnementales deviennent de plus en plus strictes, il est crucial pour l'Algérie de maximiser l'efficacité de sa production pétrolière. L'injection d'eau permet non seulement de maintenir la pression du réservoir, mais elle joue également un rôle clé dans le déplacement de l'huile, ce qui peut considérablement augmenter les taux de récupération.

Cependant, l'utilisation de cette méthode n'est pas sans défis. L'un des problèmes majeurs réside dans l'incompatibilité chimique entre les eaux injectées et celles présentes dans les réservoirs. Cette incompatibilité peut entraîner des réactions indésirables, telles que la précipitation de sels minéraux, qui peuvent obstruer les puits et réduire l'efficacité de la production. Par conséquent, une compréhension approfondie de ces interactions géochimiques est essentielle pour optimiser les opérations d'injection et garantir la durabilité des réservoirs.

Ainsi, cette étude vise à analyser les interactions géochimiques entre les eaux d'injection et les eaux de gisement, en évaluant leur impact sur la qualité et la productivité des réservoirs. De plus, elle propose des recommandations pratiques pour améliorer les techniques d'injection et la gestion des réservoirs, en tenant compte des résultats obtenus. En abordant ces questions, cette recherche contribue

à une meilleure compréhension des dynamiques complexes qui régissent l'exploitation pétrolière dans le champ de Hassi Messaoud et, par extension, dans d'autres champs pétroliers similaires.

Chapitre I : Présentation du champ de Hassi Messaoud

I.1 Historique de la Recherche

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société “ SN REPAL ” implante le 16 Janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 Juin de la même année, ce forage a traversé des grés cambriens à 3338 m qui sont producteurs d’huile. En Mai 1957, la société “ CFPA ” réalise un puits Om1 à environ 7 Km au Nord-NordOuest du puits MD1, ce forage confirmait l’existence d’huile dans les grés du Cambrien. Par la suite le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P. A pour le champ Nord et SN REPAL pour le champ Sud. La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d’exploitation. Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a conduit à appliquer les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d’eau, fracturation, acidification). Actuellement (mars 2018), le nombre de puits foré est de 1646 puits avec :

- 184 puits horizontaux.
- 158 puits en short radius.
- 585 puits producteurs d’huile.
- 333 puits gaz lift producteurs d’huile.
- 112 puits injecteurs gaz.
- 8 puits injecteurs eau.
- 86 puits producteurs eau.
- 54 puits secs.
- 78 puits abandonnés.

I.2 La Situation Géographique

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province triasique, Il se situe à 650 km Sud – Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, à 80 Km au Nord Est du gisement Rhourde el Baguel et à 280 Km du gisement de gaz à condensats de Hassi R'Mel. La concession du champ de Hassi Messaoud dans la superficie est de l'ordre de 4200 Km², avait été octroyée le 1er Novembre 1961 à l'association SN REPAL-CFP(A).

En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

♣ 790.000 à 840.000 EST ♣ 110.000 à 150.000 Nord

En coordonnées géographiques :

- Au nord par latitude 32 15° - A l'ouest par la longitude 5 40°
- Au Sud par latitude 31 30° - A l'Est par la longitude 6 35°



Figure 1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud
(D'après WEC, Algérie 2007)

I.3 La Situation Géologique

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km² de superficie. Il est limité

A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.

Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.

Au Nord par la structure Djamaa-Tougourt.

A l'Est par la dépression de Berkine

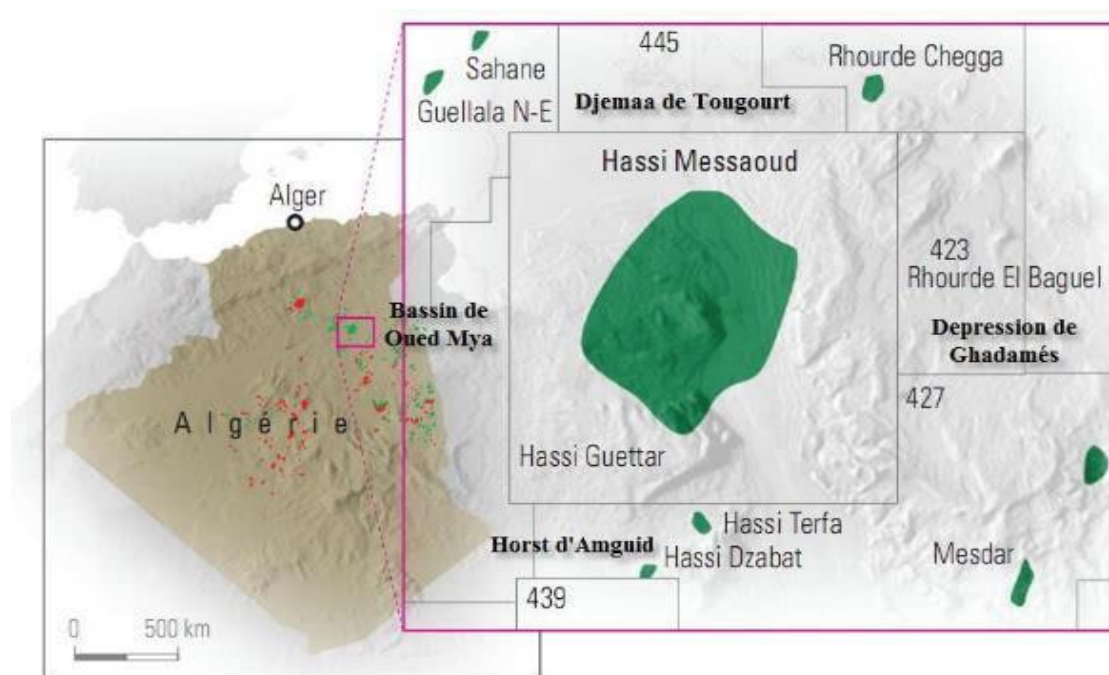


Figure 2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.

(Document Sonatrach)

I.4 Stratigraphie du Champ

La région de Hassi Messaoud, située au cœur du Sahara algérien, représente un site géologique d'une grande richesse et complexité. Elle est non seulement un pilier de l'industrie pétrolière en Algérie, mais aussi un laboratoire naturel pour l'étude des processus géologiques, stratigraphiques et tectoniques. Cette étude se propose d'explorer en profondeur les différentes couches géologiques de la région, en fournissant des informations précises, des détails supplémentaires et des références académiques fiables.

I.4.1 Couche de base :

I.4.1.1 Socle :

Le socle granitique est rencontré à une profondeur d'environ 4000 mètres. Il est principalement constitué de granite porphyroïde rose, une roche ignée qui se caractérise par une texture grenue et une composition minérale riche, comprenant du quartz, du feldspath et de mica. Ce type de granite est souvent associé à des environnements tectoniques stables, ce qui lui confère une grande résistance mécanique. Selon Béthoux et Marcoux (2008), le granite de cette région remonte au Précambrien, représentant ainsi l'une des plus anciennes unités géologiques de l'Algérie. Ce socle granitique sert de fondation pour les couches sédimentaires qui s'accumulent au-dessus, influençant la géomorphologie de la région.

I.4.1.2 Infracambrien :

L'unité infracambrienne est l'une des plus anciennes lithologiques rencontrées dans la région, composée de grès argileux rouges. Ces dépôts sont souvent interprétés comme étant le résultat de conditions fluviales ou lacustres, où les sédiments argileux se sont accumulés dans des environnements humides. Des études géologiques, telles que celles menées par Pérez et Alvaro (2015), montrent que cette unité contient des microfossiles, permettant de mieux comprendre les conditions environnementales de l'époque. Les analyses isotopiques effectuées sur ces roches révèlent également des informations sur la paléoclimatologie de la région, suggérant des périodes de climat humide alternant avec des phases plus sèches.

I.4.2 Couche Paléozoïque :

I.4.2.1 Paléozoïque :

Les formations paléozoïques reposent discordamment sur le socle, marquées par des événements tectoniques majeurs tels que l'orogénèse panafricaine. Cet événement a provoqué des déformations significatives dans les couches sédimentaires, créant un relief complexe.

I.4.2.2 Cambrien :

Cette couche est principalement composée de grès hétérogènes, allant de très fins à grossiers, avec des intercalations de silstones argileux. Les lithozones identifiées dans cette couche sont essentiels pour comprendre la dynamique sédimentaire de l'époque.

Lithozones :

Lithozone R3 : Épaisseur moyenne de 370 mètres, composée de grès feldspathiques et micacés. Cette lithozone indique des environnements de dépôt variés, souvent associés à des périodes de transgression marine, où les niveaux d'eau fluctuants ont permis une diversité de dépôts.

Lithozone R2 : Épaisseur moyenne de 100 mètres, constitué de grès moyens à grossiers, avec des intercalations de silts. Cela témoigne de conditions de dépôt fluctuantes, où des périodes de calme alternent avec des événements plus énergiques.

Lithozone Ra : Épaisseur moyenne de 125 mètres, comprenant des grès quartzitiques anisométriques, souvent associés à des environnements de dépôt plus érosifs. Ces grès montrent des signes d'érosion et de transport, suggérant des périodes de forte activité sédimentaire.

Lithozone Ri : Épaisseur moyenne de 42 mètres, constitué de grès quartzitiques fins, bien classés, indiquant des conditions de dépôt stables et marines. La présence de fossiles marins dans cette lithozone suggère un environnement riche en biodiversité.

I.4.2.3 Ordovicien :

Cette couche se distingue par quatre unités lithologiques :

Zone des alternances : Épaisseur moyenne de 20 mètres, caractérisée par des couches d'argiles indurées et des bancs quartzites fins.

Les alternances entre argile et sable témoignent de variations climatiques et marines, reflétant des changements dans les conditions de dépôt.

Argiles d'El-Gassi : Épaisseur moyenne d'environ 50 mètres, constituée d'argiles schisteuses, souvent glauconieuses, indiquant un environnement marin profond. La découverte de fossiles de graptolites dans cette formation suggère un milieu de dépôt marin riche et diversifié.

Grès d'El Atchane : Épaisseur moyenne de 12 à 25 mètres, ces grès fins à très fins suggèrent des environnements de dépôt calme, souvent associés à des périodes de faible énergie, où les sédiments se déposent lentement.

Quartzites de Hamra : Épaisseur moyenne de 12 à 75 mètres, composées de grès quartzitiques fins, indiquant des conditions de dépôt plus érosives, souvent liées à des périodes de forte activité hydrodynamique.

I.4.3 Couche Mésozoïque :

I.4.3.1 Trias :

Le Trias repose discordamment sur le Cambrien et l'Ordovicien, et se compose de plusieurs unités distinctes :

Trias éruptif : Épaisseur variant entre 0 et 92 mètres, où des coulées éruptives sont interstratifiées avec des grès, indiquant une activité volcanique significative. Ces coulées témoignent d'un environnement tectonique actif, comme l'indiquent les travaux de Géologie Algérienne (2019), qui soulignent l'importance de cette période dans l'évolution géologique de la région.

Trias argilo-gréseux : Épaisseur moyenne de 35 mètres, composé de couches de terre et de sable, ce qui reflète un environnement sédimentaire mixte, souvent influencé par des cycles de transgression et de régression marine.

Trias argileux : Épaisseur moyenne de 113 mètres, constitué d'argiles dolomitiques, souvent intercalées de bancs de sel, ce qui indique un environnement semi-aride. Les analyses géochimiques montrent la présence de minéraux évaporitiques, suggérant des conditions d'évaporation élevées.

Trias salifère : Épaisseur moyenne de 340 mètres, caractérisé par des bancs de sel massif, souvent associés à des dépôts d'anhydrite et d'argiles légèrement silteuses, ce qui témoigne d'un environnement évaporitique.

I.4.3.2 Jurassique :

Avec une épaisseur moyenne de 844 mètres, le Jurassique est constitué d'un ensemble argilo-gréseux avec des intercalations de calcaire, reflétant des environnements marins et lagunaires.

Lias : Épaisseur moyenne de 300 mètres, caractérisé par des dépôts de marne dolomitique, souvent utilisés comme repères sismiques. Des études géochimiques ont révélé la présence d'hydrocarbures dans ces formations, suggérant un potentiel pétrolier important.

Dogger : Épaisseur moyenne de 320 mètres, subdivisé en formations lagunaires et argileuses, indiquant des environnements de dépôt complexes, souvent associés à des périodes de forte biodiversité marine.

Malm : Épaisseur moyenne de 225 mètres, constitué de dépôts argileux et marneux avec des intercalations de calcaire, souvent riches en fossiles marins, ce qui témoigne d'une biodiversité marine florissante à cette époque.

I.4.3.3 Crétacé :

Le Crétacé, avec une épaisseur moyenne de 1620 mètres, comprend sept étages lithologiques :

Néocomien : Épaisseur de 185 mètres, constitué de grès et d'argiles, souvent riches en fossiles, ce qui indique un environnement de dépôt actif.

Barrémien : Épaisseur moyenne de 277 mètres, formé de grès fins à moyens, avec des intercalations d'anhydrite, indiquant un environnement évaporitique. Les analyses de ces couches montrent une stratification complexe, influencée par des fluctuations marines.

Aptien : Épaisseur de 25 mètres, représenté par des bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux, souvent associé à des dépôts marins.

