

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université KASDI-MERBAH Ouargla

Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers

Département des sciences de la terre et de l'univers



Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de master professionnel en Géologie

Spécialité : Géologie des Hydrocarbures

Présenté par :

BASSOU Louai
AMRAOUI Abderrahmane
BELAKHDAR Rania

Thème :

**Simulation géochimique d'une opération d'injection d'eaux et
formation de dépôts solides dans les champs pétroliers de
Hassi Messaoud (Sud-Est algérien)**

Soutenu publiquement le 09/06/2026 devant le jury composé de :

BENKHEDDA Abdelhakim
LAOUINI Hamza
HOUARI Idir Menad

M.C.B
M.C.B
M.C.A

Président
Examineur
Encadreur

ENSE Ouargla
UKM Ouargla
UKM Ouargla

Année universitaire : 2025/2026



Dédicace

À celles et ceux qui ont éclairé mon chemin dans l'obscurité...

À la source intarissable, au cœur qui a accueilli mes angoisses avant même ma réussite ; à ma chère mère, dont les prières ont été exaucées dans les nuits les plus sombres.

À mon soutien indéfectible, à mon pilier, qui m'a appris à me relever à chaque chute ; à mon cher père, cette plantation est le fruit de ton combat.

Et à tous mes camarades de classe, à tous mes amis et à tous ceux que j'aime qui m'ont encouragé

et soutenu durant toutes ces années, je vous suis reconnaissant.

Cette recherche

est dédiée à mon directeur de thèse, qui m'a guidé et conseillé, et m'a aidé à atteindre mes objectifs, et à tous ceux qui, de près ou de loin, m'ont aidé à accomplir ce modeste travail. Je vous remercie tous. Sans vous, après Dieu, je ne serais pas devenu celui que je suis aujourd'hui. Et leur ultime prière est : Louange à Dieu, Seigneur des mondes..



Remerciements

Avant toute chose, nous remercions Dieu Tout-Puissant de nous avoir donné la volonté et la patience de mener à bien ce modeste projet.

Nous exprimons également notre sincère gratitude à notre superviseur , pour son soutien, ses conseils et ses précieux avis tout au long du projet.

Nous remercions les membres du jury de nous avoir fait l'honneur d'évaluer notre travail, ainsi que tous les enseignants qui ont contribué à notre formation depuis le début.

Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à nos familles et à nos amis pour leur générosité, leur soutien et leurs encouragements.

.



SOMMAIRE

Numéro	Titre	page
	Introduction Générale	1
	CHAPITRE : Présentation de la région.....	3
1.	SITUATION GEOGRAPHIQUE DE HASSIMESSAOUD.....	4
2.	CONTEXTE GEOLOGIQUE.....	5
2.1.	Cadre géologique régionale :.....	5
2.2.	Tectonique du Hassi Messaoud :.....	7
2.3.	Stratigraphie du Hassi Messaoud :.....	7
2.3.1.	LE SOCLE	7
2.3.2.	LE PALÉOZOÏQUE	7
2.3.2.1.	a) L'Infra-Cambrien	7
2.3.2.2.	b) Le Cambrien	7
2.3.2.3.	c) L'Ordovicien	7
2.3.3.	LE MÉSOZOÏQUE	7
2.3.3.1.	a) Le Trias	7
2.3.3.2.	b) Le Jurassique	7
2.3.3.3.	c) Le Crétacé	8
2.3.4.	LE CÉNOZOÏQUE	8
3.	SUBDIVISION DU CHAMP DE HMD (DESCRIPTION DU RÉSERVOIR)...	10
4.	PRÉSENTATION DES AQUIFÈRES DE LA RÉGION DE HASSI MESSAOUD.....	11
4.1.	Aquifère du Complexe Terminal (CT)	11
4.2.	Aquifère du Continental Intercalaire (CI)	11
5.	L'INJECTION D'EAU	12
5.1.	Définition	12
5.2.	Le but d'injection d'eau	13
5.3.	Sources des eaux d'injection.....	13
5.3.1.	Eau de mer (Sea Water)	13
5.3.2.	Caractéristiques chimiques	13
5.3.3.	Défis techniques	13
5.3.4.	Traitement	13
5.4.	Eau d'aquifère (Aquifer Water)	13
5.4.1.	Caractéristiques	14
5.4.2.	Avantages	14
5.4.3.	Défis	14
5.5.	Eau de rivière.....	14
5.5.1.	Caractéristiques	14
5.5.2.	Défis :.....	14
5.5.3.	Traitement	14
6.	L'INCOMPATIBILITÉ DES EAUX D'INJECTION ET LES EAUX DE GISEMENT.....	15

6.1.	Définition	15
6.2.	Étude de la compatibilité des eaux à l'échelle de laboratoire.....	15
6.2.1.	Visuelle.....	15
6.2.2.	Électrochimique : suivi des variations de pH et de conductivité.....	15
6.2.3.	Analytique : filtration du précipité, calcination du dépôt obtenu, dosage des éléments présents dans le filtrat.....	15
6.3.	Injection d'eau de formation (Waterflooding with formation water).....	15
6.3.1.	L'image haute résolution indique en outre.....	16
6.4.	Injection d'eau injectée.....	16
6.5.	Exigences en matière de qualité de l'eau d'injection.....	16
7.	Description du logiciel PHREEQC	17
8.	Les eaux dans les champs pétroliers	17
8.1.	Eau d'injection (water flood)	17
8.1.1.	L'eau de lavage	18
8.1.2.	L'eau de maintien de pression	18
8.2.	Eau de gisement.....	18
8.2.1.	Définition des eaux de gisement.....	18
8.2.2.	Les sources des eaux de gisement.....	19
8.2.2.1.	Eaux de formation	19
8.2.2.2.	Eaux interstitielles	19
8.2.2.3.	Eaux connées	19
8.2.2.4.	Eaux de gisement (séparées)	19
	Conclusion	19
	CHAPITRE 2 Parti Pratique	21
1.	Introduction	22
1.1.	Analyse et interprétation du Scénario 1.....	30
1.2.	Analyse et interprétation du Scénario 2.....	38
1.3.	Analyse et interprétation du Scénario 3.....	47
1.4.	Comparaison de la précipitation de la calcite (Calcite)	48
1.5.	Comparaison de la précipitation de la barite (Barite).....,,,	48
2.	Conclusion	32
3.	Références Bibliographiques.....	34
4.	Conclusion Générale.....	49
	Références Bibliographiques.....	51

Scénario	Tableaux	page
Scénario 1	Tableaux 1 (Mix 90/10).....	24
	Tableaux 2 (Mix 80/20).....	24
	Tableaux 3 (Mix 70/30)	25
	Tableaux 4 (Mix 60/40)	25
	Tableaux 5 (Mix 50/50)	26
	Tableaux 6 (Mix 40/60)	26
	Tableaux 7 (Mix 30/70)	27
	Tableaux 8 (Mix 20/80)	28
	Tableaux 9 (Mix 10/90)	29
Scénario 2	Tableaux 1 (Mix 90/10)	32
	Tableaux 2 (Mix 80/20)	32
	Tableaux 3 (Mix 70/30)	33
	Tableaux 4 (Mix 60/40)	34
	Tableaux 5 (Mix 50/50)	34
	Tableaux 6 (Mix 40/60)	35
	Tableaux 7 (Mix 30/70)	36
	Tableaux 8 (Mix 20/80)	36
	Tableaux 9 (Mix 10/90)	37
Scénario 3	Tableaux 1 (Mix 90/10)	40
	Tableaux 2 (Mix 80/20)	41
	Tableaux 3 (Mix 70/30)	42
	Tableaux 4 (Mix 60/40)	42
	Tableaux 5 (Mix 50/50)	43
	Tableaux 6 (Mix 40/60)	44
	Tableaux 7 (Mix 30/70)	45
	Tableaux 8 (Mix 20/80)	45
	Tableaux 9 (Mix 10/90)	46

N°	Figure	page
Figure 1	Carte de situation géographique de HassMessaoud.....	5
Figure 2	Carte géologique de l'Algérie.....	6
Figure 3	Colonne lithostratigraphique du champ HMD.....	9
Figure 4	Carte structurale du réservoir HMD.....	10
Figure 5	Coupe hydrogéologique des aquifères du Sahara septentrional.....	12
Figure 6	Mécanisme de l'injection d'eau.....	12

Scénario	Tableaux Indices de saturation des minéraux pour le mélange	page
Scénario 1	Tableaux 1 (Mix 90/10).....	23
	Tableaux 2 (Mix 80/20)	24
	Tableaux 3 (Mix 70/30)	24
	Tableaux 4 (Mix 60/40)	25
	Tableaux 5 (Mix 50/50)	25
	Tableaux 6 (Mix 40/60)	26
	Tableaux 7 (Mix 30/70)	27
	Tableaux 8 (Mix 20/80)	27
	Tableaux 9 (Mix 10/90)	28
Scénario 2	Tableaux 1 (Mix 90/10)	31
	Tableaux 2 (Mix 80/20)	32
	Tableaux 3 (Mix 70/30)	33
	Tableaux 4 (Mix 60/40)	33
	Tableaux 5 (Mix 50/50)	34
	Tableaux 6 (Mix 40/60)	35
	Tableaux 7 (Mix 30/70)	35
	Tableaux 8 (Mix 20/80)	36
	Tableaux 9 (Mix 10/90)	37
Scénario 3	Tableaux 1 (Mix 90/10)	39
	Tableaux 2 (Mix 80/20)	40
	Tableaux 3 (Mix 70/30)	41
	Tableaux 4 (Mix 60/40)	42
	Tableaux 5 (Mix 50/50)	43
	Tableaux 6 (Mix 40/60)	44
	Tableaux 7 (Mix 30/70)	45
	Tableaux 8 (Mix 20/80)	45
	Tableaux 9 (Mix 10/90)	46

Scénario	Graphiques a barres d'indices de saturation (IS)	Page
Scénario 1	Graphiques a barres de mélange (Mix 90/10)	23
	Graphiques a barres de mélange (Mix 80/20)	24
	Graphiques a barres de mélange (Mix 70/30)	24
	Graphiques a barres de mélange (Mix 60/40)	25
	Graphiques a barres de mélange (Mix 50/50)	26
	Graphiques a barres de mélange (Mix 40/60)	26
	Graphiques a barres de mélange (Mix 30/70)	27
	Graphiques a barres de mélange (Mix 20/80)	28

	Graphiques a barres de mélange (Mix 10/90)	28
Scénario 2	Graphiques a barres de mélange (Mix 90/10)	31
	Graphiques a barres de mélange (Mix 80/20)	32
	Graphiques a barres de mélange (Mix 70/30)	33
	Graphiques a barres de mélange (Mix 60/40)	33
	Graphiques a barres de mélange (Mix 50/50)	34
	Graphiques a barres de mélange (Mix 40/60)	35
	Graphiques a barres de mélange (Mix 30/70)	35
	Graphiques a barres de mélange (Mix 20/80)	36
	Graphiques a barres de mélange (Mix 10/90)	37
Scénario 3	Graphiques a barres de mélange (Mix 90/10)	39
	Graphiques a barres de mélange (Mix 80/20)	40
	Graphiques a barres de mélange (Mix 70/30)	41
	Graphiques a barres de mélange (Mix 60/40)	42
	Graphiques a barres de mélange (Mix 50/50)	43
	Graphiques a barres de mélange (Mix 40/60).....	44
	Graphiques a barres de mélange (Mix 30/70)	44
	Graphiques a barres de mélange (Mix 20/80)	45
	Graphiques a barres de mélange (Mix 10/90)	46

Graphiques	pagre
Graphique 8.1.1 (Barite).....	29
Graphique 8.1.2 (Calcite).....	29
Graphique 8.2.1 (Barite).....	38
Graphique 8.2.2 (Calcite).....	38
Graphique 8.3.1 (Barite).....	46
Graphique 8.3.2 (Calcite).....	47

Tableau 1 : Quantités de dépôts de barite et de calcit.....	29
Tableau 2 : Quantités de dépôts de barite et de calcite	37
Tableau 3 : Quantités de dépôts de barite et de calcite	46

Introduction Générale

L'industrie pétrolière et gazière constitue l'un des piliers fondamentaux de l'économie mondiale, en raison de son rôle essentiel dans la satisfaction des besoins énergétiques croissants. Avec la diminution progressive de la pression naturelle des réservoirs au cours de leur exploitation, il devient nécessaire de recourir à des techniques permettant de maintenir la production et d'améliorer le taux de récupération des hydrocarbures. Parmi ces techniques, l'injection d'eau représente la méthode de récupération secondaire la plus utilisée grâce à son efficacité dans le maintien de la pression du réservoir et le déplacement du pétrole résiduel vers les puits producteurs.

Malgré les nombreux avantages de cette technique, son efficacité dépend fortement de la compatibilité chimique entre l'eau injectée et l'eau de formation. En effet, les différences de composition chimique entre ces deux types d'eaux peuvent provoquer des réactions géochimiques conduisant à la précipitation de dépôts minéraux à l'intérieur du réservoir ou dans les installations de production. Ces dépôts constituent l'un des principaux problèmes opérationnels de l'industrie pétrolière, car ils peuvent réduire la perméabilité de la roche, diminuer l'injectivité et la productivité des puits, et augmenter les coûts d'exploitation et de maintenance.

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud, considéré comme l'un des plus importants gisements d'hydrocarbures en Algérie, repose largement sur les opérations d'injection d'eau pour maintenir la pression du réservoir et assurer la continuité de la production. Toutefois, le mélange des eaux d'injection provenant de l'aquifère Albien avec les eaux de formation du réservoir Cambrien peut entraîner des phénomènes d'incompatibilité chimique favorisant la formation de dépôts minéraux, notamment la baryte et la calcite. Cette situation nécessite une étude approfondie afin de mieux comprendre ces phénomènes et d'évaluer leur impact sur l'exploitation du champ.

En effet, prévenir les différents dépôts solides indésirables susceptible d'être précipités au niveau des équipements pétroliers et du réservoir lui-même en très grandes profondeurs et en conditions extrêmes de pression et de température est une étape qui reste extrêmement difficile à réaliser et à évaluer, de ce fait, une simulation géochimique peut nous rapprocher de manière significative des conditions réelles du réservoir, et fournir des résultats proches de la réalité.

L'objectif principal de cette étude est d'étudier l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de formation du champ de Hassi Messaoud et la compréhension des mécanismes de formation des dépôts minéraux à travers une simulation géochimique des mélanges d'eaux à l'aide du logiciel PHREEQC et à analyser l'influence des proportions de mélange, de la température et de la pression sur la précipitation des différents minéraux.

Pour atteindre ces objectifs, une approche descriptive et analytique a été adoptée, complétée par des simulations géochimiques réalisées à l'aide du logiciel PHREEQC.

Plusieurs proportions de mélange entre l'eau d'injection et l'eau du réservoir ont été étudiées sous trois conditions opératoires différentes de température et de pression afin d'identifier les conditions les plus favorables à la formation des dépôts minéraux et d'évaluer leur niveau de risque.

Ce mémoire est structurée en trois chapitres principaux. Le premier chapitre présente le cadre géologique et hydrogéologique de la région de Hassi Messaoud ainsi que les notions relatives à l'injection d'eau et à la compatibilité des eaux. Le deuxième chapitre est consacré aux aspects théoriques liés aux eaux de formation, aux eaux d'injection, aux mécanismes de formation des dépôts minéraux ainsi qu'au logiciel PHREEQC. Enfin, le troisième chapitre porte sur la présentation et la discussion des résultats de simulation, en mettant en évidence l'effet des proportions de mélange et des conditions opératoires sur la formation des dépôts minéraux, avant de dégager les principales conclusions et recommandations.

CHAPITRE 1:

Présentation de la région

1. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE HASSI MESSAOUD.

Localisée à 650 km au sud-est d'Alger et à 86 km au sud-est d'Ouargla, la région de Hassi Messaoud (Fig.1) est délimitée par les entités géographiques suivantes :

- Au Nord : la structure Djamaa-Touggourt.
- Au Sud : le prolongement du môle d'Amguid El Biod.
- À l'Est : les hauts-fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Berkine.
- À l'Ouest : la dépression d'Oued M'ya.

Appartenant au Sahara algérien oriental, cette région est dominée par le Grand Erg Oriental, une vaste étendue de dunes sableuses de couleur beige clair dépassant 200 m d'altitude. Ces accumulations sableuses couvrent près de la moitié du territoire régional.

La région de Hassi Messaoud s'inscrit dans le cadre du sous-bassin saharien. Sur le plan

géomorphologique, on y distingue :

- La Hamada Mio-Pliocène : formation continentale détritique constituant des plateaux dont l'altitude est comprise entre 150 et 180 m.
- Les formations sableuses : correspondant aux cordons d'erg et aux champs de dunes.
- Les étendues alluviales : correspondant aux anciens lits d'oueds.

Les deux principaux oueds traversant la région sont l'Oued Mya et l'Oued Igharghar. En raison de l'aridité climatique, le réseau hydrographique saharien s'est progressivement dégradé depuis le Quaternaire récent, jusqu'à disparaître complètement dans notre secteur d'étude. L'Oued Mya, issu du plateau du Tademaït et qui comptait parmi les plus grands cours d'eau sahariens au Quaternaire, rejoignait l'Oued Igharghar au nord de la région pour former l'Oued Righ, dont le lit asséché est aujourd'hui comblé par des dépôts éoliens.

L'altitude moyenne de la région s'élève à 170 m pour les plateaux de la Hamada, à 140-150 m pour les fonds d'oueds, avec de rares cuvettes atteignant 130 m. On observe dans l'ensemble une décroissance altitudinale vers l'Est.

La concession du champ de Hassi Messaoud, d'une superficie d'environ 4 200 km², a été octroyée le 1er novembre 1961 à l'association SN REPAL-CFP(A).[1]

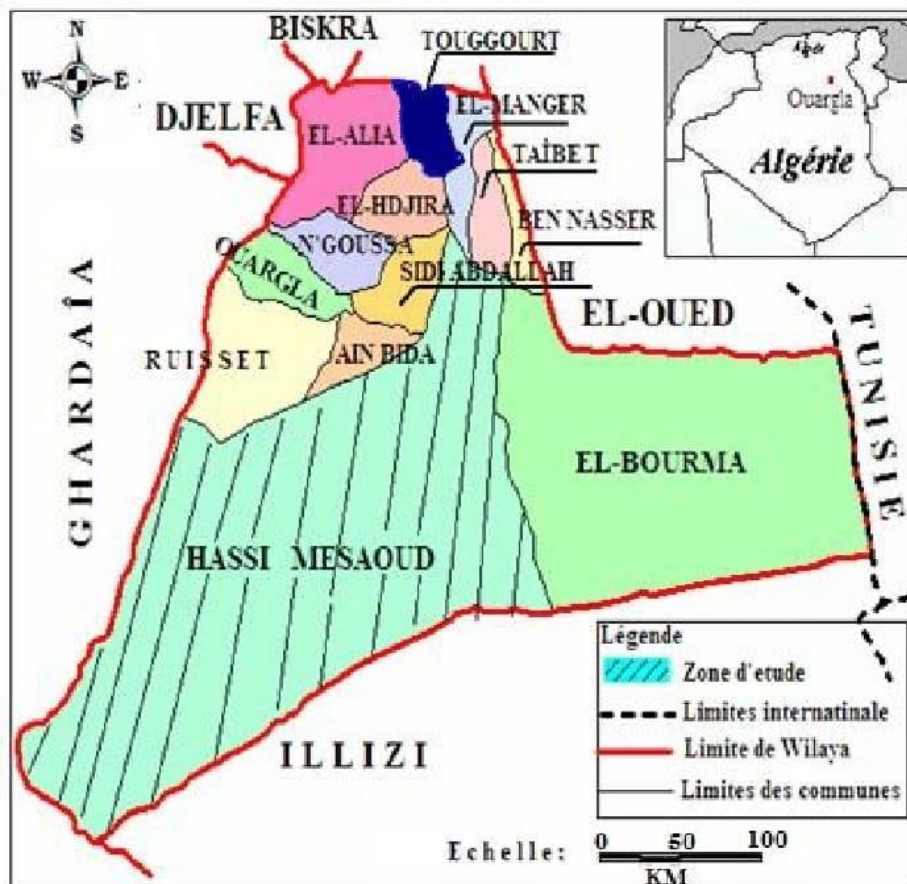


Figure 01 : Carte de situation géographique de Hassi Messaoud.

2. CONTEXTE GEOLOGIQUE.

2.1. Cadre géologique régionale :

Les travaux de G. Busson (1963, 1967 et 1970) et de J. Fabre (1976) [2][3]

constituent les références fondamentales pour la compréhension de la géologie du Sahara algérien. Ces données sont complétées par les cartes géologiques disponibles (Fig.9) (SASS 2002) [4]. ainsi que par des études récentes conduites par SONATRACH et ENAGEO, dont les publications portent principalement sur la géologie pétrolière du bassin sédimentaire du Sahara septentrional.

La zone d'étude appartient à la plateforme saharienne, constituée d'un bouclier précambrien qui n'affleure qu'au Sahara central (Massif du Hoggar) et au Sahara occidental (Massif des Eglab) (UNESCO, 1972) [5].

À la base de l'édifice sédimentaire, des terrains paléozoïques marins renferment des niveaux aquifères salés et des gisements d'hydrocarbures. Au-dessus, en discordance, on retrouve des formations d'âge Secondaire et Tertiaire pouvant dépasser 3 000 m d'épaisseur dans le centre du bassin (régions d'Ouargla, Touggourt, El Oued et sur la bordure des Aurès-Ziban). Le Quaternaire, représenté essentiellement par des sables dunaires, atteint localement plusieurs dizaines de mètres d'épaisseur. Ces sables éoliens sont principalement issus de l'érosion du Hoggar.

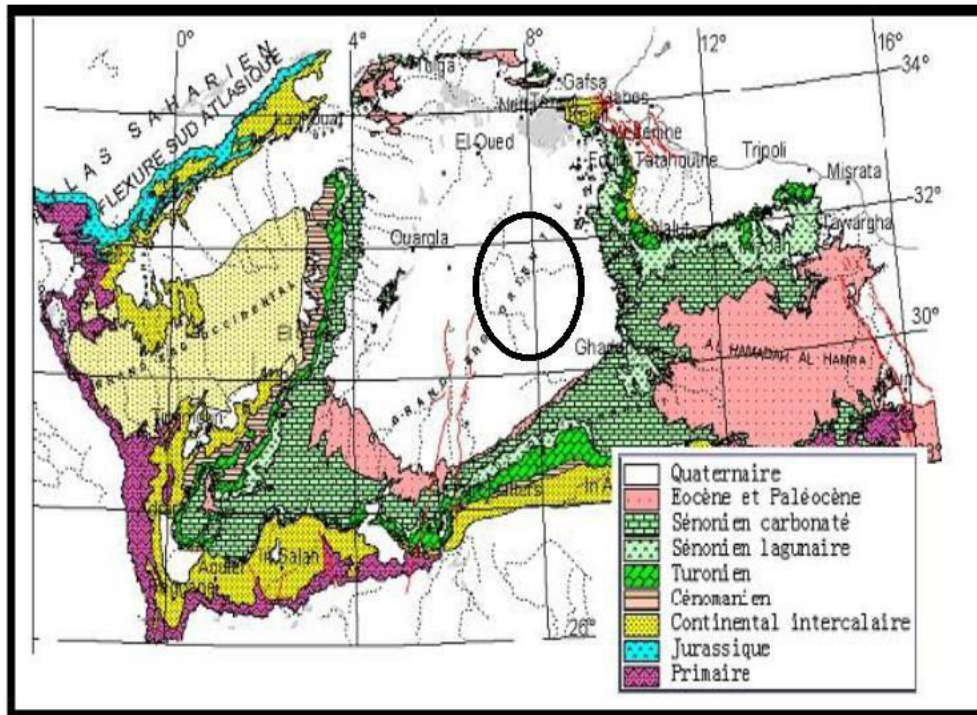


Figure 2 : cartes géologiques de l'Algérie (OSS/SASS 2002–2003) [4].

2.2. Tectonique du Hassi Messaoud :

La structure du champ de Hassi Messaoud (Fig.4) se présente sous la forme d'un vaste dôme anticlinal aplati d'orientation générale Nord-Est – Sud-Ouest. Deux types d'accidents tectoniques affectent le réservoir :

- Des failles subméridiennes d'orientation Nord-Nord-Est – Sud-Sud-Ouest, associées à des failles orthogonales de direction Nord-Ouest – Sud-Est, conférant à l'ensemble un caractère tectonique en Horst et Graben.
- Des cassures sans rejet qui ont exercé un rôle majeur dans la fracturation du réservoir.

Le dôme de Hassi Messaoud résulte d'une histoire paléotectonique complexe. Il constitue le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod, longue de plus de 800 km, et s'inscrit dans un ensemble de structures formant la province triasique Nord-orientale. Cette structuration présente une fermeture de 300 m entre les bordures et la topographie du gisement. Elle est de nature compressive à raccourcissement Nord-Sud et a subi un faible ajustement épirogénique, avec un allongement général orienté Nord-Est – Sud-Ouest.

2.3. Stratigraphie du Hassi Messaoud :

Sur la dorsale de Hassi Messaoud, une partie significative de la série stratigraphique est absente, la série devenant plus complète à mesure que l'on s'éloigne vers la périphérie du champ. Les dépôts paléozoïques, reposant sur un socle granitique, ont été érodés au centre de la structure lors de la phase hercynienne. Les

dépôts mésozoïques surmontent discordamment le Cambro-Ordovicien. De la base vers le sommet, on distingue (Fig. 3) :

2.3.1. LE SOCLE :

Rencontré à une profondeur de 4 000 mètres, il est essentiellement composé de granite porphyroïde rose.

2.3.2. LE PALÉOZOÏQUE :

L'Infra-Cambrien :

Unité lithologique la plus ancienne identifiée dans les forages de la région, notamment au nord de la structure. Elle est constituée de grès argileux rouges. Les formations paléozoïques reposent sur le socle en discordance panafricaine.

Le Cambrien :

Composé principalement de grès hétérogènes, fins à très grossiers, recoupés par des passées de siltstones argilo-micacés.

L'Ordovicien :

Quatre unités lithologiques sont individualisées de la base vers le sommet :

- Zone des alternances : épaisseur moyenne de 20 m, caractérisée par l'intercalation de passées d'argiles indurées avec des bancs de quartzites fins isométriques.
- Argile d'El Gassi : épaisseur moyenne d'environ 50 m, constituée d'argiles schisteuses indurées de teinte verte à noire, rarement rouge. Ces argiles peuvent être glauconieuses ou carbonatées et renferment une faune à graptolites, témoignant d'un environnement de dépôt marin. Cette formation est principalement observée en zone périphérique du champ.
- Grès d'El Atchane : épaisseur variable de 12 à 25 m, formé de grès fins à très fins de couleur gris-beige à gris-sombre, parfois argileux ou glauconieux, avec de nombreuses intercalations argileuses et silteuses.
- Quartzites de Hamra : épaisseur variant de 12 à 75 m, constitués de grès quartzitiques fins à rares intercalations argileuses.

2.3.3. LE MÉSOZOÏQUE :

a) Le Trias :

Discordant sur le Cambrien au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure, le Trias présente des faciès très variés résultant d'une transgression à caractère laguno-marin, accompagnée de coulées éruptives.

b) Le Jurassique :

D'une épaisseur moyenne de 844 m, cet ensemble argilo-gréseux présente des intercalations de calcaires au sommet (Malm) et des alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

- Le Lias (épaisseur moyenne : 300 m) : Le contact Trias-Lias est marqué par une zone de marnes dolomitiques, connue sous le nom d'horizon B, servant de repère sismique. Le Lias se subdivise en cinq niveaux distincts qui s'intercalent sur toute l'épaisseur de la formation.

- Le Dogger (épaisseur moyenne : 320 m) : subdivisé en deux formations — le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.
- Le Malm (épaisseur moyenne : 225 m) : caractérisé par des dépôts d'argiles et de marnes avec des intercalations de bancs de calcaires et de dolomies, accompagnés de traces d'anhydrite.

c) Le Crétacé :

- D'une épaisseur moyenne de 1 620 m, composé de sept étages dont, de la base vers le sommet :
- Le Néocomien (1 620 m) : comprend à la base un terme gréseux et au sommet un terme argileux à intercalations de calcaires et de dolomies.
- Le Barrémien (280 m) : grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, en alternance avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.
- L'Aptien (25 m) : deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec une barre calcaro-dolomitique constituant un repère sismique.
- L'Albien (350 m) : grès et sables fins avec intercalations d'argile silteuse, représentant une importante nappe aquifère.
- Le Cénomanién (145 m) : alternance d'anhydrite, d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomies. La limite Cénomanién-Albien marque le passage des séries évaporitiques aux faciès gréseux de l'Albien.
- Le Turonien (70 à 120 m) : alternances de calcaires argileux, dolomitiques et crayeux, avec des bancs calcaires au sommet. Le Turonien constitue la nappe d'eau salée.
- Le Sénonien (230 m) : à la base, une série lagunaire à bancs massifs de sel, anhydrite, dolomie et argile grise ; au sommet, une série carbonatée de calcaires dolomitiques argileux et d'anhydrite.

[1]

2.3.4. LE CÉNOZOÏQUE :

D'une épaisseur moyenne de 360 m, cet ensemble comprend des calcaires dolomitiques à l'Éocène et un recouvrement sableux au Mio-Pliocène.