Albien : Épaisseur moyenne de 350 mètres, constitué de grès et de sable fin, représentant une immense nappe aquifère, essentielle pour les ressources en eau de la région.

Cénomanién : Épaisseur moyenne de 148 mètres, alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, indiquant des environnements de dépôt variés.

Turonien : Épaisseur moyenne variant entre 70 et 120 mètres, alternance de calcaire argileux et dolomitique, souvent associé à des périodes de forte activité marine.

Sénonien : Épaisseur moyenne de 230 mètres, avec des séries lagunaires et des bancs de calcaire, indiquant des environnements marins riches.

I.4.4 Couche Cénozoïque :

Avec une épaisseur moyenne de 360 mètres, les couches cénozoïques se composent de calcaire dolomitique à l'Éocène et d'une couverture sableuse au Mio-Pliocène. Ces dépôts indiquent des changements environnementaux significatifs dans la région, avec des études paléontologiques révélant des fossiles de mammifères et d'oiseaux, suggérant un environnement riche en biodiversité.

L'analyse détaillée des couches géologiques de la région de Hassi Messaoud met en lumière la complexité et la diversité de la structure géologique.

Comprendre ces couches est essentiel pour développer des stratégies efficaces d'exploitation des ressources naturelles, notamment les hydrocarbures, et pour enrichir les connaissances géologiques générales.

Ere	Etage	Formation	Lithologie	Ep	Description
M E S O Z O I Q U E		MIO PLIOCENE		239	Sable, calcaire
		EOCENE		122	Calcaire
	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire, dolomie, anhydrite
		ANHYPDRITIQUE		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
	JURASSIQUE	DOGGER			
		MALM		226	Argile, marne, calcaire
		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
		GRESEUX		0-35	Grès, intercalations d'argile
		ERUPTIF		0-92	Roches volcaniques
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites de Hamra		75	Grès quartzite très fins à tigliolites
		Grès d'El-Aichane		25	Grès fins glauconieux
		Argiles d'El-Gassi		50	Argile verte ou noire
		Zones des Alternances		18	Alternances grès et argiles
	CAMBRIEN	Cambrien R1		45	Grès isométriques à tigliolites, Silt
		Cambrien R2		125	Grès Anisométriques, silt
		Cambrien R3		100	Grès argileux grossiers, silt argileux
		Cambrien R4		370	Grès grossiers, argiles et silt argileux
	ARCHAÏQUE	Infra-Cambrien		45	Grès argileux rouges
		Socle			Granite et gneiss

Figure 3 : Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud. (Document Sonatrach).

I.5 Description des Réservoirs :

I.5.1 Caractéristique des Réservoirs :

Les réservoirs de Hassi Messaoud se distinguent par leur composition lithologique variée, leur porosité et leur perméabilité. Les grès cambriens, en particulier, sont les plus productifs, affichant une porosité moyenne de 5 à 10 % et une perméabilité pouvant atteindre 1 Darcy. Cette combinaison de caractéristiques géologiques favorise une production efficace d'hydrocarbures, rendant le champ particulièrement attractif pour l'exploitation. Les analyses pétrophysiques ont montré que les réservoirs sont principalement constitués de quartz, avec des proportions variables de feldspath et de minéraux argileux. Cette composition influence non seulement la capacité de stockage des hydrocarbures, mais aussi la manière dont ces derniers interagissent avec les fluides injectés lors des opérations de récupération.

I.5.2 Subdivision Diagraphique et Pétrophysique :

Les réservoirs de Hassi Messaoud sont subdivisés en différentes unités lithologiques, désignées par les codes Ri, Ra, R2 et R3, chacune ayant des caractéristiques spécifiques en termes de composition et de qualité de réservoir.

Zone Ri : Comprend des grès fins isométriques, souvent très compacts, représentant environ 13 % des réserves. Cette zone est caractérisée par une faible porosité, ce qui limite sa capacité à stocker des hydrocarbures.

Zone Ra : Considérée comme le réservoir principal, elle représente 68 % des réserves, avec des grès anisométriques offrant des caractéristiques pétrophysiques optimales. Cette zone présente une porosité et une perméabilité supérieures, ce qui en fait la principale source de production d'hydrocarbures dans le champ. Les autres zones, R2 et R3, sont moins productives et présentent des caractéristiques géologiques qui limitent leur efficacité en tant que réservoirs d'hydrocarbures. L'étude de ces subdivisions permet de mieux comprendre la dynamique de production et d'optimiser les techniques d'extraction.

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, Elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

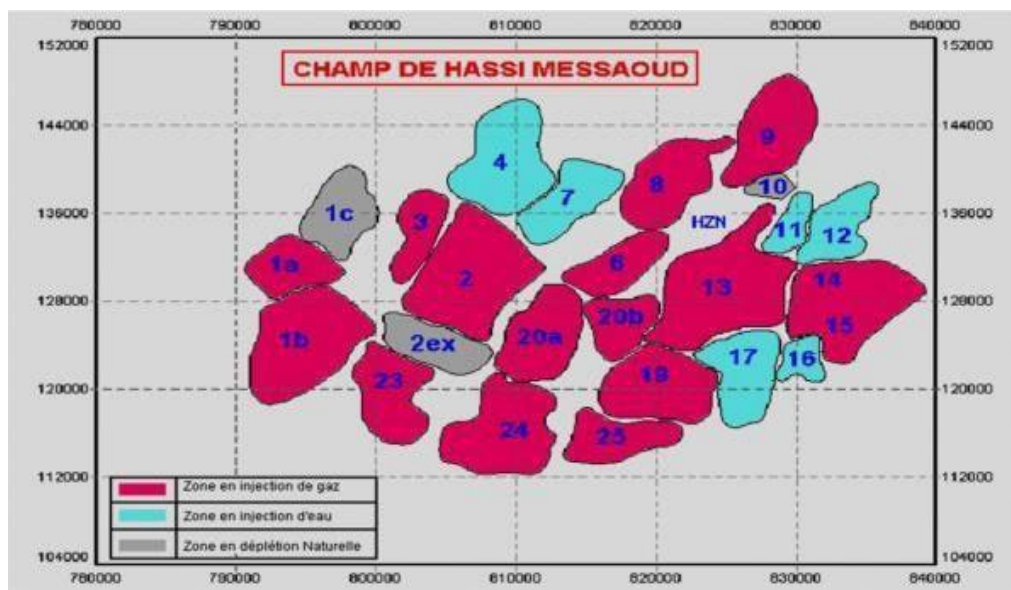


Figure 4 : Carte des zones du champ de Hassi Messaoud. (Document Sonatrach 2003)

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord (ex CFPA) et le champ Sud (ex SN REPAL), chacun ayant sa propre numérotation.

♦ Champ Nord : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple Omn 43.

O : majuscule, permis d'Ouargla

m : minuscule, carreau de 1600 km²

n : minuscule, carré de 100 km²

4 : abscisse, et 3 : ordonnée

♦ Champ Sud : Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert.

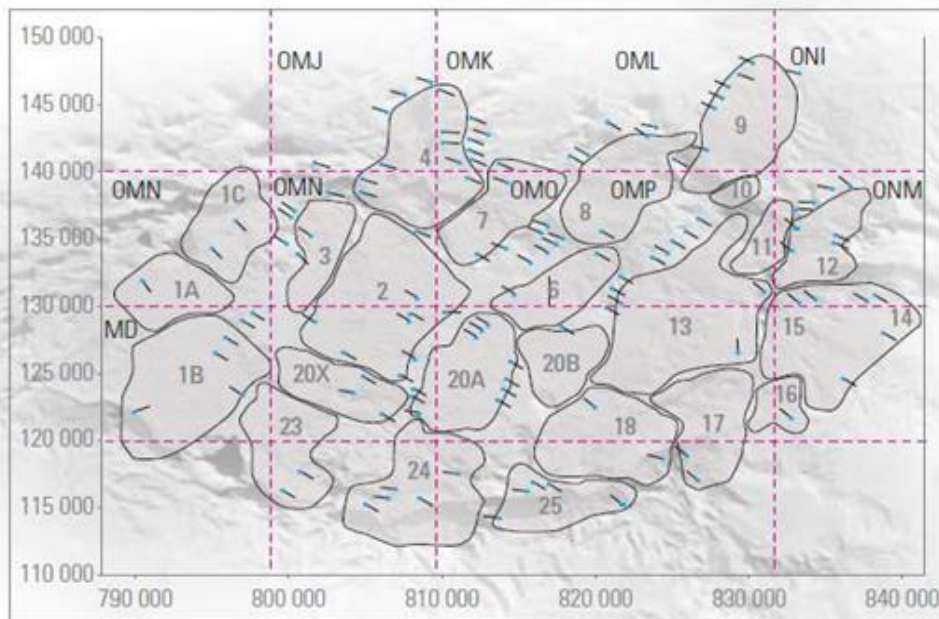


Figure 5 : Zones et numération des puits. (Document Sonatrach)

I.6 Développement de gisement et problèmes d'exploitation du gisement de Hassi Messaoud

Le gisement de Hassi-Messaoud, situé en Algérie, est l'un des plus grands gisements de pétrole du pays. Son exploitation présente à la fois des opportunités et des défis significatifs. Ce document se penche sur les aspects de la production, de la liaison couche trou, du maintien de pression, et des problèmes d'exploitation rencontrés.

I.6.1 Production :

Le gisement de Hassi-Messaoud compte plus de 1284 puits forés dans le Cambrien. Parmi ceux-ci, 781 sont des puits producteurs d'huile, 86 sont des puits

injecteurs de gaz, et 30 sont des puits injecteurs d'eau. Les réserves en place du gisement sont estimées à 7075,73 millions de mètres cubes standard (106 stdm³).

Taux de récupération :

Au cours des trois dernières années, la production d'huile récupérée est estimée à 946,97 millions de mètres cubes standard (106 stdm³), avec un taux de récupération de 20 %. Ce taux est relativement faible, ce qui souligne la nécessité d'améliorer les techniques d'extraction

Equipements et technologies :

Plus de la moitié des puits producteurs sont équipés de systèmes concentriques pour l'injection d'eau douce, destinés à dessaler les dépôts de sel, ainsi que d'injection de gas-lift pour augmenter la récupération. Les indices de productivité varient considérablement, avec des débits allant de 10 à 750 m³/j. Cela reflète les différences géologiques et techniques entre les puits.

I.6.2 Liaison couche trou

Historiquement, jusqu'à la fin des années 60, la majorité des puits étaient complétés en trou ouvert (open hole). Cependant, l'équipement de certains puits avec des liners cimentés a été introduit pour améliorer la stabilité. À partir des années 80, l'utilisation de crépines (5" FJ Hydril) s'est généralisée.

Problèmes de bouchage

La chute inexplicée de production de certains puits dans la périphérie ouest du champ a révélé un bouchage de l'espace annulaire entre les parois du trou et la crépine, causé par des dépôts organiques. Cela a conduit à la décision d'éliminer les crépines. Actuellement, les nouveaux puits ou ceux en work-over sont équipés de liners cimentés de 4"1/2 ou laissés en découvert.

I.6.3 Maintien de pression :

Le maintien de la pression dans le réservoir est crucial pour maximiser le taux de récupération. Cela se fait par l'injection de gaz miscible à haute pression (420 bars à la sortie de la station), qui est adapté aux caractéristiques du réservoir. Actuellement, sept zones sont soumises à l'injection d'eau, tandis que douze zones subissent une déplétion naturelle et six zones sont en injection de gaz.

Débits d'injection

Au cours des trois dernières années, le débit moyen d'injection de gaz a varié entre 35,281 millions std m³/j et 44,665 millions std m³/j. Ces débits sont essentiels pour maintenir la pression et favoriser la récupération de l'huile.

I.6.4 Problèmes d'exploitation

Le champ de Hassi Messaoud fait face à plusieurs problèmes d'exploitation, notamment des dépôts d'asphaltes et de sels. Ces dépôts entraînent des bouchages dans les puits, réduisant ainsi leur productivité.

Dépôts de sel et d'asphalte :

Pour inhiber les dépôts de sel, une injection d'eau douce est effectuée de manière continue ou par bouchons dans les puits. Cependant, l'incompatibilité de l'eau injectée avec l'eau du gisement entraîne la formation de nouveaux dépôts de sulfate de baryum (BaSO₄) dans le tubing. Ces dépôts sont très difficiles à éliminer, même avec l'injection d'inhibiteurs de dépôts.

I.6.5 Impact sur la production :

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs, en particulier dans les zones d'injection, posent également des problèmes de production. Ces phénomènes peuvent considérablement réduire l'indice de productivité des puits, rendant la gestion des ressources encore plus complexe.

Chapitre II : Fondements théoriques de l'injection d'eau et interactions fluide-roche

II.1 INTRODUCTION

Ce chapitre vise à décrire les matériaux et méthodes employés pour étudier l'effet de l'injection d'eau sur les qualités réservoirs dans le champ de Hassi Messaoud, un des plus grands champs pétroliers d'Algérie. L'injection d'eau, en tant que méthode de récupération secondaire, est essentielle pour maintenir la pression du réservoir et améliorer la production d'hydrocarbures. Toutefois, cette technique est souvent confrontée à des défis géochimiques, notamment la formation de dépôts minéraux qui peuvent obstruer les puits et réduire l'efficacité de l'extraction. Ce chapitre présente les différentes techniques de collecte et d'analyse des données, ainsi que les types de dépôts minéraux rencontrés, les caractéristiques des eaux injectées et de gisement, et les méthodes de simulation utilisées pour évaluer l'impact de l'injection d'eau sur les propriétés du réservoir. Les références utilisées incluent des études antérieures sur la géochimie des réservoirs et les techniques de récupération d'hydrocarbures, fournissant ainsi une base solide pour les analyses présentées.