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DESCRIPTION
C Z M E S O Z O I Q U E	NEO C R E T A C E	MIO PLIOCENE	239	SABLE, CALCAIRE
		Eocene	122	CALCAIRE
		Discordance alpine		
		CARBONATE	107	CALCAIRE, DOLOMIE,, ANHYDRITE
		ANHYDRITIQUE	209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE
		SALIFERE	149	SEL MASSIF
		TURONIEN	112	CALCAIRE
		CENOMANIEN	147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE
		ALBIEN	362	GRES, ARGILE
		APTIEN	24	DOLOMIE
		BARREMIEN	276	ARGILE, SABLE
		NEOCOMIEN	182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE
	JU R A S S I Q U E	MALM	226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE
		D O G G	107	ARGILE, MARNE
		LAGUNAIRE	211	ANHYDRITE, DOLOMIE
		LD1	66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
		LS1	90	SEL, ANHYDRITE
		LD2	55	DOLOMIE, MARNE
		LS2	58	SEL MASSIF
		Horizon B	31	CALCAIRE,DOLOMIE
		S A L I F	46	ANHYDRITE, ARGILE
		TS2	189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE
		TS3	202	SEL MASSIF
		ARGILEUX	113	ARGILE
		GRESEUX	0 à 35	GRES, ARGILE
P A L E O Z O I Q U E		Discordance des argiles	0 à 92	ANDESITE
		Quartzites de Hamra	75	Grès très fins
		Grès d 'El-Atchane	25	Grès fins glauconieux
		Argiles d 'El-Gassi	50	Argile verte ou noire
		Zones des Alternances	18	Alternances grès et argiles
		R Isométriques	42	GRES Isométriques, Silts
		R Anisométriques	125	GRES Anisométriques, Silts
		R 2	100	GRES Grossiers, Argile
		R 3	370	GRES Grossiers, Argiles
		Infra Cambrien	45	GRES Argileux rouge
		SOCLE		Granite porphyroïde rose
	PROTE RO- ZOIQU			

Figure 3 : Colonne lithostratigraphique du champ de HASSI MESSAOUD [9]

3. SUBDIVISION DU CHAMP DE HMD (DESCRIPTION DU RÉSERVOIR) :

Le gisement de Hassi Messaoud se situe à des profondeurs variant entre 3 100 et 3 380 m, avec une épaisseur atteignant 200 m. Il est constitué de trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien reposant directement sur le socle granitique. L'érosion post-paléozoïque affecte en partie la série gréseuse au centre du champ. De haut en bas, on distingue les unités suivantes :

- **Ri** : Zone isométrique d'environ 45 m d'épaisseur, composée essentiellement de quartzite à grains fins à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- **Ra** : Zone anisométrique d'épaisseur moyenne de 120 m, composée de grès à ciment silico-argileux de granulométrie moyenne à grossière. Elle se subdivise, de bas en haut, en drains D1, ID, D2, D3 et D4.
- **R2** : Série gréseuse à ciment argileux d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- **R3** : Série gréseuse très grossière à microconglomératique, très argileuse, d'une hauteur d'environ 300 m, reposant sur le socle granitique rose porphyroïde rencontré à moins de 4 000 m de profondeur. [5]

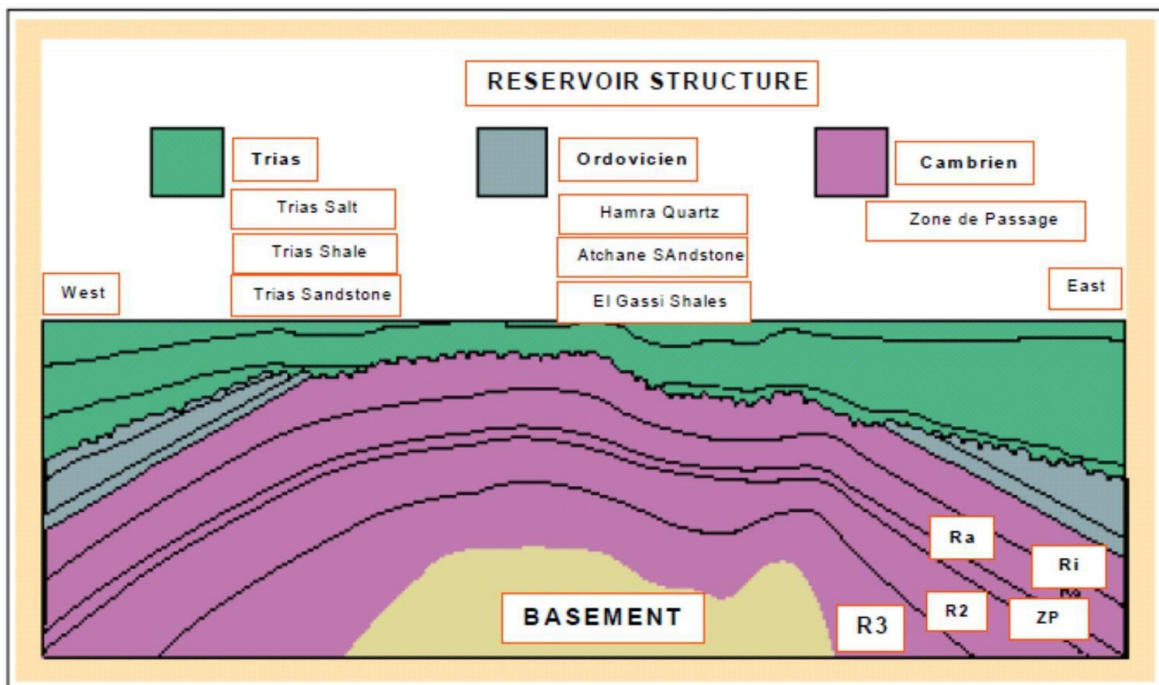


Figure 4 : Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud Hydrogéologie [5]

4. PRÉSENTATION DES AQUIFÈRES DE LA RÉGION DE HASSI MESSAOUD.

Les aquifères de Hassi Messaoud s'inscrivent dans le Système Aquifère du Sahara Septentrional (SASS) [4], lequel repose sur la superposition de deux principales couches aquifères : le Continental Intercalaire (CI), le plus profond, et le Complexe Terminal (CT).

4.1. Aquifère du Complexe Terminal (CT) :

Le Complexe Terminal est moins étendu que le Continental Intercalaire. Il couvre la majeure partie du bassin oriental du Sahara septentrional sur environ 350 000 km². Sa profondeur varie entre 100 et plus de 500 m, pour une épaisseur moyenne de 220 m. Constitué des formations les plus récentes déposées au bas Sahara, il comprend deux ensembles aquifères principaux d'âge et de lithologie distincts : l'un continental au sommet, l'autre marin à la base.

Dans la région de Hassi Messaoud, le Complexe Terminal regroupe trois formations aquifères :

- La nappe du Mio-Pliocène : principalement constituée de sables avec des niveaux de calcaire et d'argile, d'une épaisseur moyenne de 230 m.
- La nappe du Sénonien-Éocène carbonaté : formée de calcaires dolomitiques d'épaisseur moyenne de 220 m.
- La nappe du Turonien carbonaté dolomitique : d'épaisseur moyenne de 90 m, séparée des deux nappes sous-jacentes par la formation du Sénonien lagunaire qui joue le rôle d'écran imperméable.

Les deux premières nappes semblent être en continuité hydraulique. La nappe du Complexe Terminal est captive au nord et libre au sud de la région. Sa porosité est fonction de la lithologie : elle est estimée à 30 % dans les sables du Mio-Pliocène et à 20 % dans les calcaires du Sénonien-Éocène supérieur.

4.2. Aquifère du Continental Intercalaire (CI) :

Les travaux de CORNET (1964), ERESS (1972b), PALLAS (1978b) et GEOMATH (1994) ont contribué à l'élaboration de la carte piézométrique du Continental Intercalaire (Fig. 18), qui décrit les écoulements de cette nappe dans des conditions naturelles, peu ou pas influencées par les pompes. L'analyse de cette carte met en évidence les principales zones d'alimentation, identifiées selon les directions d'écoulement suivantes :

- Le piémont sud-atlasique, au Nord et Nord-Ouest.
- Le Tinrhert, au Sud.
- Le Dahar, à l'Est.

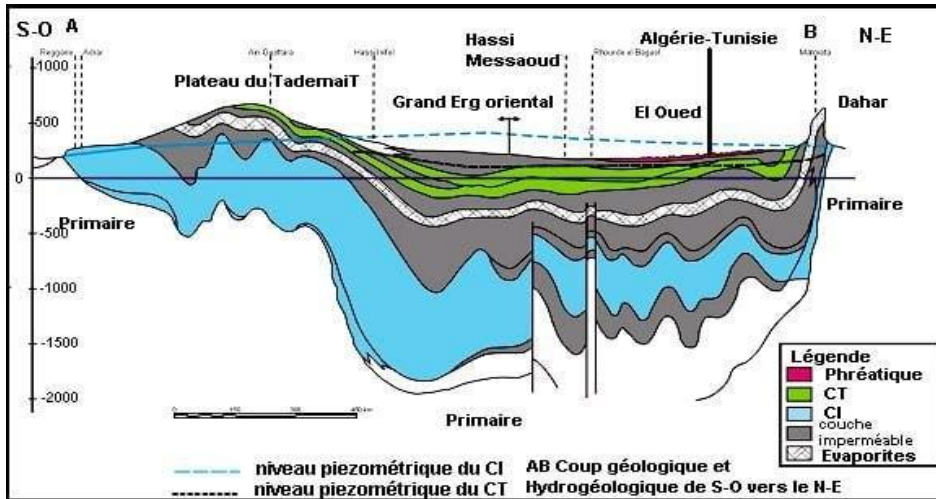


Figure 5 : coupe hydrogéologique des aquifères du Sahara septentrionale (UNESCO 1972) [5])

5. L'INJECTION D'EAU

5.1. Définition :

L'injection d'eau représente le procédé de récupération secondaire le plus ancien et demeure le plus largement utilisé à l'échelle mondiale — 80 % de la production pétrolière américaine en 1970 reposait sur cette technique. Son principe consiste à injecter de l'eau dans le réservoir afin de chasser le pétrole vers les puits de production, tout en améliorant le coefficient de balayage ou de déplacement. L'injection d'eau est également employée pour maintenir la pression du gisement lorsque l'expansion naturelle de l'aquifère ne fournit pas une énergie suffisante.

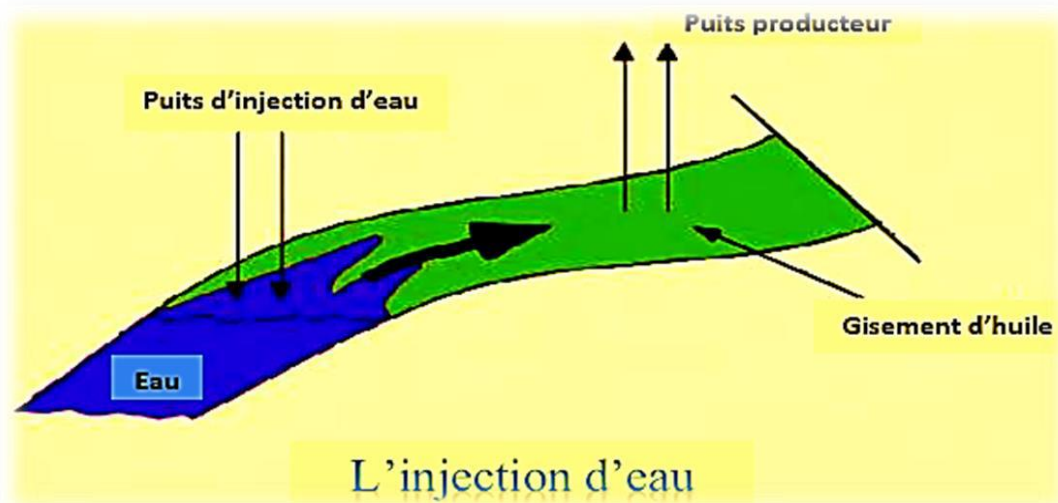


Figure 6 : Le mécanisme de l'injection d'eau.

5.2. Le but d'injection d'eau :

Mise en œuvre depuis plus de 60 ans, l'injection d'eau reste la technique de récupération améliorée la plus répandue. Au-delà de son objectif premier d'augmenter le taux de récupération par balayage, elle peut être utilisée pour :

1. Maintenir la pression du gisement lorsque la poussée naturelle de l'aquifère (ou du gaz-cap) est insuffisante. Il s'agit alors d'une opération de maintien de pression plutôt que de récupération secondaire proprement dite.
2. Éliminer les eaux salées co-produites dont le rejet en surface pose des contraintes particulières.
3. Compenser le vidage du réservoir et améliorer la production par balayage de l'huile résiduelle vers les puits producteurs.
4. Assurer un vecteur de déplacement adapté aux huiles légères, bien que son efficacité soit moindre pour les huiles plus visqueuses. [6]

La gestion des ressources en eau constitue un aspect opérationnel essentiel dans la production pétrolière. Ces ressources sont mobilisées principalement pour le water flooding, destiné au maintien de pression réservoir, ou dans le cadre des techniques de récupération assistée (EOR — Enhanced Oil Recovery

5.3. Sources des eaux d'injection

5.3.1. Eau de mer (Sea Water)

L'eau de mer est la source la plus fréquemment exploitée dans les projets offshore et certains projets côtiers, en raison de sa disponibilité quasi illimitée.

5.3.2. Caractéristiques chimiques :

Sa salinité est élevée, généralement de l'ordre de 35 000 ppm. Elle est riche en ions sulfates (SO_4^{2-}), sodium et chlorure.

5.3.3. Défis techniques :

- Corrosion : liée à la forte salinité et à la présence d'oxygène dissous.
- Précipitations minérales (Scaling) : la réaction des sulfates de l'eau de mer avec le baryum ou le calcium contenus dans l'eau de formation génère des dépôts solides tels que le sulfate de baryum (BaSO_4).
- Activité biologique : prolifération de bactéries sulfato-réductrices (SRB), responsables de l'acidification des puits et de la corrosion des conduites.

5.3.4. Traitement :

Ce type d'eau nécessite une désoxygénation, une filtration fine et l'ajout de biocides avant injection.

5.4. Eau d'aquifère (Aquifer Water)

Extraite de formations rocheuses aquifères non productrices d'hydrocarbures, elle peut être douce ou salée (saumure, brine).

5.4.1. Caractéristiques :

Sa qualité varie selon la profondeur et la localisation géographique. Elle offre généralement une meilleure compatibilité chimique avec l'eau de formation du réservoir pétrolier que l'eau de mer.

5.4.2. Avantages :

- Absence d'oxygène dissous, réduisant les risques de corrosion.
- Stabilité thermique et chimique.

5.4.3. Défis :

La surexploitation des aquifères peut engendrer des problèmes environnementaux et réglementaires, notamment lorsque ces ressources sont destinées à la consommation humaine ou à l'irrigation.

5.5. Eau de rivière (River Water)

Principalement exploitée dans les champs onshore à proximité de sources d'eau douce de surface.

5.5.1. Caractéristiques :

Faible salinité (eau douce), mais teneur élevée en matières en suspension (Suspended Solids), turbidité importante et présence de matière organique.

5.5.2. Défis :

- Colmatage (Plugging) : les matières en suspension peuvent obstruer la porosité du réservoir en l'absence d'une filtration adéquate.
- Variabilité saisonnière : les volumes et la qualité de l'eau fluctuent selon les saisons (crues ou sécheresse).

5.5.3. Traitement :

Des opérations intensives de décantation et de filtration sont nécessaires pour éliminer les impuretés physiques.

Ce tableau compare l'eau de mer, l'eau souterraine et l'eau de rivière en termes de salinité, de risque d'érosion, de potentiel d'obstruction et de coût, dans le but de déterminer la source la plus appropriée selon des critères techniques

Source	Salinité	Risque de corrosion	Risque de colmatage des pores	Coût
Eau de mer	Très élevée	Élevé (en raison de l'oxygène et des ions)	Moyen (dépôts chimiques)	Moyen

Eaux souterraines	Variable	Faible	Faible	Élevé (coût de forage des puits)
Eaux fluviales	Faible	Moyen	Élevé (en raison du plancton)	Faible (si disponibles à proximité)

Comparaison entre différentes sources d'eau

6. L'INCOMPATIBILITÉ DES EAUX D'INJECTION ET LES EAUX DE GISEMENT :

6.1. Définition :

L'incompatibilité entre les eaux de formation des gisements pétroliers et les eaux d'injection sulfatées est un phénomène bien documenté. Elle se manifeste principalement par la précipitation de sels de calcium, de strontium et de baryum. Ce problème est notamment observé au champ de Hassi Messaoud lors de l'injection des eaux albiennes pour le maintien de pression ou le lavage des puits d'huile salés.