II.2 LES DIFFÉRENTS DÉPÔTS MINÉRAUX RENCONTRÉS DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

Les dépôts minéraux dans les champs pétroliers résultent de diverses interactions chimiques et physiques entre les fluides de réservoir, les roches et les conditions environnementales. Ces dépôts peuvent avoir un impact significatif sur la production d'hydrocarbures, en obstruant les puits et en réduisant l'efficacité des opérations d'extraction. Les principaux types de dépôts rencontrés comprennent :

II.2.1 HALITE OU CHLORURE DE SODIUM (NaCl)

L'halite, également connue sous le nom de chlorure de sodium (NaCl), est l'un des dépôts les plus courants rencontrés dans les champs pétroliers. Elle se forme principalement en raison de la sursaturation des eaux de formation. Lorsque l'eau de gisement est extraite, des variations de pression et de température peuvent entraîner la cristallisation du NaCl. Des études ont montré que certaines eaux de

formation peuvent atteindre des concentrations de NaCl allant jusqu'à 350 g/L, provoquant une précipitation significative lorsque la pression diminue (Moussa et al., 2012).

La formation d'halite peut se produire dans diverses parties du système de production, notamment dans les tubages, les vannes de contrôle et les équipements de séparation. Bien que l'halite soit généralement considérée comme moins problématique que d'autres dépôts minéraux, elle peut néanmoins entraîner des obstructions et des coûts d'entretien accrus. Par exemple, des dépôts d'halite peuvent se former sur les parois des tubages et dans les séparateurs, provoquant des pertes de production et nécessitant des interventions fréquentes pour nettoyer les installations (Boudjema et Ouldmadi, 2015).

L'injection d'eau douce est souvent utilisée comme méthode préventive pour limiter la formation d'halite, car sa solubilité augmente avec la profondeur, facilitant ainsi son élimination. De plus, des méthodes de contrôle de la chimie de l'eau, telles que l'ajout de produits chimiques inhibiteurs, peuvent être employées pour réduire la précipitation de NaCl dans les systèmes de production (Mouhoub et al., 2014).



Figure 6 : Chlorure de sodium (NaCl)

II.2.2 CALCITE OU CARBONATE DE CALCIUM (CaCO₃)

La calcite, ou carbonate de calcium (CaCO₃), est un dépôt minéral qui se forme par précipitation dans les réservoirs pétroliers en raison de changements dans les conditions thermodynamiques. La réaction chimique qui conduit à la formation de calcite peut être décrite par l'équation suivante :

$$\text{Ca(HCO}_3\text{)}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CaCO}_3$$


Figure 7 : Carbonate de calcium (CaCO₃)

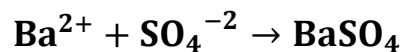
La formation de calcite est souvent favorisée par une augmentation de la température et une diminution de la pression, ainsi que par la dissolution de CO₂ dans l'eau (Anderson et Wolery, 1992).

Des études ont montré que la précipitation de calcite peut également être influencée par des facteurs tels que la sursaturation prolongée d'ions calcium et bicarbonate. Les techniques préventives, telles que l'utilisation d'inhibiteurs de cristallisation, sont souvent mises en œuvre pour minimiser la formation de carbonate, car leur précipitation peut entraîner des problèmes de corrosion dans les équipements de forage (Zatout et al, 2023). Par exemple, la calcite peut se déposer sur les parois des tubages et dans les installations de traitement, entraînant des obstructions et réduisant l'efficacité de la production.

La gestion de ces dépôts est cruciale pour maintenir la productivité des puits. Des recherches ont montré que des traitements acides peuvent être efficaces pour dissoudre la calcite, mais ces méthodes doivent être utilisées avec prudence en raison des risques de corrosion (Bessa, 2004). De plus, l'analyse régulière de la chimie des fluides est essentielle pour anticiper les problèmes de précipitation de calcite et adapter les stratégies d'injection.

II.2.3 BARITE OU SULFATE DE BARYUM (BaSO₄)

La barite, ou sulfate de baryum (BaSO₄), est un dépôt particulièrement problématique en raison de sa capacité à former des bouchons dans les tubages et les installations de surface. Elle se forme lorsque des eaux de gisement chargées en baryum interagissent avec des eaux d'injection contenant des sulfates. La réaction chimique peut être représentée par l'équation suivante :



Les dépôts de barite sont très résistants aux acides et aux bases, rendant leur élimination difficile (Mouhoub et al, 2014).

La gestion des dépôts de barite nécessite une surveillance constante de la chimie des fluides et des stratégies d'injection adaptées pour éviter leur formation. Des études ont montré que la concentration en baryum dans les eaux de gisement peut varier considérablement, influençant ainsi la propension à la précipitation de barite. Les techniques de traitement de l'eau, telles que l'utilisation d'inhibiteurs de précipitation, peuvent également être appliquées pour réduire la formation de ces dépôts (Bessa, 2004).

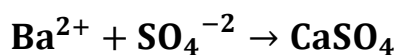
Les dépôts de barite peuvent se former non seulement dans les tubages, mais aussi dans les installations de surface, ce qui complique encore leur gestion. La présence de barite peut également entraîner des problèmes de corrosion et d'obstruction des équipements, augmentant ainsi les coûts d'exploitation et réduisant la production (Zatout et al, 2023).



Figure 8 : Sulfate de baryum (BaSO₄)

II.2.4 ANHYDRITE OU SULFATE DE CALCIUM (CaSO₄)

L'anhydrite, ou sulfate de calcium (CaSO₄), est un dépôt courant formé par l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de gisement. La précipitation de CaSO₄ peut se produire en raison de la baisse de pression dans le puits ou de l'évaporation partielle de l'eau de gisement, entraînant une sursaturation. La réaction chimique de formation de l'anhydrite peut être écrite comme :



Des études ont montré que l'anhydrite peut se déposer dans la roche réservoir, affectant ainsi la porosité et la perméabilité (Boudjema et Ouldmadi, 2015). La précipitation d'anhydrite peut également être favorisée par des conditions de température élevées et des concentrations élevées en calcium et sulfate dans les fluides de réservoir. Pour minimiser ces dépôts, il est crucial de surveiller les conditions de pression et de température tout au long de l'exploitation.

La gestion proactive de la chimie des fluides, y compris l'utilisation de traitements chimiques pour contrôler les concentrations en calcium et sulfate, est essentielle

pour prévenir la formation d'anhydrite. Des études ont montré que l'injection d'eau douce peut aider à dissoudre les dépôts d'anhydrite, mais cela nécessite une planification minutieuse pour éviter des problèmes de compatibilité (Moussa et al., 2012).



Figure 9 : SULFATE DE CALCIUM (CaSO_4)

II.2.5 CÉLESTINE OU SULFATE DE STRONTIUM (SrSO_4)

La célestine, un sulfate de strontium (SrSO_4), est moins soluble que l'anhydrite et sa formation peut également résulter de l'évaporation de l'eau ou du mélange d'eaux incompatibles. La précipitation de SrSO_4 est souvent favorisée par des conditions de température élevées. Les dépôts de célestine peuvent être particulièrement problématiques car ils sont résistants à la dissolution, même en présence d'acides (Moussa et al., 2012).

La gestion de la célestine nécessite une attention particulière pour éviter des obstructions dans les systèmes de production. Des études antérieures ont montré que la composition chimique des eaux de gisement, notamment les concentrations en strontium, peut influencer la propension à la précipitation de célestine. L'utilisation de traitements chimiques et de méthodes de contrôle de la chimie des fluides est essentielle pour minimiser les risques associés à la formation de ces dépôts (Zatout et al., 2023)

La célestine peut également interagir avec d'autres minéraux présents dans le réservoir, ce qui peut compliquer davantage sa gestion. Des recherches supplémentaires sont nécessaires pour mieux comprendre les mécanismes de précipitation de la célestine et développer des stratégies efficaces pour prévenir sa formation.



Figure 10 : Sulfate de strontium (SrSO_4)

II-3. TECHNIQUES D'INJECTION D'EAU

II-3.1 LES EAUX MIS EN JEU EN RÉCUPÉRATION SECONDAIRE

L'injection d'eau dans les réservoirs pétroliers est une technique essentielle pour la récupération secondaire. Elle nécessite une compréhension approfondie des caractéristiques des eaux impliquées dans le processus.

II-3.1.1 Les eaux d'injection

Les eaux d'injection doivent être soigneusement choisies pour garantir leur compatibilité avec les eaux de gisement. Des analyses chimiques régulières sont essentielles pour évaluer les concentrations en ions et prévenir la formation de dépôts minéraux indésirables. Les eaux d'injection doivent également posséder une perméabilité suffisante pour assurer une distribution uniforme dans le

réservoir, maximisant ainsi le contact avec le pétrole. Des études antérieures ont montré que l'injection d'eaux de qualité adaptée peut significativement améliorer le rendement de récupération (Mouhoub et al., 2014).

II-3.1.2 Les eaux de gisement

L'eau de gisement, souvent chargée en sels, joue un rôle crucial dans le processus de récupération. Sa composition chimique, notamment les concentrations en ions chlorure, sulfate et bicarbonate, doit être surveillée de près pour anticiper les problèmes de précipitation et d'incompatibilité. Une gestion efficace de ces eaux est essentielle pour optimiser la production et minimiser les coûts associés à l'entretien des installations. Des recherches ont démontré que les eaux de gisement peuvent interagir de manière complexe avec les fluides injectés, ce qui nécessite des stratégies d'injection adaptées pour maintenir l'efficacité de la récupération (Zatout et al, 2023).

II.3.2 L'INJECTION D'EAU (WATER FLOODING)

L'injection d'eau, ou water flooding, est une technique de récupération secondaire essentielle dans l'industrie pétrolière, visant à maintenir la pression du réservoir et à améliorer la récupération des hydrocarbures. Cette méthode consiste à injecter de l'eau dans le réservoir pour pousser le pétrole vers les puits de production, augmentant ainsi le taux de récupération.

II.3.2.1 OBJECTIFS DE L'INJECTION D'EAU

Maintien de la Pression du Réservoir

L'injection d'eau est cruciale pour maintenir la pression dans le réservoir, qui peut diminuer au fur et à mesure que les hydrocarbures sont extraits. Une pression insuffisante peut entraîner une diminution de la production de pétrole, rendant l'injection d'eau essentielle pour prolonger la durée de vie du champ pétrolier. L'injection d'eau permet de créer une pression supplémentaire qui aide à déplacer le pétrole vers les puits producteurs (Craig, 1971).

Amélioration du Taux de Récupération

En augmentant la saturation en huile dans le réservoir, l'injection d'eau contribue

à une récupération plus efficace des hydrocarbures. Des études ont démontré que l'injection d'eau peut améliorer le taux de récupération de pétrole de 20 à 60 % par rapport à la récupération primaire (Willhite, 1986). Par exemple, dans le champ de Hassi Messaoud, l'injection d'eau a été mise en œuvre pour compenser la chute de pression et optimiser le rendement global du réservoir.

Mobilité du Pétrole

L'injection d'eau facilite également le déplacement du pétrole dans le réservoir, en réduisant sa viscosité et en augmentant sa mobilité. Cela est particulièrement important dans les réservoirs où le pétrole est visqueux ou où les mécanismes de drainage gravitaire ne sont pas efficaces (Zatout et al, 2023).

II.3.2.2 TYPES D'EAUX UTILISÉES POUR L'INJECTION

Les eaux utilisées pour l'injection peuvent provenir de diverses sources, et leur qualité chimique est cruciale pour le succès de l'injection. Les deux principales sources d'eau d'injection sont :

- **Eaux de Surface**

Les eaux de surface, telles que celles provenant de rivières ou de lacs, peuvent être utilisées pour l'injection. Cependant, elles nécessitent souvent un traitement préalable pour éliminer les impuretés et les contaminants. L'utilisation d'eaux de surface est généralement moins courante en raison de la variabilité de leur composition chimique, qui peut entraîner des problèmes d'incompatibilité avec les eaux de gisement (Zatout et al, 2023).

- **Eaux de Formation**

Les eaux de formation, souvent issues d'aquifères sous-jacents, sont couramment utilisées pour l'injection. Dans le cas du champ de Hassi Messaoud, l'eau d'injection provient de la nappe aquifère albienne, qui est l'un des plus grands aquifères au monde. Cette source d'eau est généralement plus stable en termes de composition chimique, facilitant ainsi son utilisation pour l'injection. Les analyses chimiques de ces eaux montrent qu'elles contiennent des concentrations élevées en ions calcium et bicarbonate, ce qui peut

influencer leur compatibilité avec l'eau de gisement (Boudjema et Ouldmadi, 2015).

II.3.2.3 CARACTÉRISTIQUES DES EAUX D'INJECTION

La qualité chimique des eaux d'injection est essentielle pour éviter des problèmes de précipitation de sels et d'incompatibilité avec les eaux de gisement. Les principales caractéristiques à surveiller incluent :

- **pH et Alcalinité**

Le pH de l'eau d'injection doit être surveillé, car des niveaux acides peuvent favoriser la corrosion des équipements et influencer la précipitation de minéraux. Un pH neutre est généralement souhaitable pour minimiser ces effets (Moussa et al, 2012).

- **Concentration en Ions**

Les concentrations en ions, tels que le sodium, le calcium, le sulfate et le bicarbonate, doivent être analysées pour évaluer la compatibilité de l'eau d'injection avec l'eau de gisement. Par exemple, des concentrations élevées en sulfates peuvent entraîner la précipitation de barite lors de l'injection, ce qui peut obstruer les puits (Zatout et al, 2023).

- **Salinité**

La salinité de l'eau d'injection est également un facteur important. Une salinité trop élevée peut entraîner des problèmes de compatibilité avec les eaux de gisement, provoquant des précipitations indésirables et réduisant l'efficacité de l'injection. Des recherches ont montré que le contrôle de la salinité est crucial pour optimiser la récupération d'hydrocarbures (Boudjema et Ouldmadi, 2015).

II.3.2.4 Technique d'injection d'eau

Considère un réservoir homogène composé d'une seule couche, où les fluides s'écoulent horizontalement avec une saturation constante. L'injection d'eau débute généralement après une période de déplétion naturelle du réservoir. Dans cette phase, la pression du réservoir est inférieure à la pression de

saturation, entraînant la libération de gaz et la formation d'une couche uniforme.

L'initiation de l'injection d'eau est souvent accompagnée d'une augmentation significative de la pression dans le réservoir, particulièrement autour des puits injecteurs, avec une diminution progressive de cette pression en direction des puits producteurs. Sous l'effet de cette augmentation de pression, le gaz se dissout dans l'huile, ce qui explique pourquoi la production d'huile n'augmente pas immédiatement avec le début de l'injection.

Durant cette phase initiale, un volume d'eau équivalent au volume de gaz libre initialement présent dans le réservoir est injecté, ce qui conduit à une période de remplissage « fill up ». Pendant cette période, la majorité du gaz se dissout dans l'huile, tandis qu'une partie est produite par les puits producteurs. L'avancement du front d'huile est plus rapide que celui du front d'eau, et la saturation du gaz derrière le front d'huile atteint sa valeur résiduelle. L'arrivée du front d'huile aux puits producteurs marque la fin de cette période de remplissage.

Au cours de l'injection, un front d'eau cylindrique se forme autour de chaque puits injecteur, dont le rayon augmente avec le temps. Derrière ce front, la saturation d'huile diminue progressivement jusqu'à atteindre la saturation résiduelle. À la fin de la période de remplissage, bien que le front continue d'avancer, le débit de production augmente et peut presque égaler le débit d'injection à l'échelle du réservoir. Si la saturation initiale d'eau de la formation est inférieure à celle requise pour l'écoulement, la production d'huile durant cette phase se fait avec un Water Oil Ratio (WOR) nul.

L'apparition d'une production d'eau significative indique la percée du front d'eau dans le puits considéré, entraînant une augmentation rapide de la production d'eau. La récupération de l'huile se trouvant derrière le front est facilitée par l'injection d'un volume d'eau considérable.

Durant cette phase post-percée, la surface balayée augmente, justifiant ainsi la poursuite de l'injection, même si les puits producteurs peuvent être abandonnés à un certain niveau de Water Cut.

II.3.2.4.1 Schémas d'injection

❖ Injection Périphérique

Dans ce schéma, les puits injecteurs sont situés à la périphérie du réservoir, permettant à l'eau d'injection de se déplacer vers le centre et de pousser le pétrole vers les puits producteurs. Cette méthode est souvent la plus efficace pour maximiser la récupération d'huile, car elle permet de réduire la production d'eau jusqu'à ce qu'il ne reste qu'une seule ligne de puits producteurs (Craig, 1971). Des études ont montré que l'injection périphérique peut également réduire les risques de migration de l'eau vers des zones non productrices.

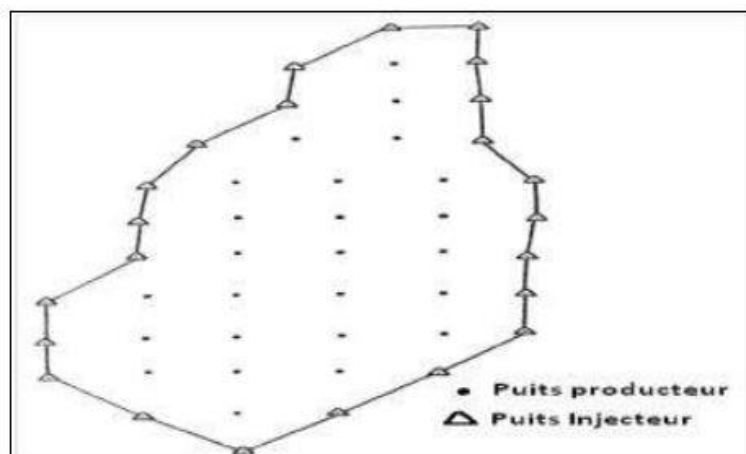


Figure 11 : Illustration d'une injection périphérique

❖ Injection Régulière

Ce schéma implique une disposition uniforme des puits injecteurs et producteurs, facilitant la gestion des pressions et des débits. L'injection régulière peut améliorer la stabilité de la production et réduire les risques de percées d'eau ou de gaz. Cette méthode est particulièrement adaptée aux réservoirs homogènes où la perméabilité est relativement uniforme (Willhite, 1986).

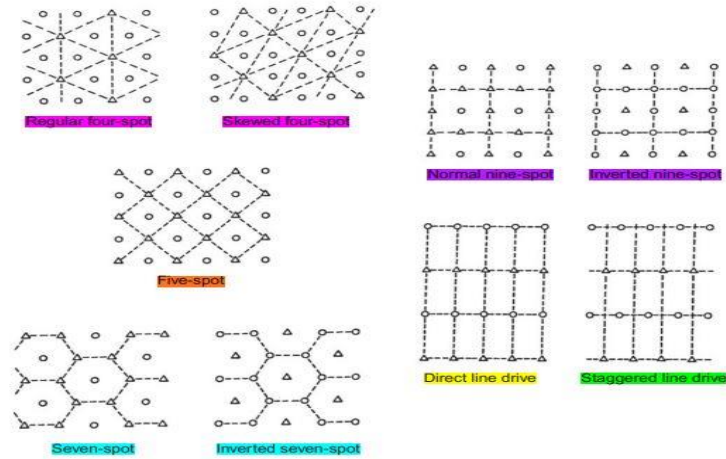


Figure 12 : Illustration d'une injection régulière.

❖ Injection Sommital et Basale

L'injection sommitale consiste à injecter des fluides par le sommet de la structure, tandis que l'injection basale se fait à la base. Ces deux méthodes peuvent être utilisées simultanément pour maximiser la récupération et maintenir la pression du réservoir. Dans certains cas, l'injection sommital peut être plus efficace pour les réservoirs à forte inclinaison, permettant à l'eau de se déplacer plus facilement vers les zones productrices (Zatout et al., 2023).

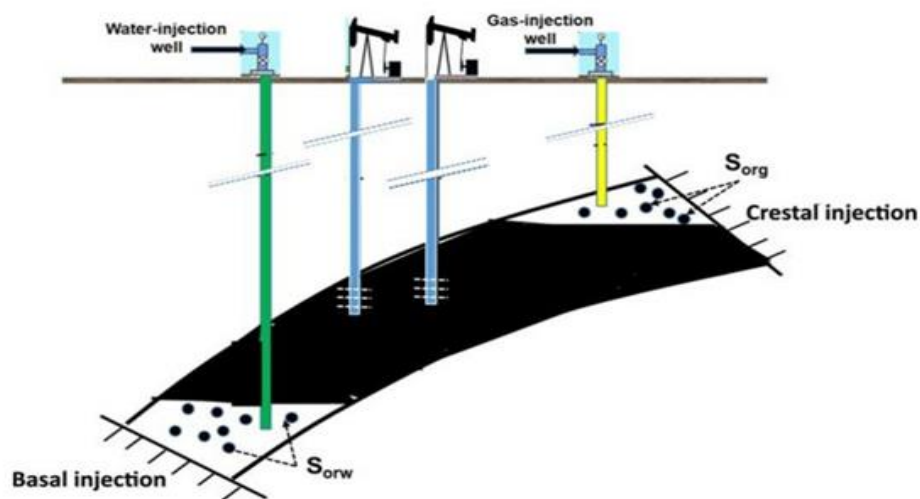


Figure 13 : Illustration d'une injection sommitale et basale.

❖ Injection Alternée

Une autre méthode d'injection consiste à alterner l'injection d'eau avec l'injection de gaz. Cette technique, connue sous le nom d'injection alternée, peut aider à maintenir la pression du réservoir tout en améliorant la récupération d'huile. En injectant du gaz, on peut également réduire la viscosité du pétrole et favoriser son déplacement vers les puits (Mouhoub et al, 2014).

❖ Injection de Gaz Miscible

L'injection de gaz miscible est une technique avancée qui implique l'injection de gaz, tel que le dioxyde de carbone (CO_2) ou le méthane, dans le réservoir. Ce gaz se mélange avec le pétrole, réduisant sa viscosité et améliorant sa mobilité. Cette méthode est particulièrement efficace dans les réservoirs de pétrole léger et peut augmenter considérablement le taux de récupération (Zatout et al., 2023).

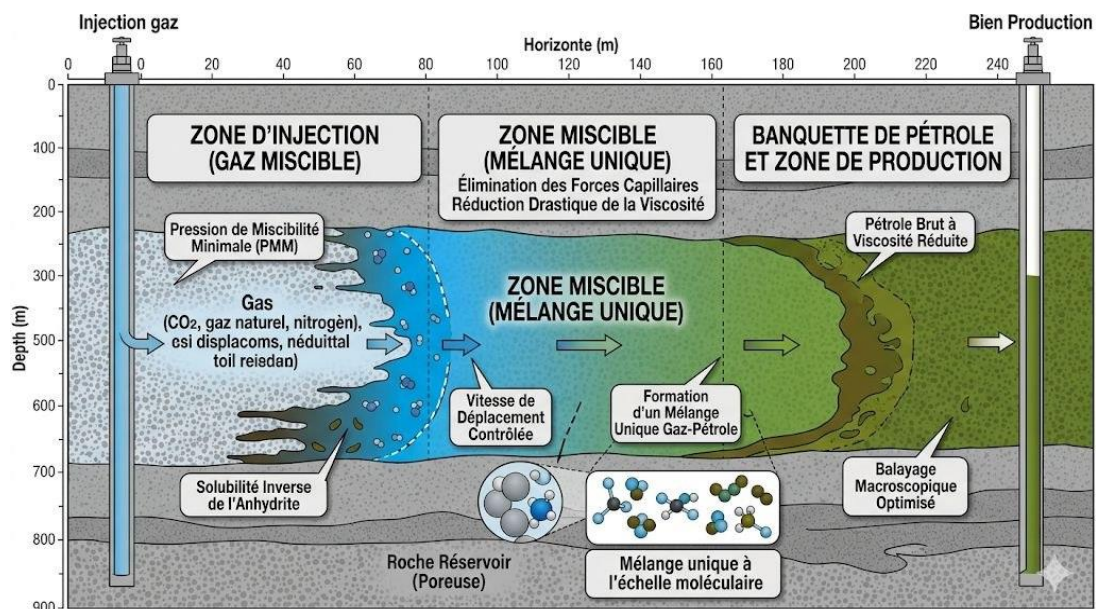


Figure 14 : Illustration d'injection de gaz miscible

II.4 Synthèse pétrographique et diagenétique du champ Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud (HMD) est l'un des plus grands champs pétroliers d'Algérie, situé dans le bassin d'Ouargla. Il est caractérisé par une complexité géologique qui influence les propriétés pétrophysiques et la production d'hydrocarbures. Cette section présente une synthèse pétrographique et diagenétique détaillée du champ, en mettant l'accent sur les éléments constitutifs, les composants majeurs et mineurs, ainsi que sur les processus diagenétiques.

II.4.1 Synthèse pétrographique du champ de HMD

La pétrographie du champ de Hassi Messaoud révèle une diversité de composants qui influencent les propriétés du réservoir. Les principales catégories de composants comprennent les éléments détritiques, les minéraux argileux, et les ciments.

II.4.1.1 Les éléments constitutifs

A. Composants détritiques

Les composants détritiques du réservoir HMD 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, représentant généralement 60 à 70% du grès. Leur abondance augmente vers le haut dans tout le réservoir, indiquant une évolution sédimentaire qui favorise la concentration de quartz en raison de l'altération et du tri (Pettijohn, 1975). La taille des grains de quartz varie de très fin à moyen, ce qui influence la porosité et la perméabilité du réservoir.