Bien que l'injection d'eau demeure l'une des techniques les plus employées pour la récupération secondaire, son efficacité dépend en premier lieu de la compatibilité entre l'eau injectée et l'eau de gisement. En aucun cas, leur mélange ne doit provoquer une réduction de la perméabilité de la roche réservoir ni engendrer une corrosion des équipements de fond ou de surface.

Une eau peut être chimiquement équilibrée malgré la diversité de ses composants, grâce à un équilibre ionique entre ses cations et ses anions. L'introduction d'une seconde eau contenant d'autres ions rompt cet équilibre, entraînant la formation de composés insolubles qui précipitent pour rétablir l'équilibre. Deux eaux sont dites compatibles si leur mélange ne génère aucun composé insoluble.

L'analyse chimique élémentaire permet une approche théorique basée sur des paramètres physico-chimiques tels que : le produit de solubilité, les concentrations en cations et anions, la température et la pression.

6.2. Étude de la compatibilité des eaux à l'échelle de laboratoire

Cette étude consiste à mettre en contact les deux eaux étudiées (eau d'injection et eau de gisement) et à observer les phénomènes résultants selon trois approches :

- **6.2.1. Visuelle.**
- **6.2.2. Electrochimique : suivi des variations de pH et de conductivité.**
- **6.2.3. Analytique : filtration du précipité, calcination du dépôt obtenu, dosage des éléments présents dans le filtrat.**

Les essais sont réalisés dans des conditions de température représentatives du mélange in situ, la température étant un facteur déterminant de la solubilité des sels. L'étude peut être conduite selon les conditions de surface (pression atmosphérique — 1 atm — et température ambiante — 25 °C) ou selon les conditions de fond (haute pression et haute température) [5].

6.3. Injection d'eau de formation (Waterflooding with formation water)

Dans les réservoirs à faible perméabilité, le débit d'injection d'eau a été fixé à 2 $\mu\text{L}/\text{min}$. Dès le démarrage de l'expérience, des percées d'eau continues ont été observées depuis l'entrée, aboutissant progressivement à l'établissement de deux chemins préférentiels de chenalisation de l'eau. À fort taux de coupure en eau, d'importants volumes d'huile résiduelle persistaient de part et d'autre du canal d'écoulement principal. Compte tenu du faible rapport de fluidité huile/eau, l'huile résiduelle au sein du canal principal était limitée et se présentait essentiellement sous forme de film et d'amas.

6.3.1. L'image haute résolution indique en outre :

Dans les zones non atteintes par le front de balayage, l'huile résiduelle saturait entièrement l'espace poral. Au sein de la zone d'écoulement principale, l'huile résiduelle se présentait majoritairement sous forme de film. La forte salinité de l'eau de formation, combinée à la tension interfaciale huile/eau, a engendré des conditions de mouillabilité à l'huile sur les parois poreuses après injection. Par ailleurs, de faibles quantités d'huile résiduelle en amas, de gouttelettes d'huile et de pincements ont été piégées dans le réseau poral — les premières occupant de larges blocs poraux continus, les secondes mécaniquement emprisonnées. En raison du caractère mouillable à l'eau de la puce réservoir, le film d'eau a progressé le long des parois durant l'injection, déplaçant l'huile résiduelle vers le centre des pores ou la forçant à adhérer à l'une des parois.

6.4. Injection d'eau injectée

À l'issue de la phase d'injection d'eau de formation, l'expérience a été poursuivie avec de l'eau injectée, à un débit constant de 2 $\mu\text{L}/\text{min}$. La distribution de l'huile résiduelle après cette phase est illustrée à la Figure 9. L'eau injectée a permis d'atteindre une plage de balayage plus étendue que l'eau de formation, ciblant principalement l'huile en film et en amas tout en repoussant les limites du front d'imbibition. La réduction de l'huile résiduelle sous forme de film et d'amas est attribuée aux conditions intrinsèquement mouillables à l'eau du réservoir. La forte salinité de l'eau de formation ($9,3 \times 10^4 \text{ mg/L}$) induisait un effet de mouillabilité à l'eau plus faible sur les surfaces poreuses, tandis que la faible salinité de l'eau injectée ($0,2 \times 10^4 \text{ mg/L}$) produisait un effet de mouillabilité à l'eau plus prononcé, améliorant ainsi l'efficacité de déplacement.

Il a été simultanément observé que l'eau injectée refoulait l'eau de formation en direction de l'huile résiduelle localisée dans les zones de suintement périphériques. [11].

6.5. Exigences en matière de qualité de l'eau d'injection

Une qualité insuffisante de l'eau d'injection entraîne le colmatage du réservoir, ce qui réduit l'efficacité de balayage, diminue la récupération globale et génère une perte de revenus. De plus, les coûts opératoires augmentent en raison des interventions de workover et des réparations nécessaires pour restaurer l'injectivité.

La qualité d'eau requise pour un réservoir donné est principalement déterminée par la perméabilité du réservoir, dans l'hypothèse d'une injection matricielle dans l'espace poral. Les formations à faible perméabilité exigent généralement une eau de meilleure qualité que les zones plus perméables.

Lorsque des réseaux de fractures naturelles sont disponibles pour le transport des fluides, ou lorsque l'injection est réalisée sous des conditions de pression de fracturation, une qualité d'eau nettement inférieure peut être tolérée sans problèmes d'injectivité apparents. Toutefois, l'injection via des fractures accroît significativement le risque de réduction de l'efficacité de balayage.

Malgré de nombreuses tentatives de corrélation entre les paramètres de qualité de l'eau et les propriétés de la roche réservoir, la prédiction quantitative de la qualité minimale d'eau requise pour une injection sans problème dans une formation donnée demeure difficile. Les tests d'écoulement sur carottes ont été utilisés pour estimer les seuils de qualité, bien que les normes minimales soient le plus souvent établies sur la base de l'expérience terrain. . [10]

7. Description du logiciel PHREEQC :

PHREEQC est un outil de simulation géochimique permettant à un spécialiste du traitement de l'eau d'évaluer le potentiel de dépôt de composés minéraux courants sur une large gamme de paramètres — composition chimique de l'eau, température, pression, pH et $p\text{CO}_2$ — dans le cas d'une eau de surface, d'une saumure ou d'un mélange. Le logiciel est capable d'évaluer le potentiel de dépôt aux températures minimales et maximales prévues (ainsi qu'aux valeurs extrêmes de pH et de CO_2) et d'anticiper les problèmes de précipitation en fond de trou ou lors de la remontée de l'eau en surface. PHREEQC traite également les mélanges d'eau selon des rapports volumiques, pressions, pressions partielles et températures définis par l'utilisateur.

Le logiciel fournit des informations complémentaires sous forme d'indices d'encrassement (scaling indices) pour les principaux dépôts minéraux, indicateurs qui seraient autrement fastidieux à calculer manuellement. PHREEQC permet ainsi de passer en revue les indices classiques et moins connus de manière efficace, afin d'établir un diagnostic complet des risques de dépôt associés à une eau donnée.

❖ En résumé, PHREEQC est utilisé pour :

- 1) Établir un profil global du potentiel d'encrassement pour les scalants courants sur l'ensemble de la plage des paramètres critiques anticipés.
- 2) Modéliser le potentiel de dépôt d'une eau de formation lorsqu'elle est ramenée en surface.
- 3) Évaluer le potentiel de dépôt de mélanges d'eau à différents rapports de mélange, pressions et températures.
- 4) Réexaminer rapidement ces indices lorsque la qualité de l'eau évolue ou que des contraintes environnementales imposent un fonctionnement avec une eau de qualité dégradée et un potentiel de dépôt accru.
- 5) Approfondir la compréhension des interactions entre la chimie de l'eau et les conditions opératoires (pH, température, pressions partielles des gaz, pression totale) en utilisant le programme comme simulateur de système.

6) Gagner du temps de calcul : PHREEQC peut calculer et archiver automatiquement les indices normalement déterminés manuellement, stocker les analyses d'eau et les indices associés. Dans de nombreux cas, il permet de produire des profils graphiques de qualité de présentation dans un temps comparable à celui nécessaire pour calculer manuellement les seuls indices de Langelier et de Stiff-Davis. [12]

8. Les eaux dans les champs pétroliers :

8.1. Eau d'injection (water flood) :

Mis en pratique dès la fin du XIX^e siècle, le water flooding demeure la technique de récupération secondaire la plus employée. Ses objectifs dépassent la simple récupération d'hydrocarbures : il vise également à accélérer la production et à en limiter le déclin, principalement par maintien de pression réservoir. L'injection peut être distribuée au sein même de la zone pétrolière ou introduite en périphérie via un aquifère existant.

Les sources d'eau utilisées sont généralement des couches aquifères peu profondes, l'eau de mer ou des eaux de surface (lacs, rivières). La compatibilité chimique entre l'eau injectée et l'eau de gisement est un prérequis indispensable : leur mélange peut en effet générer des précipités insolubles tels que le BaSO_4 , susceptibles de colmater les puits. On distingue deux catégories principales d'eau d'injection :

8.1.1. L'eau de lavage :

Injectée généralement à la base du tubing, cette eau a pour vocation le nettoyage périodique des puits et la dissolution des dépôts de chlorure de sodium (NaCl). Certaines eaux de formation peuvent contenir jusqu'à 350 g/L de NaCl , atteignant un état proche de la saturation. Une légère variation de température ou une faible évaporation peut alors provoquer une précipitation massive de NaCl sur les parois du tubing, réduisant progressivement la section de passage et entraînant une chute de production.

Pour remettre les puits en production, il suffit généralement d'injecter une certaine quantité d'eau douce pour dissoudre les dépôts. Toutefois, l'injection peut parfois soulever des problèmes d'incompatibilité graves avec les eaux de gisement : ces dernières peuvent contenir des ions de baryum, de calcium et de strontium qui, au contact d'eaux chargées en ions sulfatés (eaux de lavage ou de maintien de pression), entraînent la formation de dépôts dans les installations.

8.1.2. L'eau de maintien de pression :

Elle est mobilisée en tant que moyen de production artificiel lorsque la pression statique absolue en tête de puits décroît rapidement au cours de l'exploitation du gisement, rendant insuffisant le drainage naturel pour atteindre un taux de récupération acceptable des réserves estimées.

8.2. Eau de gisement :

La production d'hydrocarbures bruts s'accompagne systématiquement d'une production associée de gaz, de pétrole et d'eau, dont les proportions varient selon le gisement. Cette eau est présente dans le réservoir en raison de causes naturelles liées soit à la roche magasin elle-même, qui peut en retenir des quantités considérables, soit à l'aquifère sous-jacent. Ces eaux sont généralement fortement minéralisées, parfois

jusqu'à sursaturation. Le chlorure de sodium (NaCl) constitue le sel dominant, accompagné de sulfates, carbonates, bicarbonates et chlorures de calcium, potassium, magnésium, baryum et strontium.

L'eau de gisement, ou eau de formation, est co-produite avec le pétrole brut et peut provenir soit de l'aquifère en contact avec le gisement pétrolier, soit de la roche réservoir elle-même.

8.2.1. Définition des eaux de gisement :

Le terme « eaux de gisement » désigne l'ensemble des eaux associées aux réservoirs de pétrole ou de gaz. Ces eaux renferment divers ions tels que le baryum, le calcium et le strontium, pouvant engendrer des problèmes de compatibilité lors du contact avec d'autres types d'eau et conduire à la formation de dépôts dans les installations.

Par ailleurs, les eaux issues de différents niveaux de formations pétrolifères présentent des variations en termes de salinité et de composition chimique. L'exploitation des réservoirs souterrains (aquifères) est une pratique généralisée pour répondre aux besoins croissants en eau de l'agriculture, de l'industrie et de l'usage domestique.

8.2.2. Les sources des eaux de gisement :

Les eaux de gisement peuvent être classées selon leur origine :

8.2.2.1. Eaux de formation :

Généralement attribuées à l'aquifère du gisement, elles accompagnent la mise en place des hydrocarbures.

8.2.2.2. Eaux interstitielles :

Occupant les espaces poro-intergranulaires de la roche, ces eaux peuvent être considérées comme des eaux fossiles, isolées de l'atmosphère pendant la plus grande partie d'une période géologique.

8.2.2.3. Eaux connées :

Eaux interstitielles d'origine syngénésique (formées simultanément à la roche mère), elles constituent des eaux fossiles piégées sans contact avec l'atmosphère au cours de la plus grande partie de leur histoire géologique.

- **Eaux de condensation** :Correspondant à la fraction en phase vapeur des fluides de gisement, ces eaux sont théoriquement moins chargées en éléments chimiques dissous.

8.2.2.4. Eaux de gisement (séparées) :

Ces eaux sont séparées dans les séparateurs triphasiques, puis pré-déshuilées avant de subir un traitement de finition en vue de leur rejet dans l'environnement.

Conclusion

En conclusion, ce premier chapitre a permis de présenter le cadre général de l'étude à travers une description du champ de Hassi Messaoud et de ses principales caractéristiques géologiques, structurales et hydrogéologiques. Cette analyse a mis en évidence

L'importance stratégique de ce gisement dans l'industrie pétrolière algérienne ainsi que la complexité des formations géologiques qui le composent.

L'étude des différents aquifères et des réservoirs présents dans la région a également permis de mieux comprendre l'origine et les caractéristiques des eaux exploitées dans les opérations d'injection et de production. Les propriétés physico-chimiques de ces eaux jouent un rôle déterminant dans le comportement géochimique du système et influencent directement les phénomènes pouvant apparaître lors de leur mélange.

Par ailleurs, ce chapitre a souligné l'importance des opérations de maintien de pression par injection d'eau dans les réservoirs pétroliers, tout en mettant en évidence les

contraintes liées à la qualité des eaux utilisées. La connaissance du contexte géologique et hydrogéologique constitue ainsi une étape essentielle pour l'évaluation de la compatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de formation.

Les éléments présentés dans ce chapitre constituent donc la base nécessaire à la compréhension des mécanismes responsables des phénomènes d'incompatibilité et de précipitation minérale qui seront abordés dans les chapitres suivants, à travers l'étude des caractéristiques chimiques des eaux et l'analyse de leur comportement géochimique dans différentes conditions opératoires.

CHAPITRE 2:

Parti Pratique

1. Introduction :

La compréhension des interactions géochimiques résultant de l'incompatibilité entre les eaux d'injection provenant de l'aquifère Albien et les eaux de formation du réservoir Cambrien constitue un élément essentiel dans l'évaluation des risques de formation de dépôts minéraux au sein du champ de Hassi Messaoud. Ces dépôts peuvent altérer les propriétés du réservoir, réduire l'injectivité et la productivité des puits, et limiter l'efficacité des opérations de récupération secondaire par injection d'eau.

Dans cette étude, des simulations géochimiques ont été réalisées à l'aide du logiciel PHREEQC afin d'évaluer le comportement des mélanges d'eaux sous différentes conditions de température, de pression et de proportions de mélange. Cette approche permet d'identifier les conditions favorables à la précipitation minérale et d'estimer son impact potentiel sur les performances du réservoir et des installations pétrolières. L'analyse porte sur plusieurs minéraux associés aux phénomènes d'entartrage dans les systèmes pétroliers, notamment la barytine (BaSO_4), la calcite (CaCO_3), la célestite (SrSO_4), la dolomite ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), la huntite ($\text{Mg}_3\text{Ca}(\text{CO}_3)_4$), l'halite (NaCl) et la sylvite (KCl).

L'objectif de ce chapitre est d'étudier l'évolution des indices de saturation et des quantités précipitées de ces minéraux afin d'identifier les minéraux les plus susceptibles de précipiter ainsi que les scénarios présentant les risques les plus élevés de formation de dépôts minéraux.

Notre évaluation repose sur les critères suivants :

- Les calculs ont été réalisés à l'aide du logiciel PHREEQC, en utilisant la base de données Pitzer.dat afin de prédire la précipitation des dépôts minéraux.

L'étude est divisée en trois scénarios (ou conditions opératoires) :

Premier scénario : $T = 120^\circ\text{C}$, $P = 300$ bar.

Deuxième scénario : $T = 25^\circ\text{C}$, $P = 1$ bar.

Troisième scénario : $T = 60^\circ\text{C}$, $P = 300$ bar.

Chaque scénario comprend une série de simulations basées sur la variation progressive des proportions de mélange entre l'eau d'injection et l'eau du réservoir, dans le but d'évaluer l'influence des rapports de mélange sur la probabilité de formation et l'évolution des dépôts salins sous différentes conditions de température et de pression.

Premier scénario : T = 120°C, P = 300 bar.

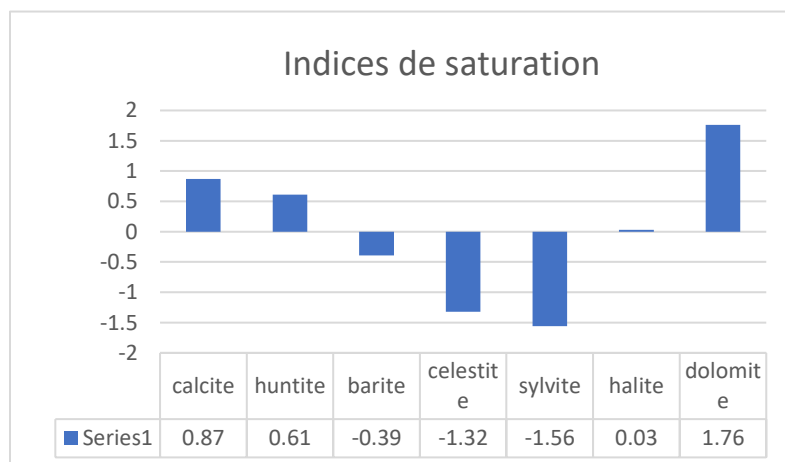
Ce scénario représente les conditions réelles du réservoir de Hassi Messaoud, caractérisées par une température et une pression élevées. Il permet d'évaluer le comportement des eaux mélangées dans les conditions de fond du gisement et d'estimer le potentiel de formation des dépôts minéraux susceptibles d'affecter la perméabilité du réservoir et les performances de production.

8.1.1 Tableaux 1 : Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 90/10

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	1.54E-04	233.39	1.15792	0.04156	41.56398
Celestite	0	183.68	1.15793	0.00000	0
Calcite	1.80E-05	100.09	1.15794	0.00209	2.087327
Dolomite	0	184.4	1.15795	0.00000	0
Huntite	0	353.05	1.15796	0.00000	0
Sylvite	0	74.55	1.15797	0.00000	0
Halite	0	58.44	1.15798	0.00000	0

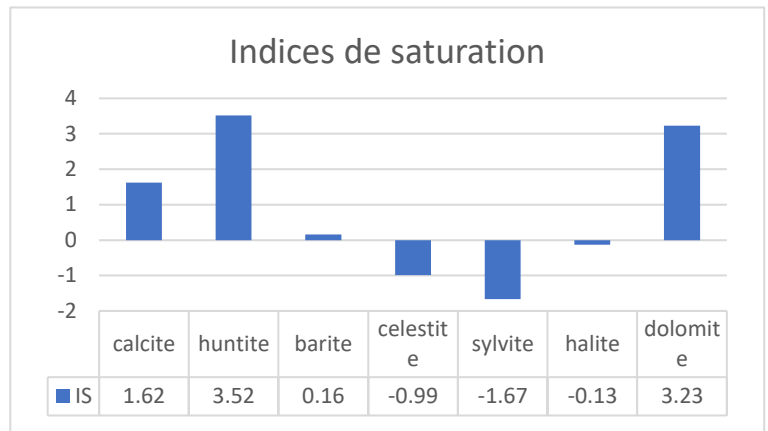
Tableaux 1 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 90/10

minéraux	IS
calcite	0.87
huntite	0.61
barite	-0.39
celestite	-1.32
sylvite	-1.56
halite	0.03
dolomite	1.76



Tableaux 2 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 80/20

minéraux	IS
calcite	1.62
huntite	3.52
barite	0.16
celestite	-0.99
sylvite	-1.67
halite	-0.13
dolomite	3.23

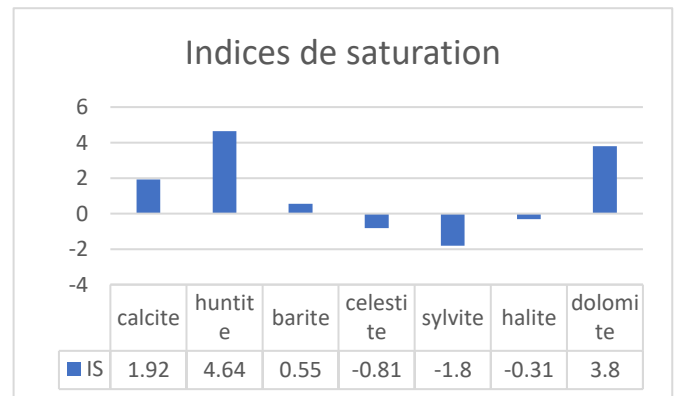


Tableaux 2: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 80/20

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	8.36E-04	233.39	1.1389	0.22222	222.2154
Celestite	0	183.68	1.1389	0.00000	0
Calcite	1.86E-04	100.09	1.1389	0.02115	21.14561
Dolomite	0	184.4	1.1389	0.00000	0
Huntite	0	353.05	1.1389	0.00000	0
Sylvite	0	74.55	1.1389	0.00000	0
Halite	0	58.44	1.1389	0.00000	0

Tableaux 3 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 70/30

minéraux	IS
calcite	1.92
huntite	4.64
barite	0.55
celestite	-0.81
sylvite	-1.8
halite	-0.31
dolomite	3.8

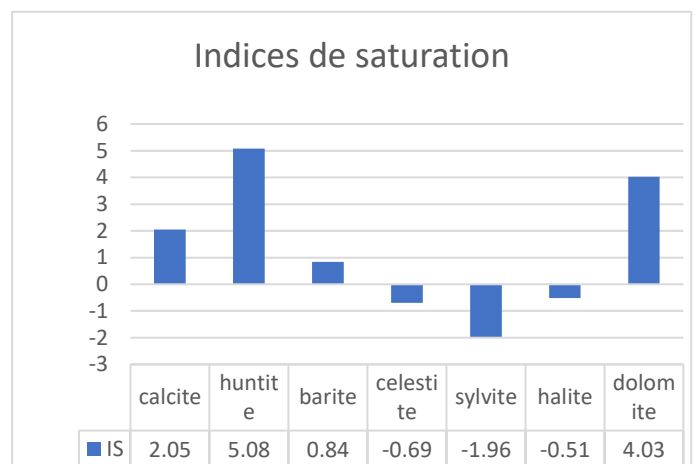


Tableaux 3: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 70/30

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm^3	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	1.47E-03	233.39	1.11922	0.38346	383.4633
Celestite	0	183.68	1.11922	0.00000	0
Calcite	3.48E-04	100.09	1.11922	0.03897	38.97271
Dolomite	0	184.4	1.11922	0.00000	0
Huntite	0	353.05	1.11922	0.00000	0
Sylvite	0	74.55	1.11922	0.00000	0
Halite	0	58.44	1.11922	0.00000	0

Tableaux 4 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 60/40

minéraux	IS
calcite	2.05
huntite	5.08
barite	0.84
celestite	-0.69
sylvite	-1.96
halite	-0.51
dolomite	4.03

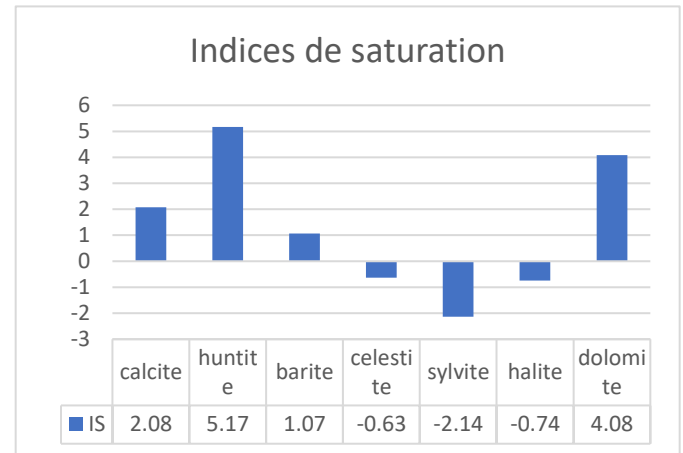


Tableaux 4: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 60/40

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm^3	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	2.03E-03	233.39	1.09884	0.51933	519.328
Celestite	0	183.68	1.09884	0.00000	0
Calcite	5.05E-04	100.09	1.09884	0.05555	55.55236
Dolomite	0	184.4	1.09884	0.00000	0
Huntite	0	353.05	1.09884	0.00000	0
Sylvite	0	74.55	1.09884	0.00000	0
Halite	0	58.44	1.09884	0.00000	0

Tableaux 5 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 50/50

minéraux	IS
calcite	2.08
huntite	5.17
barite	1.07
celestite	-0.63
sylvite	-2.14
halite	-0.74
dolomite	4.08

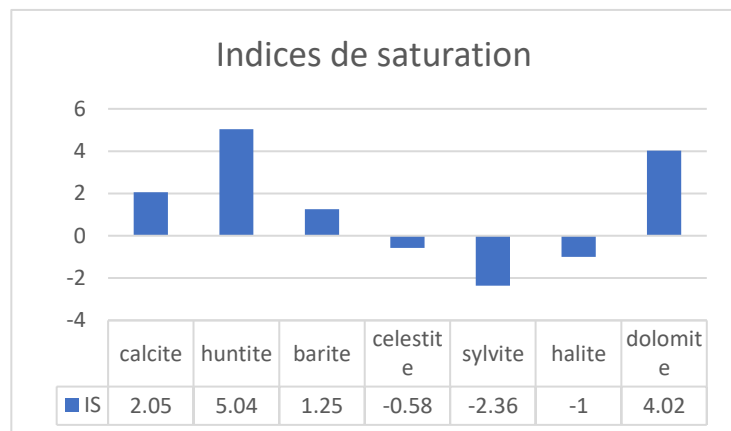


Tableaux 5: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 50/50

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	2.39E-03	233.39	1.07776	0.60067	600.6737
Celestite	0	183.68	1.07776	0.00000	0
Calcite	6.56E-04	100.09	1.07776	0.07081	70.80784
Dolomite	0	184.4	1.07776	0.00000	0
Huntite	0	353.05	1.07776	0.00000	0
Sylvite	0	74.55	1.07776	0.00000	0
Halite	0	58.44	1.07776	0.00000	0

Tableaux 6 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 40/60

minéraux	IS
calcite	2.05
huntite	5.04
barite	1.25
celestite	-0.58
sylvite	-2.36
halite	-1
dolomite	4.02

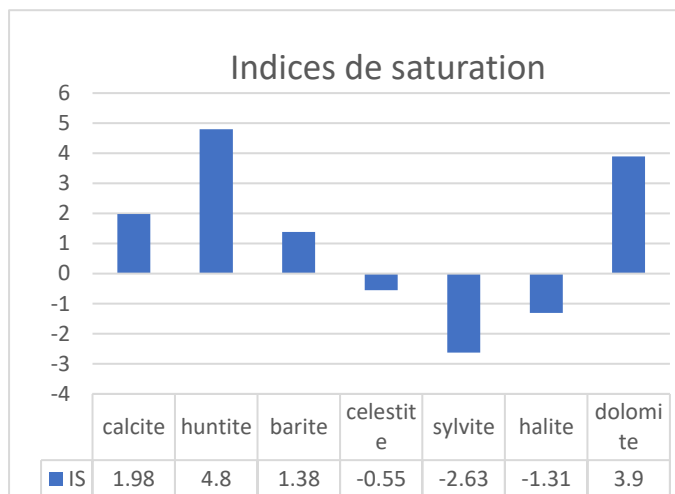


Tableaux 6: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 40/60

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	2.30E-03	233.39	1.05595	0.5660914	566.0914
Celestite	0	183.68	1.05595	0	0
Calcite	8.01E-04	100.09	1.05595	0.0846366	84.63658
Dolomite	0	184.4	1.05595	0	0
Huntite	0	353.05	1.05595	0	0
Sylvite	0	74.55	1.05595	0	0
Halite	0	58.44	1.05595	0	0

Tableaux 7 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 30/70

minéraux	IS
calcite	1.98
huntite	4.8
barite	1.38
celestite	-0.55
sylvite	-2.63
halite	-1.31
dolomite	3.9

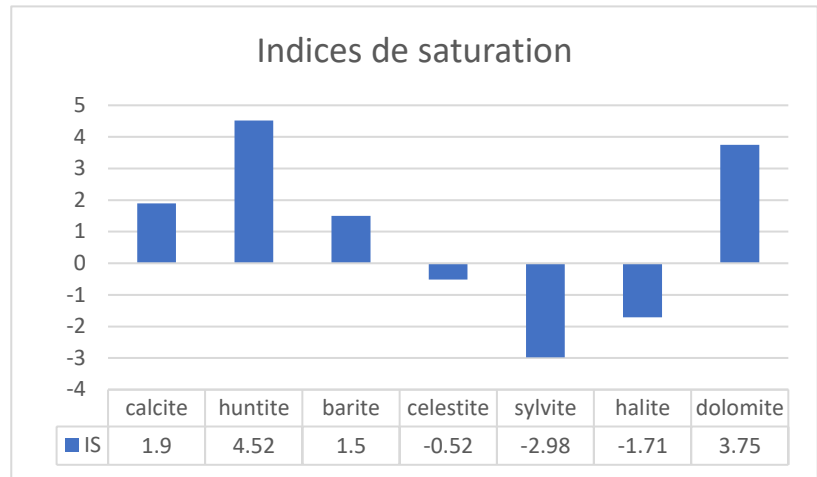


Tableaux 7: Quantités calculées de minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 30/70

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	1.84E-03	233.39	1.03336	0.4430401	443.0401
Celestite	0	183.68	1.03336	0	0
Calcite	9.37E-04	100.09	1.03336	0.096944	96.944
Dolomite	0	184.4	1.03336	0	0
Huntite	0	353.05	1.03336	0	0
Sylvite	0	74.55	1.03336	0	0
Halite	0	58.44	1.03336	0	0

Tableaux 8 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 20/80

minéraux	IS
calcite	1.9
huntite	4.52
barite	1.5
celestite	-0.52
sylvite	-2.98
halite	-1.71
dolomite	3.75