❖ Feldspath

Tous les échantillons examinés dans les puits sont dépourvus de feldspath, mais contiennent d'abondants produits d'altération des feldspaths. Cette absence suggère que la teneur en feldspath était sensiblement plus élevée au

moment du dépôt, mais a été réduite par des processus d'altération (McBride, 2002). Les produits d'altération, tels que la kaolinite, peuvent être le résultat de l'hydrolyse des feldspaths, ce qui a également des implications sur la qualité du réservoir.

❖ **Argile détritique**

L'argile détritique est présente en faible quantité dans la plupart des échantillons examinés, représentant moins de 5% du volume d'argile. Elle peut être trouvée sous forme de matrice dispersée, associée à des terriers et des rideaux de boue, ainsi que sous forme d'argile géopétale. La présence d'argile dans les réservoirs peut influencer la capacité de rétention d'eau et la migration des hydrocarbures (Bourg et al., 2013).

❖ **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, indiquant des processus de compaction et de cimentation (Schlumberger, 2015).

❖ **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 souvent associées à des intervalles à lits croisés, qui peuvent être enrichis en hydrocarbures (Mouhoub et al., 2014).

❖ **Mica**

Le mica (muscovite) est présent en quantités mineures dans la plupart des grès de HMD. La présence de muscovite fraîche et fortement altérée coexistant

dans certains échantillons suggère que le mica provient d'au moins deux sources différentes, ce qui peut avoir des implications sur l'hétérogénéité du réservoir (Zatout et al., 2023).

❖ **Minéraux lourds**

Les minéraux lourds 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, souvent sous forme d'inclusions dans certains grains de quartz (Boudjema et Ouldmadi, 2015).

❖ **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 : la kaolinite et l'illite. Les kaolins authigènes, avec les minéraux illitiques, sont 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).

❖ **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 peut se former par transformation de la kaolinite à des températures plus élevées, et elle est souvent associée à des environnements de dépôt plus profonds (Bourg et al., 2013).

❖ **Kaolinite**

La kaolinite est le minéral argileux le plus abondant présent dans les

échantillons HMD examinés (7%). Elle se présente sous forme de ciment et en remplacement de ciments et de grains détritiques. La recristallisation de la kaolinite dans les échantillons HMD peut se faire en dickite, et la kaolinite authigène est parfois partiellement remplacée ou illitisée (Zatout et al., 2023).

❖ **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.

❖ **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. Ce minéral n'a cependant aucune influence sur la capacité de filtration du réservoir.

B. Composants mineurs

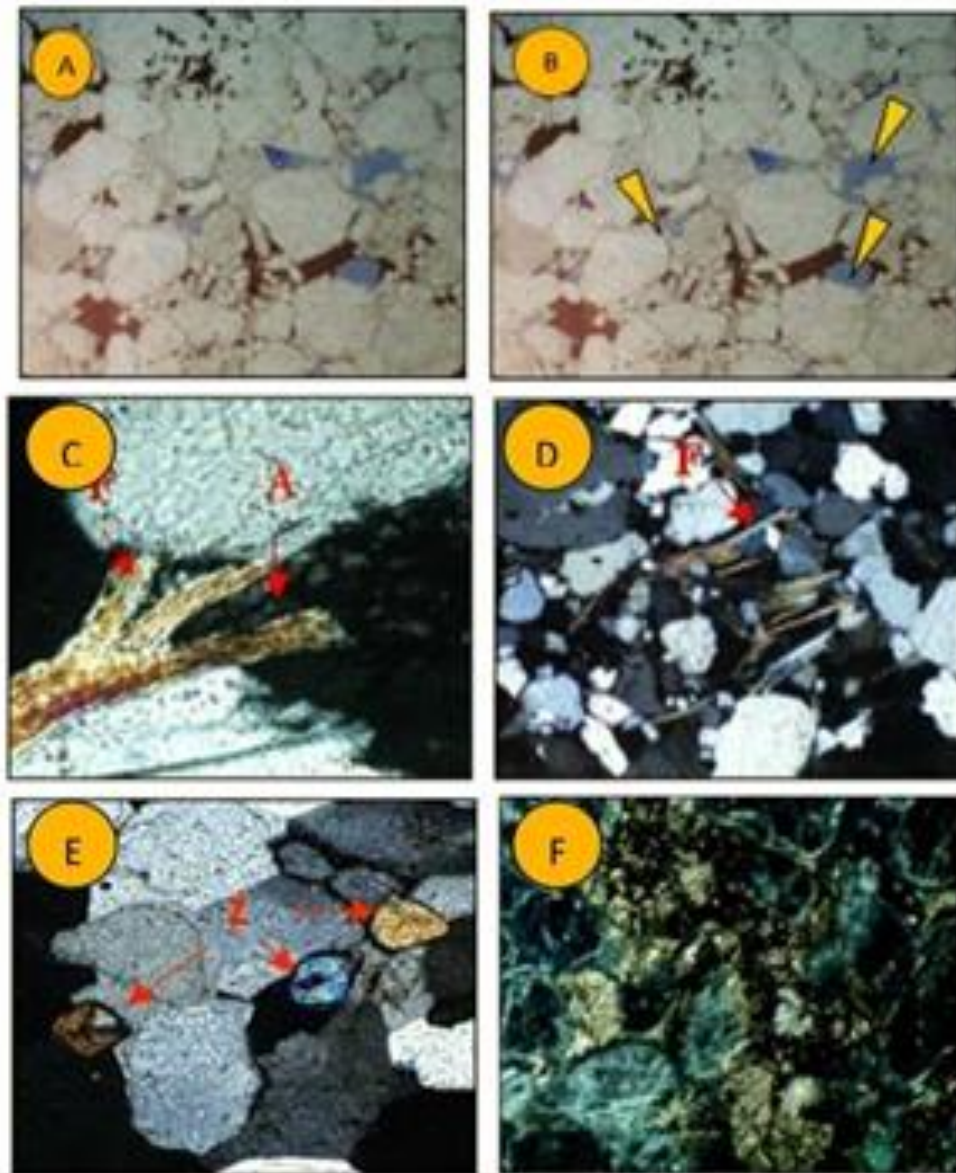
❖ **Pyrite**

La pyrite est présente en quantités infimes, souvent dispersée de manière inégale dans le grès et comblant des fractures avec une fréquence variable. L'origine sédimentaire de ce soufre est incertaine, car il peut pénétrer dans la roche par infiltration liquide (Mouhoub et al., 2014).

❖ **Baryte et Anhydrite**

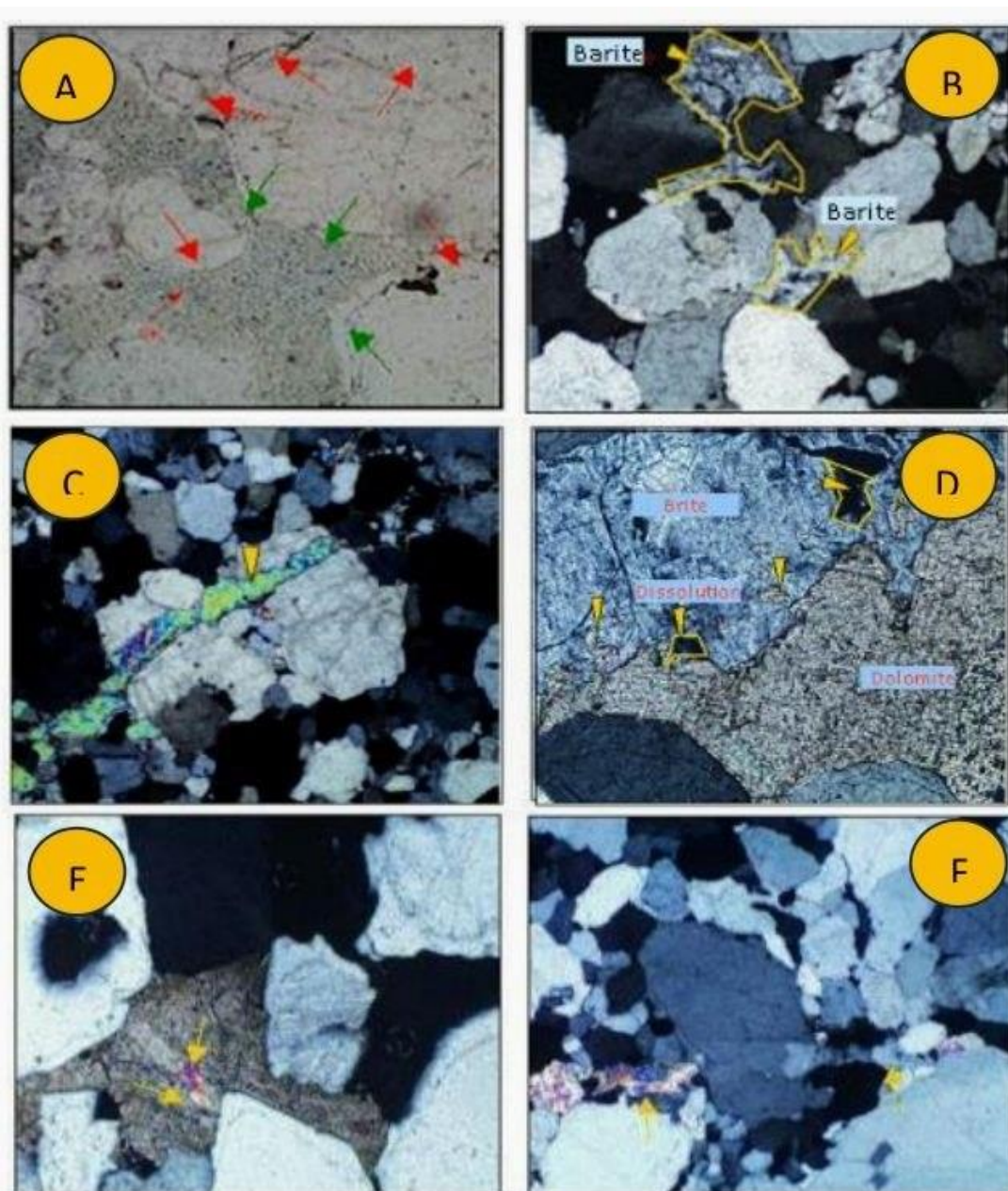
Des traces de barytine ont été observées dans quelques échantillons. La barytine n'a aucun effet sur la qualité du réservoir HMD. Les ciments de baryte sont présents sous deux formes principales : le remplissage des pores et le remplissage des fractures. Les pores remplis par ce ciment se sont formés après compactage et cimentation du quartz, indiquant un moment de formation relativement tardif. Aucune porosité n'est associée à la baryte, et 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 aux 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 15 : 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)

Figure 16 : Photos des lames minces de HMD (Bessa, 2004)

II.4.2 Synthèse diagenétique du champ HMD

La diagenèse dans le champ Hassi Messaoud est un processus complexe qui influence les propriétés pétrophysiques du réservoir. Les principales étapes de la séquence diagénétique et les minéraux argileux sont décrits ci-dessous :

II.4.2.1. Ciment de nourrissage

Le ciment de nourrissage est formé par la précipitation de minéraux pendant la phase de compaction initiale, contribuant à la solidité du réservoir.

II.4.2.2. Ciment de compaction

Cette étape implique la réduction du volume des pores en raison de la pression exercée par les sédiments superposés, ce qui entraîne la cimentation des grains et la réduction de la porosité.

II.4.2.3. Formation de la Kaolinite (<80°C) et de Dickite (>80°C)

À des températures inférieures à 80°C, la kaolinite se forme principalement par altération des feldspaths. À des températures supérieures, la transformation de la kaolinite en dickite se produit, indiquant des conditions de diagenèse plus avancées (Bourg et al., 2013).

II.4.2.4. Transformation de Kaolinite (<80°C) et de Dickite (>80°C) en Illite

La transformation de la kaolinite et de la dickite en illite se produit à des températures plus élevées, ce qui peut affecter la perméabilité du réservoir. L'illite est souvent associée à des environnements de dépôt plus profonds et peut indiquer des conditions de pression et de température accrues.

II.4.2.5. Formation des ciments évaporitiques : Anhydrite, Dolomite, Baryte

La formation de ciments évaporitiques, tels que l'anhydrite et la dolomite, se produit dans des conditions de faible teneur en eau, souvent associées à des périodes d'évaporation. Ces ciments peuvent influencer la porosité et la perméabilité du réservoir, en fonction de leur distribution et de leur abondance.

II.4.2.6. Ciments ferrugineux : Hématite (Fe₂O₃) et Goethite (Fe(OH))

Les ciments ferrugineux se forment par l'oxydation des minéraux ferreux présents dans le réservoir. L'hématite et la goethite peuvent influencer les propriétés

pétrophysiques en réduisant la porosité et en affectant la perméabilité du réservoir (Zatout et al., 2023).

II.5 Le logiciel PHREEQC

II.5.1 Définition de PHREEQC

PHREEQC (Pitzer's High-temperature REaction Equation Calculator) est un logiciel de modélisation géochimique développé par l'US Geological Survey (USGS) pour simuler des réactions chimiques dans des systèmes aquatiques. Il permet de modéliser des processus complexes tels que la dissolution, la précipitation, l'échange d'ions, et les réactions acido-basiques, en utilisant des bases de données thermodynamiques pour prédire les comportements chimiques des solutions.