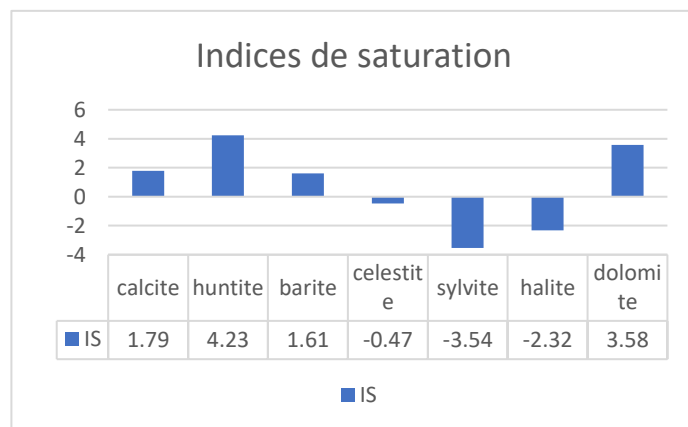


Tableaux 8 : Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 20/80

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm^3	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	1.26E-03	233.39	1.00983	0.2960194	296.0194
Celestite	0	183.68	1.00983	0	0
Calcite	1.06E-03	100.09	1.00983	0.1074415	107.4415
Dolomite	0	184.4	1.00983	0	0
Huntite	0	353.05	1.00983	0	0
Sylvite	0	74.55	1.00983	0	0
Halite	0	58.44	1.00983	0	0

Tableaux 9 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 10/90

minéraux	IS
calcite	1.79
huntite	4.23
barite	1.61
celestite	-0.47
sylvite	-3.54
halite	-2.32
dolomite	3.58

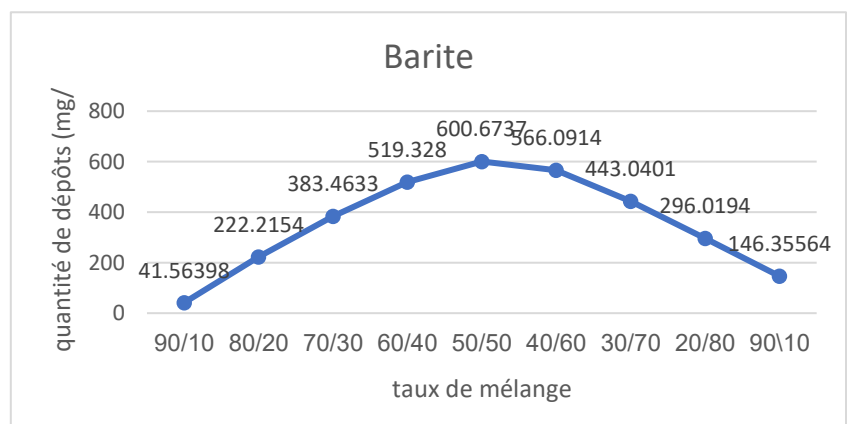


Tableaux 9: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 10/90

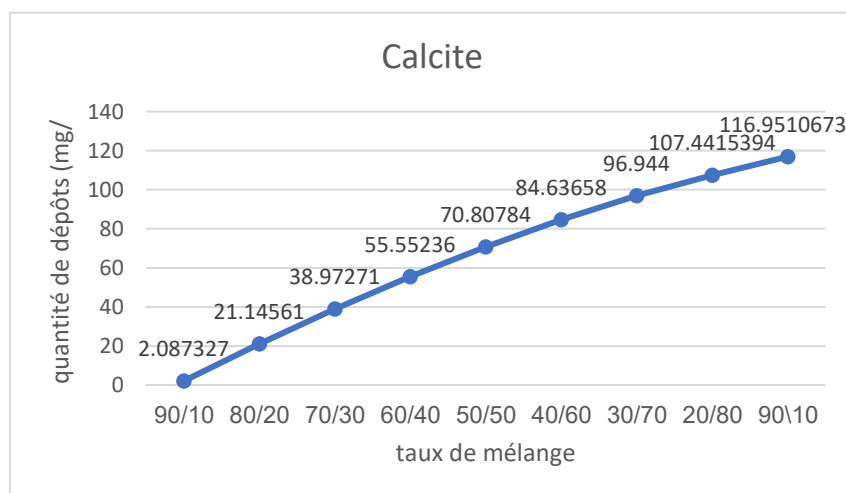
Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	6.37E-04	233.39	0.98521	0.1463556	146.3556
Celestite		183.68	0.98521	0	0
Calcite	1.19E-03	100.09	0.98521	0.1169511	116.9511
Dolomite	5.85E-04	184.4	0.98521	0.106333	106.333
Huntite	0	353.05	0.98521	0	0
Sylvite	0	74.55	0.98521	0	0
Halite	0	58.44	0.98521	0	0

Tableaux 1 : Quantités de dépôts de barite et de calcite (mg/L) obtenues pour les différents mélanges

MIX	Barite	Calcite
90/10	41.56398	2.087327
80/20	222.2154	21.14561
70/30	383.4633	38.97271
60/40	519.328	55.55236
50/50	600.6737	70.80784
40/60	566.0914	84.63658
30/70	443.0401	96.944
20/80	296.0194	107.4415
10/90	146.3556	116.9511



Variation de la quantité de dépôt de barite en fonction du taux de mélange



Variation de la quantité de dépôt de calcite en fonction du taux de mélange

1.1. Analyse et interprétation du Scénario 1

Courbe de la Barite

La courbe de la barite débute par une valeur relativement faible de 41,6 mg/L pour un taux de mélange de 90/10, puis augmente progressivement jusqu'à atteindre sa valeur maximale de 600,7 mg/L à 50/50, qui représente le mélange critique (mélange critique). Au-delà de cette proportion, la quantité de barite précipitée diminue progressivement avec la variation du taux de mélange.

Cette évolution s'explique par le fait que les proportions intermédiaires de mélange fournissent des quantités équilibrées des ions constitutifs de la barite, notamment les ions baryum (Ba^{2+}) et sulfate (SO_4^{2-}). Cela favorise leur interaction et conduit à un état de sursaturation de la solution, ce qui augmente la précipitation de la barite. Après le dépassement du mélange critique, la variation des concentrations ioniques entraîne une diminution progressive de la quantité de barite déposée.

Courbe de la Calcite

La courbe de la calcite présente une augmentation progressive et continue sans diminution notable. Les valeurs passent de faibles quantités aux premiers taux de mélange pour atteindre une valeur maximale de 107,4 mg/L à 20/80, correspondant au mélange critique de ce minéral.

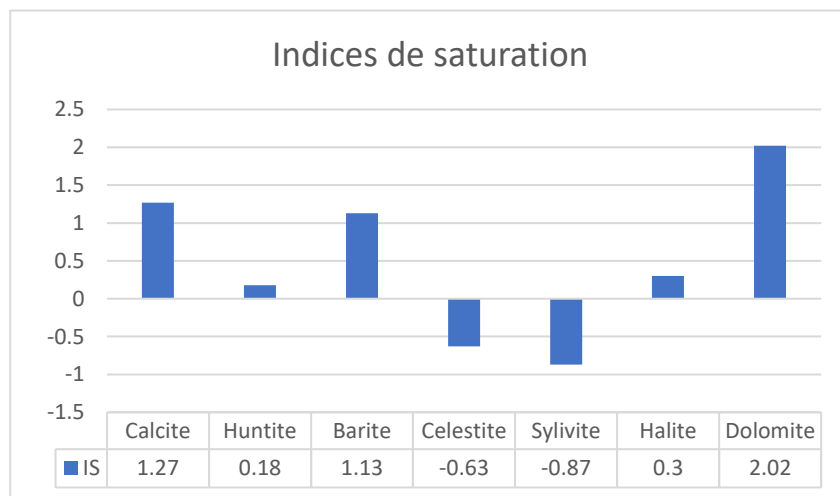
Cette augmentation progressive peut être expliquée par l'accroissement de l'alcalinité du mélange avec la variation des proportions de mélange, ce qui crée des conditions plus favorables à la formation et à la précipitation de la calcite. Par conséquent, la quantité déposée augmente régulièrement jusqu'à atteindre sa valeur maximale.

Deuxième scénario : T = 25°C, P = 1 bar.

Ce scénario reproduit les conditions de surface après la remontée des fluides, à température ambiante et pression atmosphérique. Il vise à étudier l'évolution du risque de précipitation des sels minéraux dans les installations de surface et à évaluer l'impact des changements de température et de pression sur la stabilité chimique du mélange

Tableaux 1 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 90/10

minereux	IS
Calcite	1.27
Huntite	0.18
Barite	1.13
Celestite	-0.63
Sylvite	-0.87
Halite	0.3
Dolomite	2.02

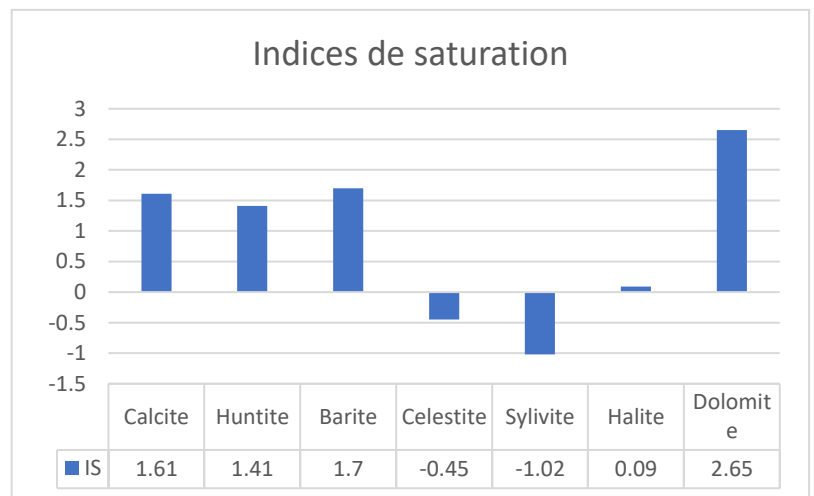


Tableaux 1: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 90/10

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm^3	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	6.10E-04	233.39	1.20204	0.17116	171.16
Celestite	0	183.68	1.20204	0	0
Calcite	0	100.09	1.20204	0	0
Dolomite	0	184.4	1.20204	0	0
Huntite	0	353.05	1.20204	0	0
Sylvite	0	74.55	1.20204	0	0
Halite	0	58.44	1.20204	0	0

Tableaux 2 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 90/10

minereux	IS
Calcite	1.61
Huntite	1.41
Barite	1.7
Celestite	-0.45
Sylvite	-1.02
Halite	0.09
Dolomite	2.65

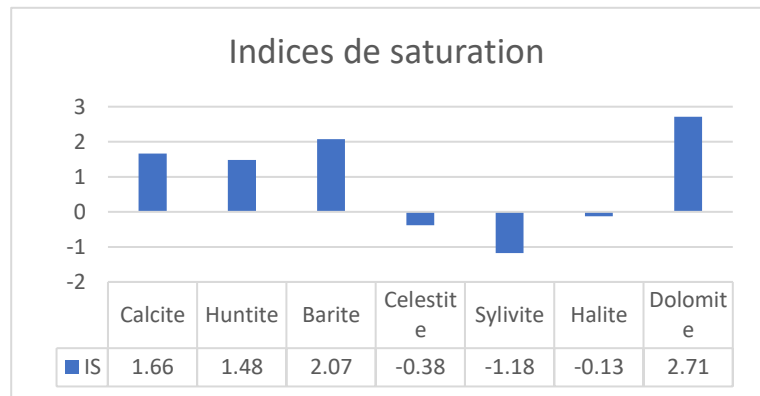


Tableaux 2: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 80/20

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm^3	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	1.24E-03	233.39	1.18285	0.3412168	341.2168
Celestite	0	183.68	1.18285	0	0
Calcite	1.33E-04	100.09	1.18285	0.0157816	15.78158
Dolomite	0	184.4	1.18285	0	0
Huntite	0	353.05	1.18285	0	0
Sylvite	0	74.55	1.18285	0	0
Halite	0	58.44	1.18285	0	0

Tableaux 3 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 70/30

minereux	IS
Calcite	1.66
Huntite	1.48
Barite	2.07
Celestite	-0.38
Sylvite	-1.18
Halite	-0.13
Dolomite	2.71

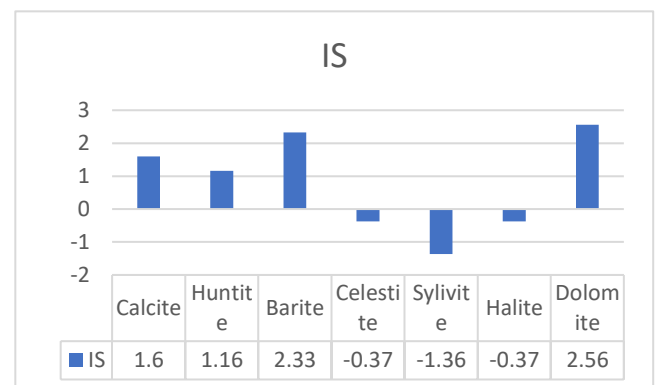


Tableaux 3: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 70/30

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm^3	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	1.86E-03	233.39	1.16287	0.5048081	504.8081
Celestite	0	183.68	1.16287	0	0
Calcite	2.61E-04	100.09	1.16287	0.0304248	30.42478
Dolomite	0	184.4	1.16287	0	0
Huntite	0	353.05	1.16287	0	0
Sylvite	0	74.55	1.16287	0	0
Halite	0	58.44	1.16287	0	0

Tableaux 4 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 60/40

Minereux	IS
Calcite	1.6
Huntite	1.16
Barite	2.33
Celestite	-0.37
Sylvite	-1.36
Halite	-0.37
Dolomite	2.56

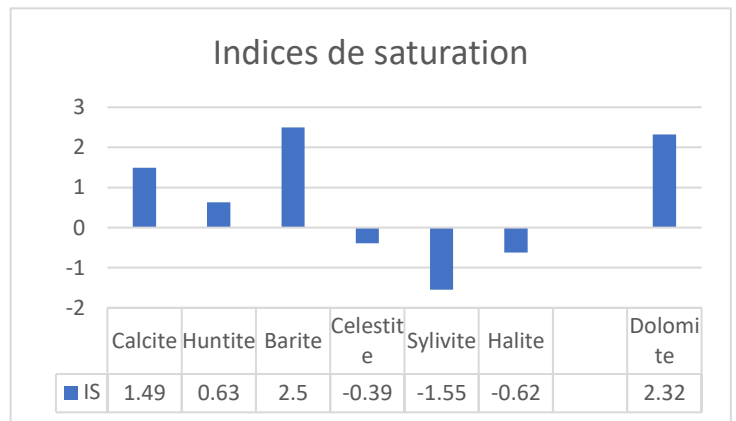


Tableaux 4: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 60/40

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	2.48E-03	233.39	1.14206	0.6602329	660.2329
Celestite	0	183.68	1.14206	0	0
Calcite	3.75E-04	100.09	1.14206	0.0428887	42.88866
Dolomite	0	184.4	1.14206	0	0
Huntite	0	353.05	1.14206	0	0
Sylvite	0	74.55	1.14206	0	0
Halite	0	58.44	1.14206	0	0

Tableaux 5 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 50/50

minereux	IS
Calcite	1.49
Huntite	0.63
Barite	2.5
Celestite	-0.39
Sylvite	-1.55
Halite	-0.62
Dolomite	2.32