Caractéristiques principales :

- **Modélisation des équilibres chimiques :** PHREEQC utilise des équations thermodynamiques pour simuler les réactions chimiques dans des solutions aqueuses, prenant en compte les interactions entre les ions, les minéraux et les phases gazeuses (Parkhurst et Appelo, 1999).
- **Flexibilité :** Le logiciel peut être appliqué à des systèmes à température ambiante ou à haute température, ce qui le rend utile dans divers domaines tels que la géologie, l'hydrologie, et l'ingénierie environnementale (Wolery, 1992).
- **Interface utilisateur :** PHREEQC dispose d'une interface en ligne de commande et peut également être utilisé avec des interfaces graphiques comme PHREEQCI, facilitant l'entrée des données et l'interprétation des résultats.

II.5.2 Importance de PHREEQC

PHREEQC est un outil essentiel dans plusieurs domaines pour les raisons suivantes :

- **Analyse des eaux souterraines :** PHREEQC est couramment utilisé pour évaluer la qualité des eaux souterraines et comprendre les processus de contamination. Par exemple, il peut modéliser les effets de l'intrusion saline dans les aquifères côtiers, permettant aux gestionnaires d'évaluer les impacts sur les ressources en eau douce (Zhou et al, 2012).
- **Gestion des ressources en eau :** Les gestionnaires des ressources en eau utilisent PHREEQC pour modéliser les impacts des activités humaines, telles que l'injection d'eau dans les champs pétroliers ou la gestion des eaux usées. Cela permet d'optimiser l'utilisation des ressources en eau et de prévenir la dégradation des écosystèmes aquatiques (Bourg et al, 2013).
- **Études de diagenèse :** Dans le domaine de la pétrologie, PHREEQC aide à simuler les processus diagénétiques, tels que la précipitation de minéraux et les changements dans la porosité et la perméabilité des réservoirs. Cela est crucial pour les études de réservoirs pétroliers et gaziers, où la compréhension des processus diagénétique peut influencer les stratégies d'extraction (McBride, 2002).
- **Recherche académique :** Les chercheurs utilisent PHREEQC pour étudier des systèmes géochimiques complexes, tester des hypothèses et valider des modèles théoriques. Il est également utilisé dans des études de terrain pour analyser les interactions entre l'eau et les minéraux, contribuant ainsi à l'avancement des connaissances dans le domaine (Mouhoub et al, 2014).
- **Évaluation des impacts environnementaux :** PHREEQC permet d'évaluer les impacts des contaminants sur la qualité de l'eau, facilitant ainsi la prise de décisions éclairées en matière de gestion environnementale. Par exemple, il peut être utilisé pour modéliser la dispersion de polluants dans les aquifères et évaluer les mesures de remédiation nécessaires (Zatout et al, 2023).

II.5.3 Méthode de Travail avec PHREEQC

L'utilisation de PHREEQC implique plusieurs étapes clés, chacune nécessitant une attention particulière pour garantir des résultats précis et fiables :

II.5.3.1 Préparation des données d'entrée :

- **Composition chimique** : Définir la composition chimique de la solution initiale, y compris les concentrations des ions (Na^+ , Ca^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} , etc.), le pH, et les températures. Les données peuvent être obtenues à partir d'analyses de terrain ou de laboratoires (Mouhoub et al, 2014).
- **Minéraux et phases** : Spécifier les minéraux présents dans le système, ainsi que leurs propriétés thermodynamiques, en utilisant des bases de données disponibles dans PHREEQC, comme le fichier de données "phreeqc.dat" qui contient des informations sur les constantes d'équilibre et les propriétés des minéraux.

II.5.3.2 Configuration du modèle :

Définir les réactions : Spécifier les réactions chimiques à modéliser, telles que les réactions de dissolution/précipitation, les échanges d'ions, et les réactions acido-basiques. Cela inclut la définition des équilibres chimiques à atteindre (Parkhurst et Appelo, 1999).

Conditions de simulation : Déterminer les conditions de simulation, y compris le temps de réaction, la température, la pression, et d'autres paramètres pertinents. Par exemple, pour les systèmes à haute température, il est important de spécifier les conditions de pression et de température pour obtenir des résultats précis (Wolery, 1992).

II.5.3.3 Exécution de la simulation :

a. Lancer la simulation en utilisant le programme PHREEQC. Le logiciel calcule les équilibres chimiques en résolvant les systèmes d'équations basés sur la thermodynamique.

b. Les résultats incluent des informations sur les concentrations des espèces chimiques, les pH, les activités des ions, et les phases solides qui se forment ou se dissolvent.

II.5.3.4 Analyse des résultats :

a. Interpréter les résultats fournis par PHREEQC, qui peuvent inclure des graphiques, des tableaux, et des rapports sur les changements dans la composition chimique au cours du temps ou en fonction des conditions environnementales.

b. Utiliser des outils graphiques comme PHREEQCI pour faciliter l'analyse des résultats. PHREEQCI permet de visualiser les données et de générer des graphiques pour une meilleure compréhension des résultats.

II.5.3.5 Validation et ajustements :

a. Comparer les résultats de la simulation avec des données expérimentales ou des observations de terrain pour valider le modèle. Cela peut inclure des comparaisons de concentrations d'ions, de pH, et d'autres paramètres chimiques (Bourg et al, 2013).

b. Ajuster les paramètres du modèle si nécessaire pour améliorer la précision des simulations. Cela peut inclure la modification des concentrations initiales, des propriétés des minéraux, ou des conditions de réaction.

II.5.3.6 Documentation et rapport :

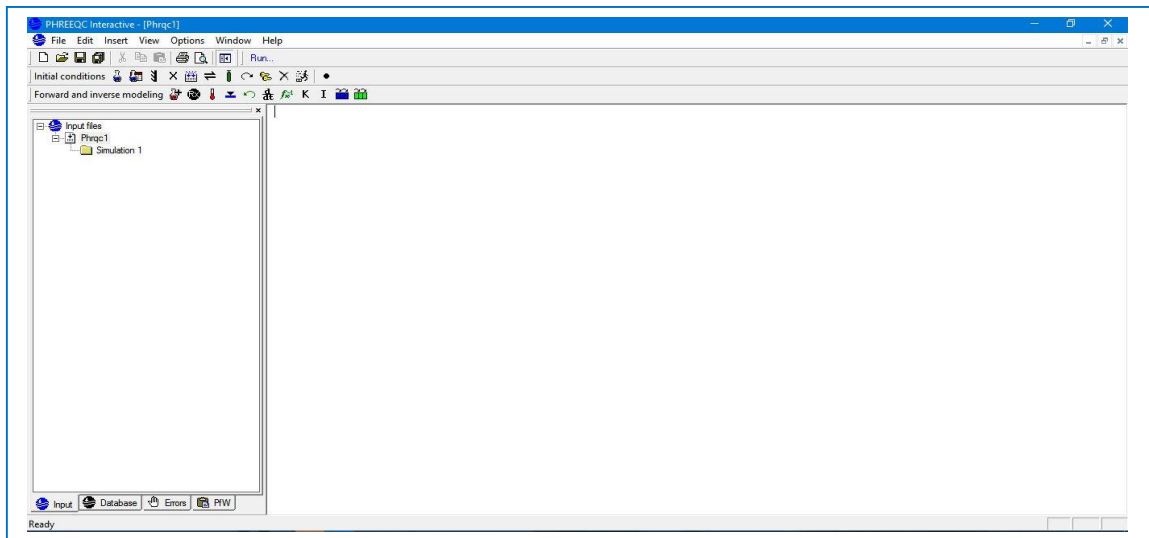
a. Documenter les étapes de la modélisation, les résultats obtenus, et les conclusions tirées. Cette documentation est essentielle pour la transparence et la reproductibilité des études (Zhou et al, 2012).

b. Préparer des rapports pour partager les résultats avec d'autres chercheurs ou parties prenantes, en mettant en évidence les implications des résultats pour la gestion des ressources en eau ou la compréhension des processus géochimiques.

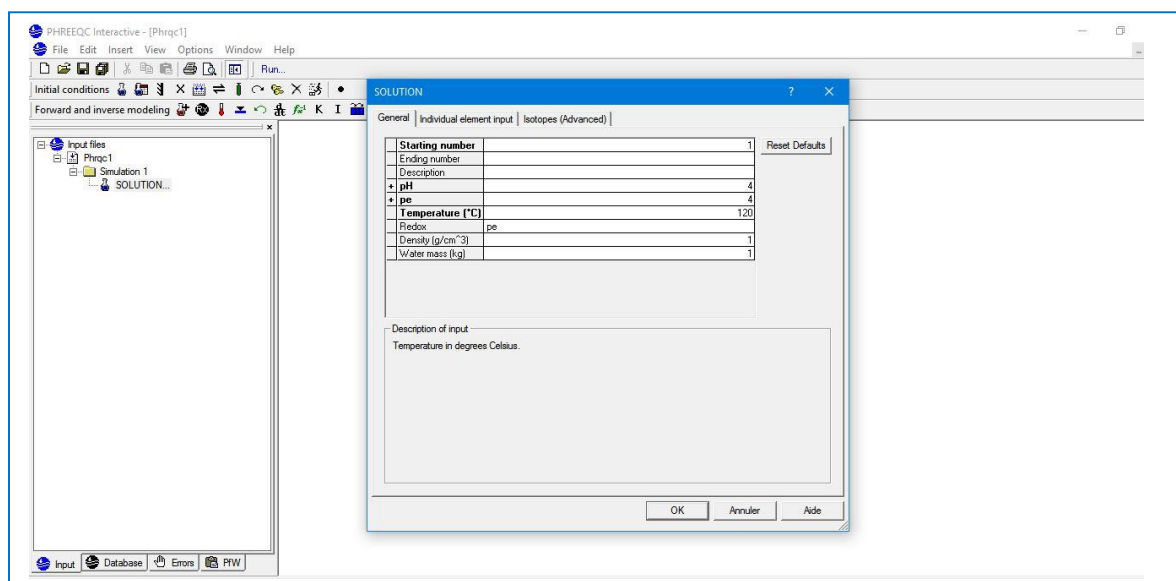
II.6 Les interface de travail de PHREEQC

Étape 1 : Création du projet et définition de la solution initiale(SOLUTION1)

Vous initialisez un nouveau modèle en créant une entité appelée **SOLUTION 1**. C'est le point de départ de votre simulation (par exemple, l'eau de formation du réservoir ou l'eau d'injection).



Étape 2 : introduisez les conditions physiques et physico-chimiques globales de cette eau : Le pH / La Température ; ce qui correspond bien à des conditions de réservoir profond).

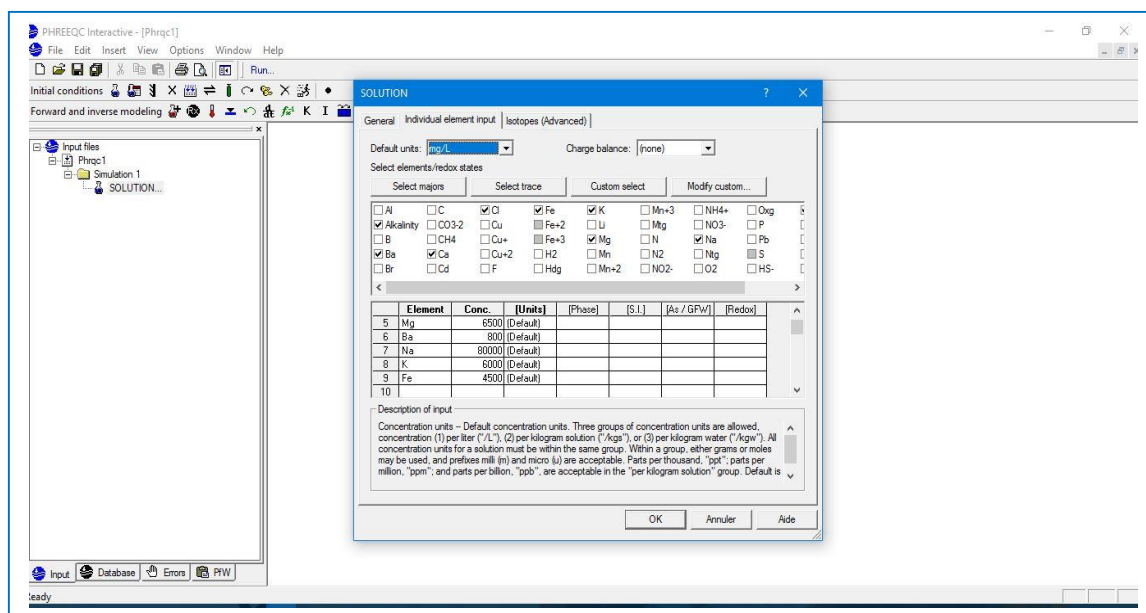


Étape 3 : Définition de la composition chimique de l'eau (Individual element input)

Vous spécifiez la signature chimique exacte de votre solution en introduisant les concentrations des ions majeurs dissous.

Dans le tableau, vous sélectionnez et entrez les concentrations pour des éléments clés comme le Sodium (Na), le Calcium (Ca), le Magnésium (Mg), le Potassium (K), et le Chlorure (Cl).

Cette étape permet au logiciel de calculer la charge électrique globale, la force ionique de l'eau et la spéciation de départ (comment ces éléments se répartissent sous forme d'ions libres ou de complexes).