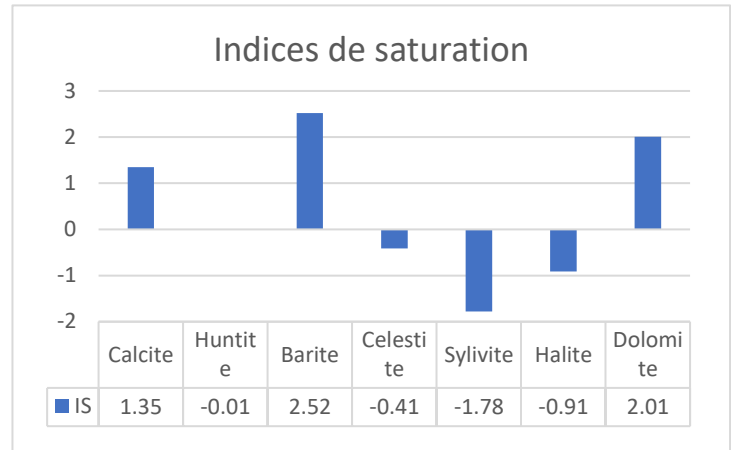


Tableaux 5: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 50/50

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	3.01E-03	233.39	1.12041	0.7865694	786.5694
Celestite	0	183.68	1.12041	0	0
Calcite	4.71E-04	100.09	1.12041	0.0528524	52.85245
Dolomite	0	184.4	1.12041	0	0
Huntite	0	353.05	1.12041	0	0
Sylvite	0	74.55	1.12041	0	0
Halite	0	58.44	1.12041	0	0

Tableaux 6 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 40/60

minereux	IS
Calcite	1.35
Huntite	-0.01
Barite	2.52
Celestite	-0.41
Sylvite	-1.78
Halite	-0.91
Dolomite	2.01

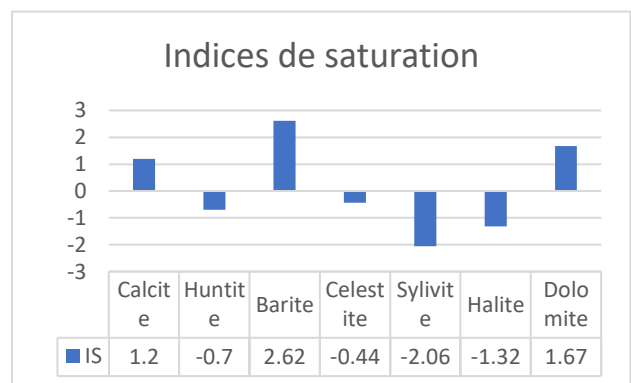


Tableaux 6: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 40/60

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm^3	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	2.59E-03	233.39	1.09805	0.6637494	663.7494
Celestite	0	183.68	1.09805	0	0
Calcite	5.46E-04	100.09	1.09805	0.0599635	59.96353
Dolomite	0	184.4	1.09805	0	0
Huntite	0	353.05	1.09805	0	0
Sylvite	0	74.55	1.09805	0	0
Halite	0	58.44	1.09805	0	0

Tableaux 7 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 30/70

minereux	IS
Calcite	1.2
Huntite	-0.7
Barite	2.62
Celestite	-0.44
Sylvite	-2.06
Halite	-1.32
Dolomite	1.67

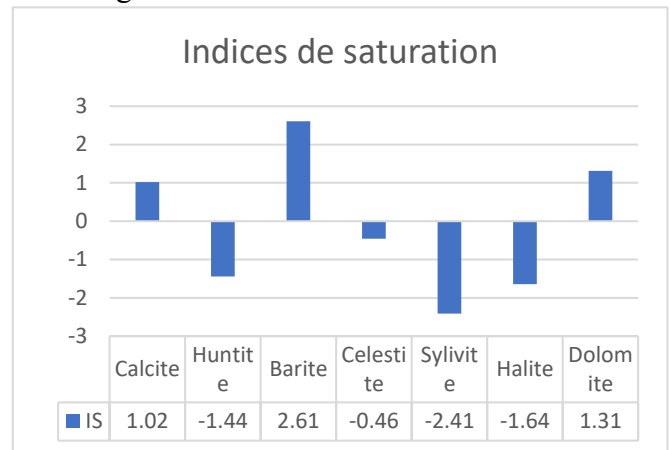


Tableaux 7: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 30/70

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	1.95E-03	233.39	1.07481	0.4891573	489.1573
Celestite	0	183.68	1.07481	0	0
Calcite	5.94E-04	100.09	1.07481	0.0639012	63.90117
Dolomite	0	184.4	1.07481	0	0
Huntite	0	353.05	1.07481	0	0
Sylvite	0	74.55	1.07481	0	0
Halite	0	58.44	1.07481	0	0

Tableaux 8 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 20/80

minereux	IS
Calcite	1.02
Huntite	-1.44
Barite	2.61
Celestite	-0.46
Sylvite	-2.41
Halite	-1.64
Dolomite	1.31

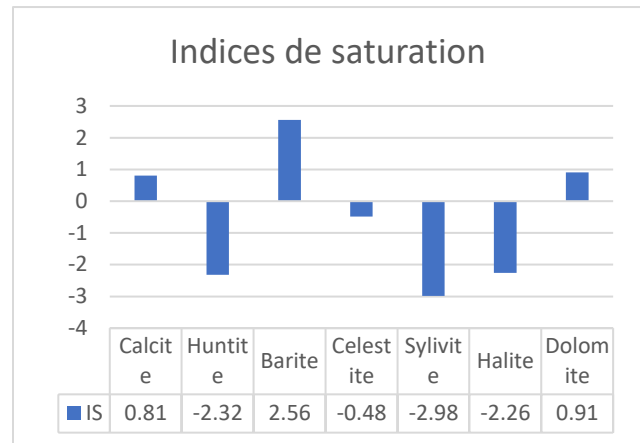


Tableaux 8: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 20/80

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	1.30E-03	233.39	1.05057	0.3192407	319.2407
Celestite	0	183.68	1.05057	0	0
Calcite	6.08E-04	100.09	1.05057	0.0639637	63.96369
Dolomite	0	184.4	1.05057	0	0
Huntite	0	353.05	1.05057	0	0
Sylvite	0	74.55	1.05057	0	0
Halite	0	58.44	1.05057	0	0

Tableaux 9 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 10/90

minereux	IS
Calcite	0.81
Huntite	-2.32
Barite	2.56
Celestite	-0.48
Sylvite	-2.98
Halite	-2.26
Dolomite	0.91

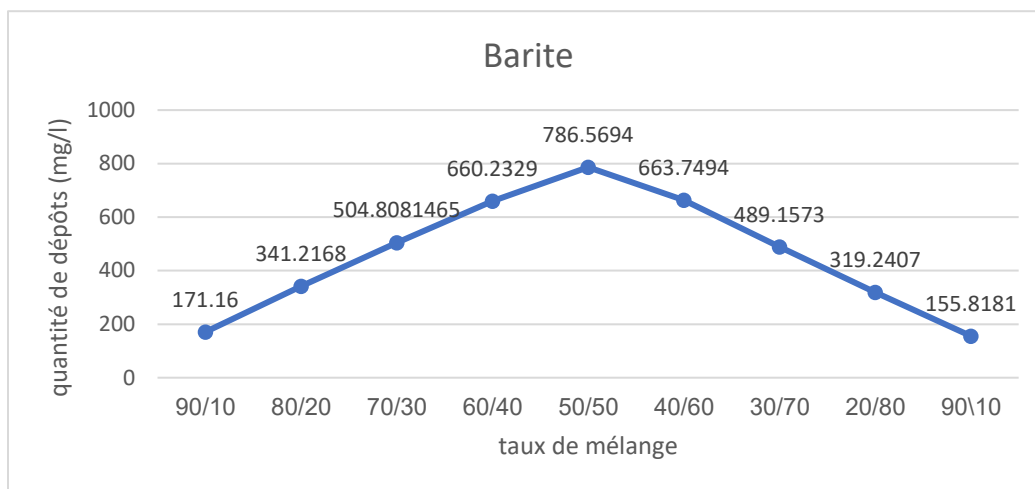


Tableaux 9: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 10/90

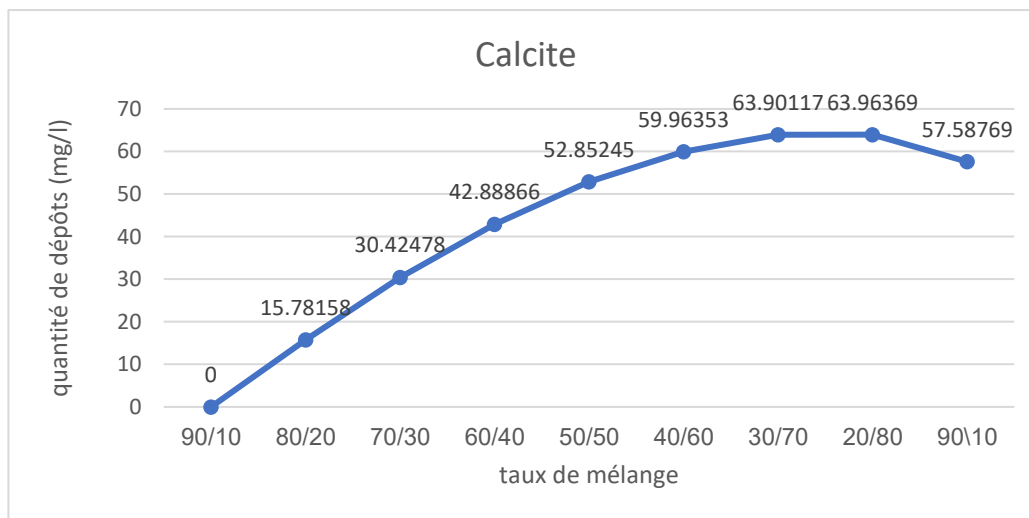
Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	6.51E-04	233.39	1.02523	0.1558181	155.8181
Celestite	0	183.68	1.02523	0	0
Calcite	5.61E-04	100.09	1.02523	0.0575877	57.58769
Dolomite	0	184.4	1.02523	0	0
Huntite	0	353.05	1.02523	0	0
Sylvite	0	74.55	1.02523	0	0
Halite	0	58.44	1.02523	0	0

Tableaux 2 : Quantités de dépôts de barite et de calcite (mg/L) obtenues pour les différents mélanges

MIX	Barite	Calcite
90/10	171.16	0
80/20	341.2168	15.78158
70/30	504.808146	30.42478
60/40	660.2329	42.88866
50/50	786.5694	52.85245
40/60	663.7494	59.96353
30/70	489.1573	63.90117
20/80	319.2407	63.96369
10/90	155.8181	57.58769



Variation de la quantité de dépôt de barite en fonction du taux de mélange



Variation de la quantité de dépôt de calcit en fonction du taux de mélange

1.2. Analyse et interprétation du Scénario 2

Courbe de la Barite

La courbe de la barite débute par une valeur relativement élevée de 171,2 mg/L pour un taux de mélange de 90/10, puis augmente régulièrement jusqu'à atteindre une valeur maximale de 786,6 mg/L à 50/50, qui représente le mélange critique. Ensuite, la quantité de barite précipitée diminue progressivement dans la seconde partie de la courbe.

Cette augmentation est due à l'intensification des interactions entre les ions constitutifs de la barite lors de la variation des proportions de mélange. Les taux intermédiaires fournissent des concentrations favorables des ions baryum et sulfate, ce qui favorise la précipitation de la barite. La quantité déposée atteint ainsi son maximum au niveau du mélange critique avant de diminuer progressivement en raison de la modification des concentrations ioniques dans le mélange.

Courbe de la Calcite

La courbe de la calcite est particulièrement remarquable. Elle débute à 0 mg/L pour un taux de mélange de 90/10, puis augmente progressivement jusqu'à atteindre une valeur maximale de 64 mg/L à 20/80, correspondant au mélange critique.

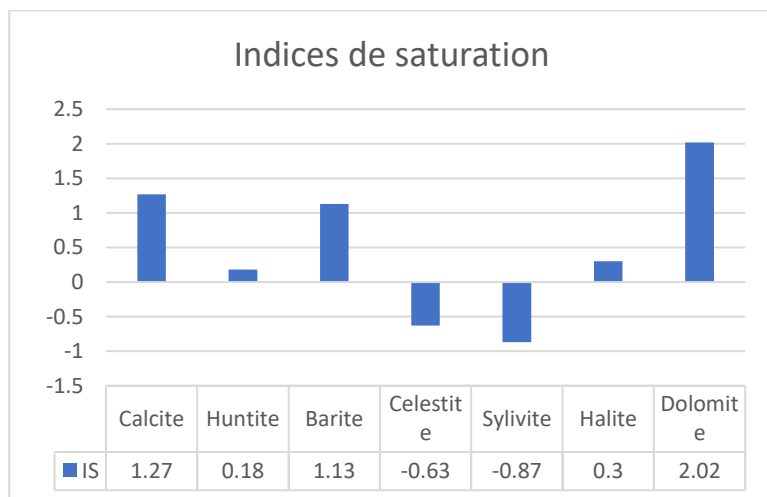
Cette augmentation s'explique par l'accroissement de l'alcalinité de l'eau d'injection. En effet, l'augmentation des concentrations en bicarbonates et en carbonates favorise leur combinaison avec les ions calcium, conduisant ainsi à la formation de cristaux de calcite et à une augmentation progressive de la quantité précipitée.

Troisième scénario : T = 60°C, P = 300 bar.

Ce scénario correspond à des conditions intermédiaires caractérisées par une pression élevée et une température modérée. Il permet d'analyser l'influence de la température sur les phénomènes de précipitation tout en conservant une pression comparable à celle du réservoir, afin de mieux comprendre le comportement géochimique des mélanges d'eaux dans différentes conditions d'exploitation.