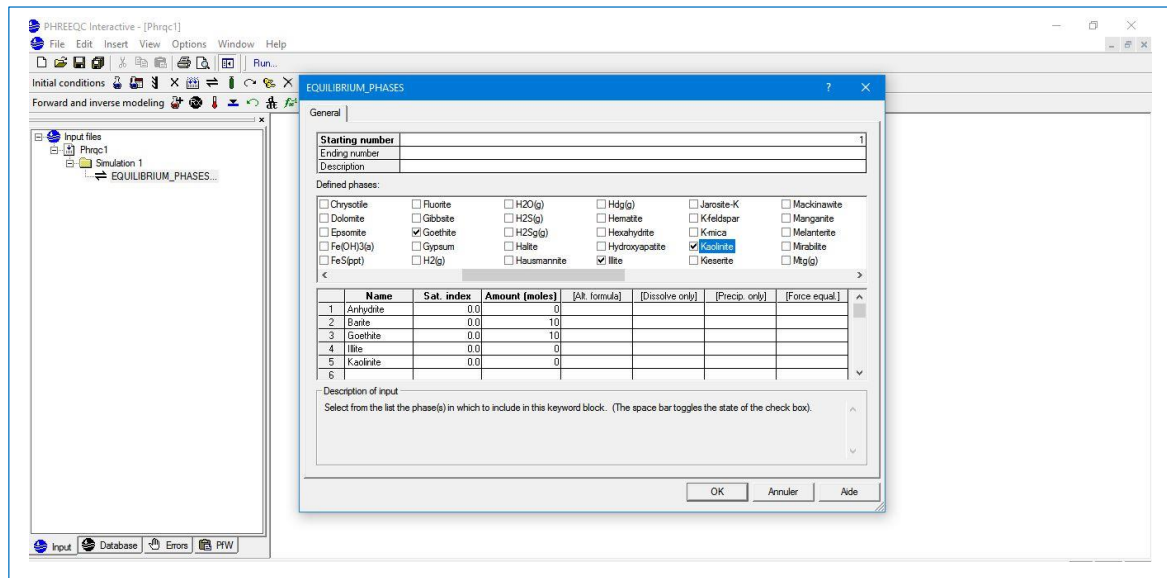


Étape 4 : Définition de l'assemblage minéralogique du réservoir (EQUILIBRIUM_PHASES)

Vous introduisez la matrice rocheuse du réservoir (la minéralogie) qui va entrer en contact avec l'eau définie précédemment.

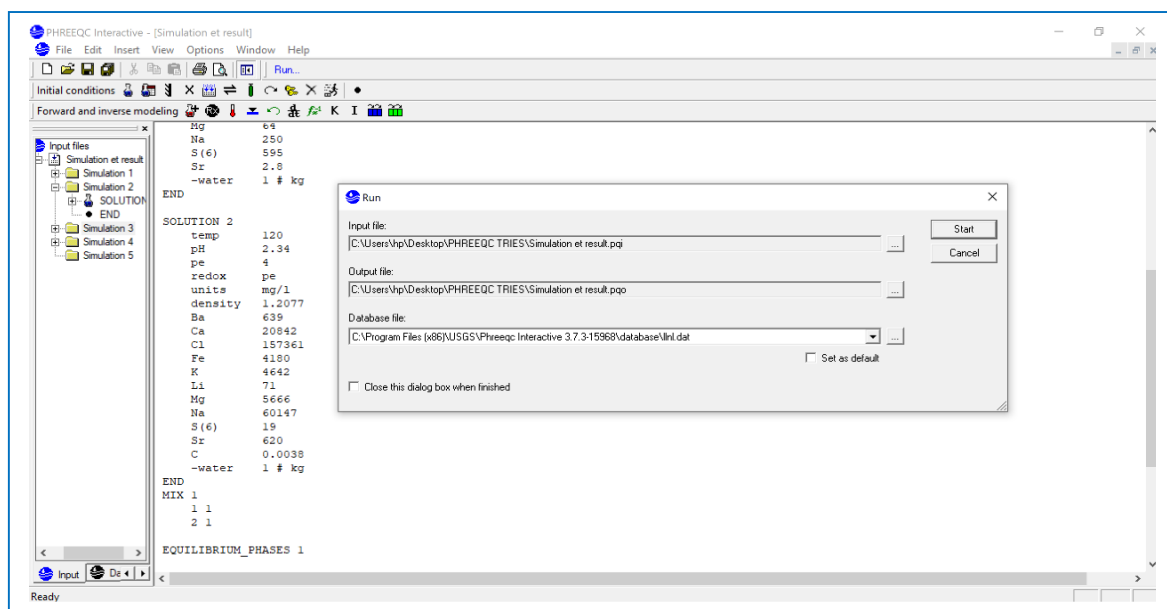
Vous pouvez cocher et ajouter plusieurs minéraux typiques des réservoirs gréseux ou carbonatés par exemple : L'Anhydrite ($CaSO_4$), la Calcite ($CaCO_3$), la Dolomite ($CaMg(CO_3)_2$), le Gypse, l'Illite et le Quartz (SiO_2), etc...

Le logiciel va mettre en contact l'eau avec ces minéraux pour voir si l'eau est sous-saturée (ce qui provoquera la dissolution du minéral) ou sursaturée (ce qui provoquera sa précipitation).



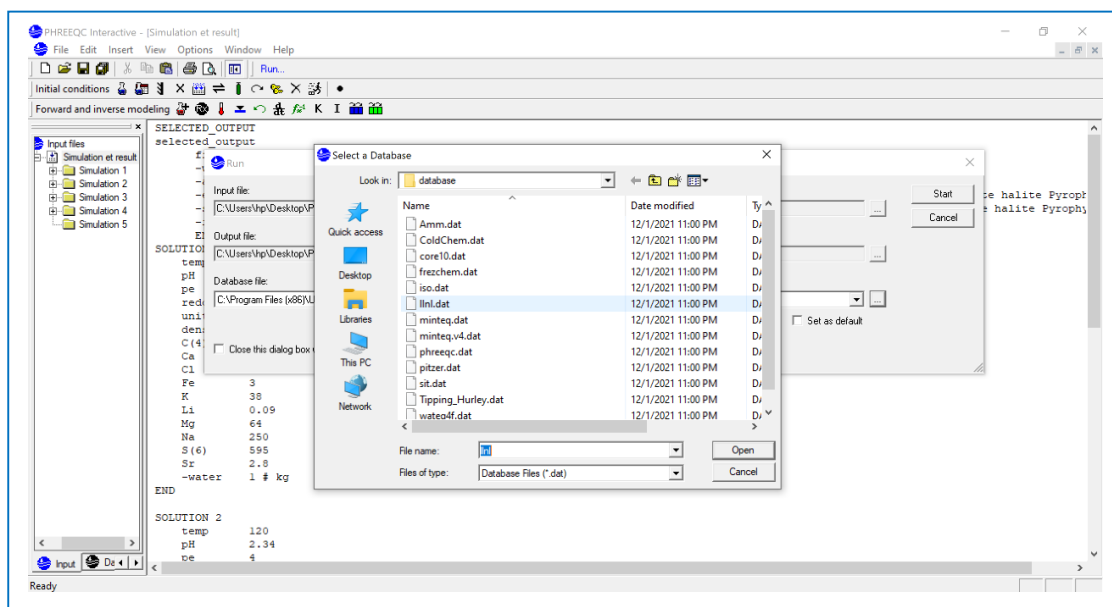
Étape 5 : Exécution de la simulation

Avec le bouton run



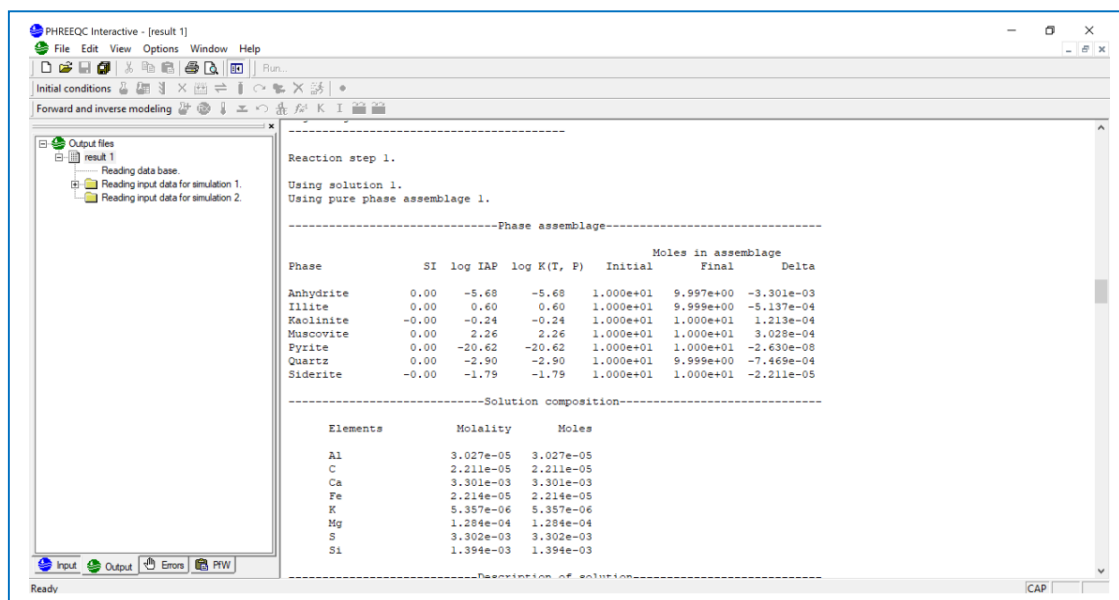
Étape 6 : Sélection de la database thermodynamique

Plusieurs databases sont disponibles avec Phreeqc pour la simulation de la réaction physicochimique et cinétique. Elles sont, pitzer.dat, llnl.dat, phreeqc.dat, sit.dat, minteq.dat, core.dat



Étape 7 : Lecture du fichier output (résultats)

Il est possible de trier uniquement les résultats désirés.



Chapitre III :

Résultats et Discussion

III.1 Introduction

L'injection d'eau (water flooding) est une méthode de récupération secondaire couramment appliquée pour pallier le déclin de pression dans les réservoirs d'hydrocarbures. Ce chapitre est consacré à la présentation, l'analyse et l'interprétation des résultats issus de la modélisation géochimique réalisée à l'aide du code de calcul thermodynamique PHREEQC. L'objectif principal est d'évaluer l'impact géochimique du mélange de l'eau de gisement avec différentes sources d'eau d'injection (eaux de l'Albien et du Turonien) sur la matrice rocheuse du réservoir Cambro-Ordovicien du champ de Hassi Messaoud. L'étude met en exergue les phénomènes de dissolution et de précipitation minérale affectant les qualités pétrophysiques, notamment la porosité et la perméabilité (création de porosité ou risque de colmatage).

III.2. Matériel utilisé :

- **Logiciel** : Code de calcul thermodynamique **PHREEQC** (avec la base de données `llnl.dat`).
- **Fluides** : Eau de gisement (température : 120 °C, pH : 4), eau d'injection de l'Albien (50 °C, pH : 7) et eau d'injection du Turonien (35 °C, pH : 6).
- **Roche** : Composition minéralogique initiale du réservoir Cambro-Ordovicien (Quartz, Illite, Kaolinite, Barite, etc.).

III.3. Méthodologie :

- **Équilibre initial** : Modélisation des interactions entre l'eau de gisement et la roche à 120 °C via le calcul des **Indices de Saturation (IS)** pour déterminer l'état de référence ($IS < 0$ = dissolution ; $IS > 0$ = précipitation).
- **Simulation des mélanges** : Modélisation du balayage en mélangeant l'eau de gisement avec l'eau de l'Albien, puis avec celle du Turonien, au contact de la roche réservoir.

- **Analyse de l'impact** : Évaluation des transferts de masse (**Delta**) pour chaque minéral. Un *Delta négatif* indique une *dissolution* (création de *porosité*), tandis qu'un Delta positif signale la *précipitation* de nouveaux minéraux (risque de *colmatage* et *perte de perméabilité*).
- **La matrice minéralogique du mélange est composée de :**

Phase Minérale	Formule Chimique
Anhydrite	CaSO ₄
Barite	BaSO ₄
Halite	NaCl
Hématite	Fe ₂ O ₃
Illite	(K,H ₃ O)(Al,Mg,Fe) ₂ (Si,Al) ₄ O ₁₀ ...
Kaolinite	Al ₂ Si ₂ O ₅ (OH) ₄
Muscovite	KAl ₃ Si ₃ O ₁₀ (OH) ₂
Pyrite	FeS ₂
Quartz	SiO ₂
Zircon	ZrSiO ₄
Calcite	CaCO ₃
dolomite	CaMg(CO ₃) ₂

III.4 Modélisation géochimique de l'état initial : Équilibre Eau de Gisement - Roche Réservoir

La composition ionique de l'eau de gisement (eau de Cambrien) est présentée sur le tableau suivant. C'est cette composition utilisée en input du code Phreeqc.

Tableau 1 : Composition chimique (en mg/l) de l'eau de gisement cambrienne.

Cations							Anions		
ph	Na^{+2}	K^{+}	Ca^{+2}	Mg^{+2}	Ba^{+2}	Fe^{+2}	Cl^{-}	SO_4^{-2}	HCO_3^{-}
4	80000	6000	36000	6500	800	4500	210000	0	0

Tableau 2 : Tableau des concentrations du mélange eau du gisement -matrice minéralogique du gisement.

Eléments	Moles
Al	1.13E-06
Ba	1.02E-04
C	1.67E-05
Ca	7.22E-01
Cl	6.56E+00
Fe	4.18E-06
K	5.62E-05
Mg	1.77E-01
Na	4.52E+00
S	2.30E-03
Si	7.71E-04
Zr	9.91E-13

La première étape de cette étude a consisté à simuler l'équilibre thermodynamique de l'eau de gisement avec la composition minéralogique initiale de la roche réservoir à une température de 120 °C. Les résultats de cette simulation de référence sont regroupés dans le Tab.3.

Tableau 3 : Indices de saturation et variations molaires à l'équilibre entre l'eau de gisement et la roche réservoir (T = 120 °C).

Phase Minérale	Indice de Saturation (IS)	Log K (T, P)	Delta (moles)	État de saturation
Anhydrite	-1.93	-5.68	0.00E+00	Dissolution
Barite	0	-9.5	-1.15 ^E -02	Dissolution
Halite	-0.75	1.55	0.00 ^E +00	Dissolution
Hématite	0	-5.59	4.02E-02	Précipitation
Illite	0	0.6	-7.61E-01	Dissolution
Kaolinite	0	-0.24	-1.56E-01	Dissolution
Muscovite	0	2.26	6.88E-01	Précipitation
Pyrite	0	-20.62	5.74E-03	Précipitation
Quartz	0	-2.9	9.12E-01	Précipitation

Interprétation : À l'état initial, les fluides résidents montrent une forte tendance à la dissolution des minéraux argileux, notamment l'illite (Delta = -0.761 moles) et la kaolinite (Delta = -0.156 moles). Les minéraux évaporitiques comme l'anhydrite et l'halite présentent des indices de saturation négatifs (respectivement -1.93 et -0.75), indiquant une sous-saturation de la saumure vis-à-vis de ces phases. En

revanche, le quartz, la muscovite et l'hématite ont tendance à précipiter pour atteindre l'équilibre thermodynamique.

III.5 Modélisation du mélange avec l'eau d'injection Albienne

L'eau de l'Albien est la source d'injection conventionnelle utilisée pour le balayage du champ. La simulation a été réalisée en considérant la température du réservoir (120 °C) et la température d'injection de l'eau albienne estimée à 50 °C.

Tableau 4 : Composition chimique (en mg/l) de l'eau d'injection albienne

Cations							Anions		
ph	Na^{+2}	K^{+}	Ca^{+2}	Mg^{+2}	Ba^{+2}	Fe^{+2}	Cl^{-}	SO_4^{-2}	HCO_3^{-}
7	250	40	210	70	0	0	420	600	170

Tableau 5 : Tableau des concentrations du mélange : eau de gisement-eau d'injection (albienne)-matrice minéralogique du gisement.

Eléments	Moles
Al	1.41E-06
Ba	7.04E-03
C	1.89E-05
Ca	6.78E-01
Cl	4.47E+00
Fe	2.87E-06
K	6.58E-05
Mg	1.02E-01
Na	2.63E+00
S	3.16E-05
Si	8.09E-04
Zr	1.36E-12

Tableau 6 : Résultats de la simulation du mélange [Eau de réservoir - Eau Albienne - Roche Réservoir].

Phase Minérale	Indice de Saturation (IS)	Log K(T,P)	Delta (moles)	État de saturation
Anhydrite	-2.27	-5.12	0.00E+00	Dissolution
Barite	0	-9.5	-2.66E-03	Dissolution
Dolomite	0	0.57	9.63E-04	Précipitation
Halite	-1.17	1.6	0.00E+00	Dissolution
Hématite	0	-3.79	2.01E-02	Précipitation
Illite	0	3.38	-3.87E-01	Dissolution
Kaolinite	0	2.03	-7.74E-02	Dissolution
Muscovite	0	5.92	3.48E-01	Précipitation
Quartz	0	-3.19	4.63E-01	Précipitation

Interprétation : L'introduction de l'eau albienne modifie significativement les équilibres. On observe une accentuation de la sous-saturation vis-à-vis de l'anhydrite (IS passant de -1.93 à -2.27) et de l'halite (IS = -1.17). Ce mélange maintient le processus de dissolution de la barite (Delta = -2.66E-03 moles) ainsi

que le lessivage des argiles (illite et kaolinite). Les taux de précipitation du quartz et de l'hématite sont quant à eux réduits par rapport à l'état initial.

III.6 Modélisation du mélange avec l'eau d'injection Turonienne

Afin d'évaluer une alternative, l'injection de l'eau du Turonien a été simulée, avec une température d'injection plus basse évaluée à 35 °C se mélangeant à l'eau du réservoir à 120 °C.

Tableau 7 : Composition chimique (en mg/l) de l'eau de l'injection Turonien.

Cations							Anions		
pH	Na^{+2}	K^{+}	Ca^{+2}	Mg^{+2}	Ba^{+2}	Fe^{+2}	Cl^{-}	SO_4^{-2}	HCO_3^{-}
6	69840	1500	3100	2500	0	0	119000	1900	460

Tableau 8 : Tableau des concentrations du mélange : eau de gisement -eau d'injection (turonniene)-matrice minéralogique du gisement.

Eléments	Moles
Al	1.13E-06
Ba	1.02E-04
Ca	7.22E-01
Cl	6.56E+00
Fe	4.18E-06
K	5.62E-05
Mg	1.77E-01
Na	4.52E+00
S	2.30E-03
Si	7.71E-04
Zr	9.91E-13

Tableau 9 : Résultats de la simulation du mélange [Eau de réservoir - Eau du Turonien - Roche Réservoir]

Phase Minérale	Indice de Saturation (IS)	Log K(T,P)	Delta (moles)	État de saturation
Anhydrite	-0.59	-5.01	0.00E+00	Dissolution
Barite	0	-9.53	4.29E-03	Précipitation
Dolomite	0	0.79	2.84E-03	Précipitation
Halite	-0.81	1.61	0.00E+00	Dissolution
Hématite	0	-3.37	2.01E-02	Précipitation
Illite	0	4.01	-4.40E-01	Dissolution
Kaolinite	0	2.55	-9.91E-02	Dissolution
Muscovite	0	6.76	4.04E-01	Précipitation
Quartz	0	-3.27	5.28E-01	Précipitation

Interprétation : Contrairement à l'eau albienne, l'utilisation de l'eau turonienne engendre un changement critique : la précipitation de la barite (BaSO_4) avec un Delta positif de 4.29E-03 moles. De plus, la sous-saturation vis-à-vis de l'anhydrite est nettement moins marquée ($\text{IS} = -0.59$) que lors de l'injection albienne. La dissolution des argiles (illite et kaolinite) se poursuit, mais

accompagnée d'une précipitation accrue de dolomite et de quartz par rapport au scénario albien.

III.7 Discussion et impact sur les qualités pétrophysiques du réservoir

L'analyse comparative des modélisations révèle l'impact diagénétique anthropique lié à l'injection d'eau sur le réseau poreux du Cambro-Ordovicien de Hassi Messaoud.

1. Choix de l'eau d'injection et risque de colmatage (Scaling) : La différence majeure entre les deux eaux réside dans leur compatibilité avec l'eau de formation, particulièrement concernant la stabilité des sulfates. L'eau de l'Albien s'affirme comme l'eau d'injection la plus fiable, car elle favorise la dissolution de la barite. À l'inverse, l'eau du Turonien déclenche la précipitation de ce minéral dense et insoluble. La cristallisation de la barite dans l'espace poreux ou aux abords des puits injecteurs constituerait une "formation damage" sévère, réduisant drastiquement la perméabilité.

2. Amélioration de la porosité secondaire : L'injection de l'eau albienne amplifie fortement la dissolution de l'anhydrite et des ciments argileux (illite, kaolinite) tapissant les pores. Ce lessivage thermodynamique des minéraux argilo-évaporitiques entraîne un élargissement des connexions poreuses (pore throats), ce qui favorise l'augmentation de la porosité secondaire et l'amélioration de la perméabilité absolue.

3. Dynamique du système réservoir : Bien que les modèles thermodynamiques indiquent une tendance à la précipitation de la silice (quartz) et de l'hématite dans tous les scénarios, ces réactions doivent être interprétées dans le contexte dynamique du gisement. À l'échelle macroscopique, sous l'effet du gradient de pression continu et de la vitesse de balayage, la silice et l'hématite néoformées, ainsi que les particules d'argiles dissoutes, sont majoritairement entraînées par le

flux des fluides. L'injection d'eau contribue donc, par lessivage, à préserver voire à stimuler les qualités pétrophysiques de la roche magasin.

III.8 Conclusion

Les modélisations géochimiques valident l'utilisation de l'eau de l'Albien comme fluide de récupération assistée optimal pour le champ de Hassi Messaoud. En évitant le risque critique de précipitation de la barite — contrairement à l'eau turonienne — et en favorisant la dissolution continue des phases colmatantes (anhydrite, illite, kaolinite), l'injection albienne soutient l'intégrité du réseau poreux. Ces résultats théoriques corroborent les observations de terrain où, malgré des décennies d'exploitation, le réservoir maintient de très bonnes capacités de production grâce à l'effet de nettoyage engendré par le front d'eau.

Conclusion Générale

L'exploitation optimale du champ de Hassi Messaoud nécessite le maintien de la pression du réservoir, un objectif largement tributaire des opérations d'injection d'eau. Au terme de ce travail de recherche consacré à l'évaluation de l'effet de ces fluides sur les qualités du réservoir, plusieurs enseignements majeurs ont été tirés.

Le recours à la modélisation géochimique via le logiciel PHREEQC a permis de simuler avec précision les réactions thermodynamiques entre l'eau résidente du gisement et différentes eaux d'injection à une température de 120 °C. L'étude comparative met en évidence que l'utilisation de l'eau turonienne est préjudiciable pour la roche magasin en raison de la précipitation de la barite (BaSO_4), un minéral colmatant extrêmement résistant.

En revanche, les résultats théoriques valident formellement l'eau de la nappe albienne comme le fluide de récupération assistée optimal pour ce champ. L'eau de l'Albien permet non seulement d'éviter le risque critique de précipitation de la barite, mais elle stimule également la dissolution continue des phases minérales colmatantes existantes, telles que l'anhydrite, l'illite et la kaolinite. Ces processus de dissolution thermodynamique entraînent un élargissement des connexions poreuses ("pore throats"), ce qui favorise l'augmentation de la porosité secondaire et l'amélioration de la perméabilité absolue de la roche.

En définitive, sous l'effet du gradient de pression et de la vitesse de balayage du fluide, les particules argileuses dissoutes sont efficacement entraînées. Ces résultats théoriques corroborent parfaitement les observations faites sur le terrain : l'injection de l'eau albienne engendre un effet de nettoyage (lessivage) continu grâce au front d'eau. C'est cette dynamique géochimique qui explique le maintien des excellentes capacités de production et de l'intégrité du réseau poreux du réservoir de Hassi Messaoud, et ce, malgré des décennies d'exploitation continue.

Bibliographie



- ✚ Bessa, F. (2004). Modélisation du réservoir Hassi Messaoud. Thèse de doctorat, Université de Hambourg, Allemagne.
- ✚ Béthoux, N., & Marcoux, E. (2008). Géologie structurale et tectonique. *Revue des Sciences de la Terre*
- ✚ Boudjema, D., & Oulmadi, A. (2015). Pétrographie et diagenèse des réservoirs pétroliers du Cambro-Ordovicien de Hassi Guettar. Mémoire de Master, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Algérie.
- ✚ Bourg, I. C., et al. (2013). Propriétés thermodynamiques et hydriques des argiles. *The Journal of Physical Chemistry*.
- ✚ Craig, F. F. (1971). The reservoir engineering aspects of water flooding. Society of Petroleum Engineers (SPE) Monograph Series.
- ✚ Géologie Algérienne. (2019). Rapport institutionnel ou ouvrage de synthèse. Service Géologique de l'Algérie (ASGA).
- ✚ Mouhoub, A., et al. (2014). Traitement de l'eau associée au pétrole avant sa réinjection dans le réservoir. Communication présentée lors d'un congrès scientifique à Tunis.
- ✚ Moussa, B., & Bounoughaz, M. (2012). Études sur les propriétés géochimiques des fluides de réservoir. Communication présentée lors d'un congrès scientifique.
- ✚ Parkhurst, D. L., & Appelo, C. A. J. (1999). User's guide to PHREEQC. U.S. Geological Survey.

-  Pérez, A., & Alvaro, J. (2015). Dépôts et microfossiles de l'infracambrien/cambrien. *Revue internationale de paléontologie*.
-  World Energy Council (WEC). (2007). Rapport institutionnel. Conseil Mondial de l'Énergie.
-  Zatout, M., et al. (2023). Simulations de l'eau avec PHREEQC en Algérie. *Revue internationale spécialisée en géo-ingénierie et géochimie environnementale*.