Tableaux 1 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 90/10

minereux	is
Calcite	1.2
Huntite	0.78
Barite	0.48
Celestite	-0.79
Sylvite	-1.19
Halite	0.19
Dolomite	2.08

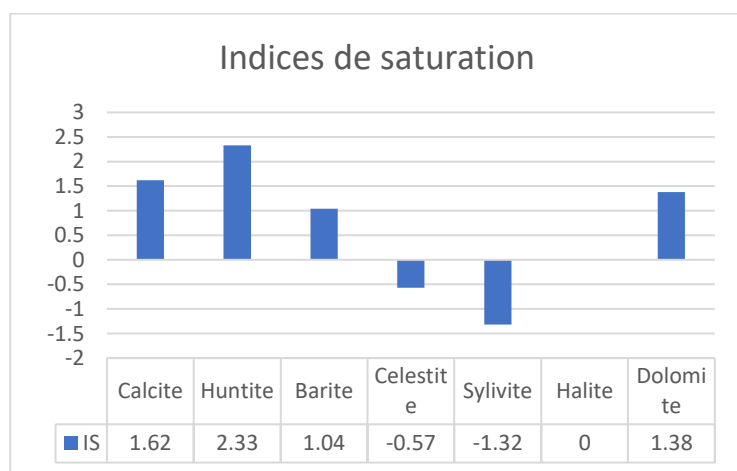


Tableaux 1: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 90/10

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	5.53E-04	233.39	1.19306	0.1540933	154.0933
Celestite	0	183.68	1.19306	0	0
Calcite	0	100.09	1.19306	0	0
Dolomite	0	184.4	1.19306	0	0
Huntite	0	353.05	1.19306	0	0
Sylvite	0	74.55	1.19306	0	0
Halite	0	58.44	1.19306	0	0

Tableaux 2 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 80/20

minereux	IS
Calcite	1.62
Huntite	2.33
Barite	1.04
Celestite	-0.57
Sylvite	-1.32
Halite	0
Dolomite	1.38

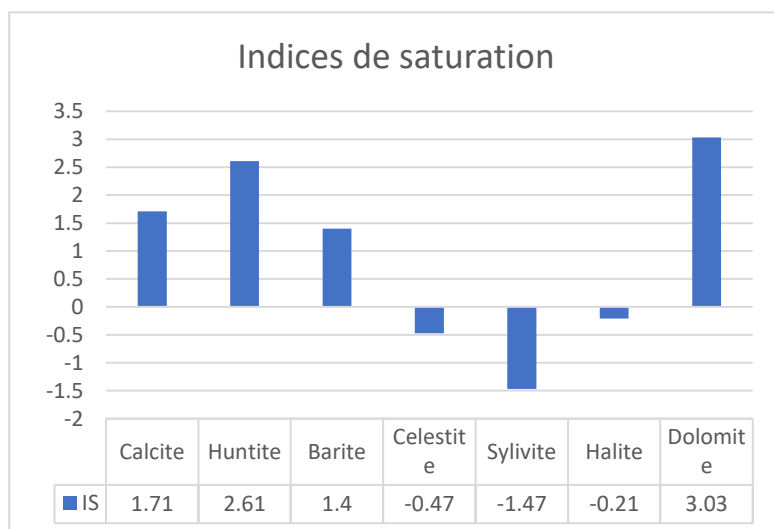


Tableaux 2: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 80/20

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	1.18E-03	233.39	1.17436	0.3242412	324.2412
Celestite	0	183.68	1.17436	0	0
Calcite	1.45E-04	100.09	1.17436	0.0170553	17.0553
Dolomite	0	184.4	1.17436	0	0
Huntite	0	353.05	1.17436	0	0
Sylvite	0	74.55	1.17436	0	0
Halite	0	58.44	1.17436	0	0

Tableaux 3 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 80/20

minereux	IS
Calcite	1.71
Huntite	2.61
Barite	1.4
Celestite	-0.47
Sylvite	-1.47
Halite	-0.21
Dolomite	3.03

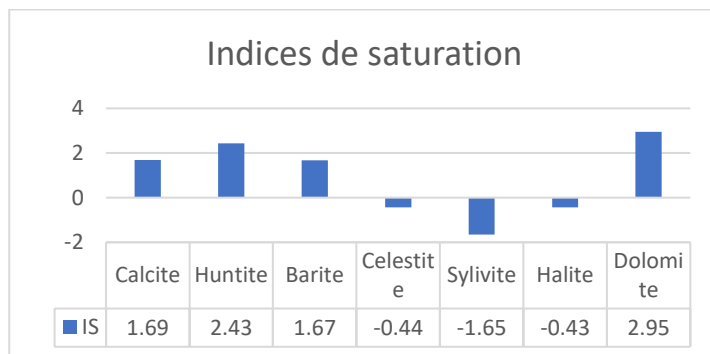


Tableaux 3: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 70/30

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	1.80E-03	233.39	1.15497	0.4857443	485.7443
Celestite	0	183.68	1.15497	0	0
Calcite	2.81E-04	100.09	1.15497	0.0325301	32.53011
Dolomite	0	184.4	1.15497	0	0
Huntite	0	353.05	1.15497	0	0
Sylvite	0	74.55	1.15497	0	0
Halite	0	58.44	1.15497	0	0

Tableaux 4 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 90/10

minereux	IS
Calcite	1.69
Huntite	2.43
Barite	1.67
Celestite	-0.44
Sylvite	-1.65
Halite	-0.43
Dolomite	2.95

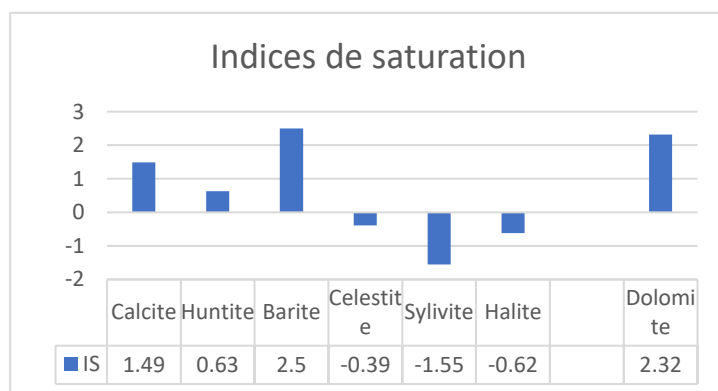


Tableaux 4: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 60/40

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	2.40E-03	233.39	1.13487	0.6346221	634.6221
Celestite	0	183.68	1.13487	0	0
Calcite	4.06E-04	100.09	1.13487	0.0461285	46.12855
Dolomite	0	184.4	1.13487	0	0
Huntite	0	353.05	1.13487	0	0
Sylvite	0	74.55	1.13487	0	0
Halite	0	58.44	1.13487	0	0

Tableaux 5 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 50/50

minereux	IS
Calcite	1.6
Huntite	2.03
Barite	1.85
Celestite	-0.44
Sylvite	-1.84
Halite	-0.68
Dolomite	2.76

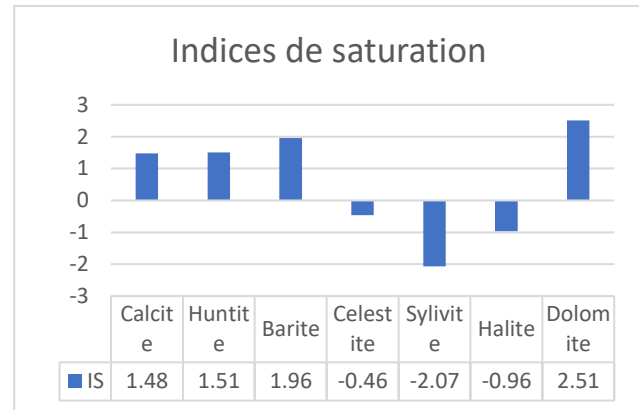


Tableaux 5: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 50/50

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	2.83E-03	233.39	1.11403	0.7352898	735.2898
Celestite	0	183.68	1.11403	0	0
Calcite	5.16E-04	100.09	1.11403	0.057558	57.55798
Dolomite	0	184.4	1.11403	0	0
Huntite	0	353.05	1.11403	0	0
Sylvite	0	74.55	1.11403	0	0
Halite	0	58.44	1.11403	0	0

Tableaux 6 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 40/60

minereux	IS
Calcite	1.48
Huntite	1.51
Barite	1.96
Celestite	-0.46
Sylvite	-2.07
Halite	-0.96
Dolomite	2.51

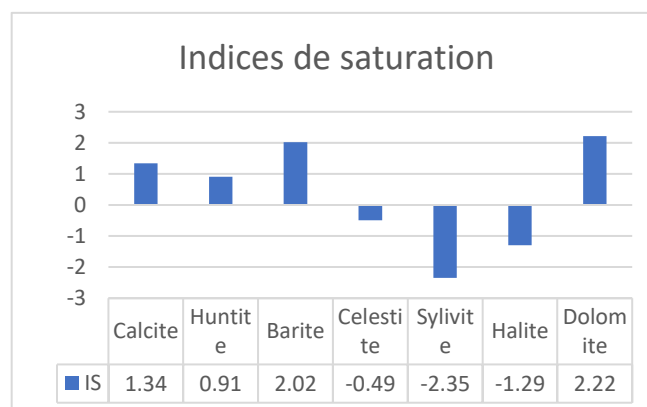


Tableaux 6: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 40/60

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	2.53E-03	233.39	1.11403	0.6565087	656.5087
Celestite	0	183.68	1.11403	0	0
Calcite	6.08E-04	100.09	1.11403	0.0678051	67.80513
Dolomite	0	184.4	1.11403	0	0
Huntite	0	353.05	1.11403	0	0
Sylvite	0	74.55	1.11403	0	0
Halite	0	58.44	1.11403	0	0

Tableaux 7 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 30/70

minereux	IS
Calcite	1.34
Huntite	0.91
Barite	2.02
Celestite	-0.49
Sylvite	-2.35
Halite	-1.29
Dolomite	2.22

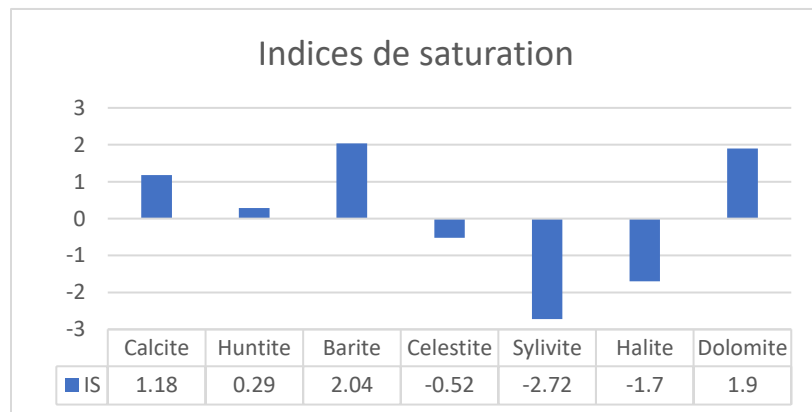


Tableaux 7: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 30/70

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	1.93E-03	233.39	1.07027	0.4808464	480.8464
Celestite	0	183.68	1.07027	0	0
Calcite	6.78E-04	100.09	1.07027	0.0726082	72.60819
Dolomite	0	184.4	1.07027	0	0
Huntite	0	353.05	1.07027	0	0
Sylvite	0	74.55	1.07027	0	0
Halite	0	58.44	1.07027	0	0

Tableaux 8 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 20/80

minereux	IS
Calcite	1.18
Huntite	0.29
Barite	2.04
Celestite	-0.52
Sylvite	-2.72
Halite	-1.7
Dolomite	1.9

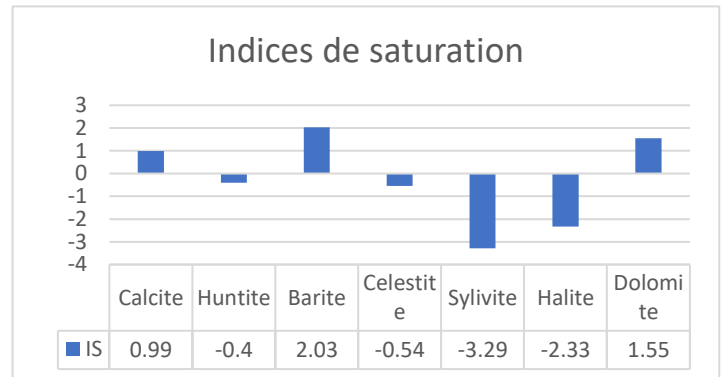


Tableaux 8: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 20/80

Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	1.29E-03	233.39	1.04708	0.3152476	315.2476
Celestite	0	183.68	1.04708	0	0
Calcite	7.18E-04	100.09	1.04708	0.0752061	75.20609
Dolomite	0	184.4	1.04708	0	0
Huntite	0	353.05	1.04708	0	0
Sylvite	0	74.55	1.04708	0	0
Halite	0	58.44	1.04708	0	0

Tableaux 9 : Indices de saturation des minéraux pour le mélange 10/90

minereux	IS
Calcite	0.99
Huntite	-0.4
Barite	2.03
Celestite	-0.54
Sylvite	-3.29
Halite	-2.33
Dolomite	1.55

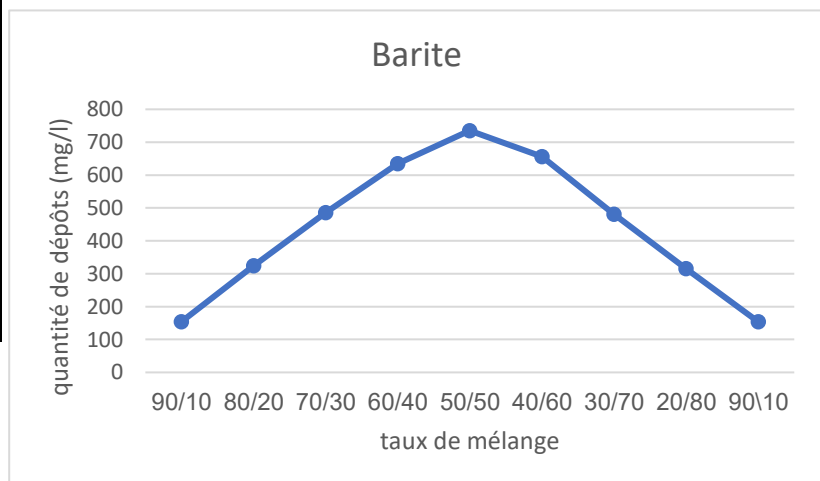


Tableaux 9: Quantités calculées des minéraux précipités (mg/L) pour le mélange : 10/90

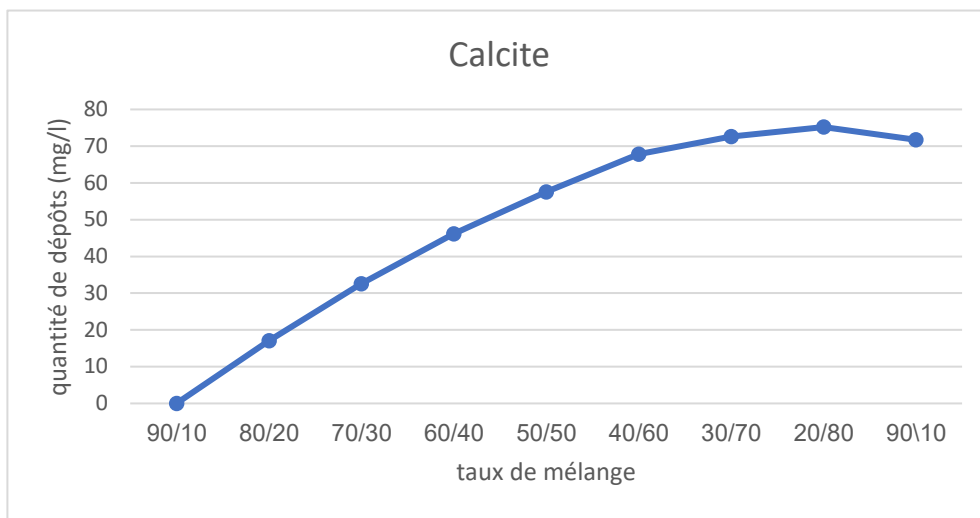
Minéral	Molalité	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/cm ³	Contités g/L	Contités mg/L
Barite	6.46E-04	233.39	1.02287	0.1542897	154.2897
Celestite	0	183.68	1.02287	0	0
Calcite	7.01E-04	100.09	1.02287	0.0717268	71.72677
Dolomite	0	184.4	1.02287	0	0
Huntite	0	353.05	1.02287	0	0
Sylvite	0	74.55	1.02287	0	0
Halite	0	58.44	1.02287	0	0

Tableaux 2 : Quantités de dépôts de barite et de calcite (mg/L) obtenues pour les différents mélanges

MIX	Barite	Calcite
90/10	154.0933	0
80/20	324.2412	17.0553
70/30	485.7443	32.5311
60/40	634.6221	46.12855
50/50	735.2898	57.55798
40/60	656.508741	67.80513
30/70	480.846357	72.60819
20/80	315.2476	75.20609
10/90	154.2897	71.72677



Variation de la quantité de dépôt de barite en fonction du taux de mélange



Variation de la quantité de dépôt de calcite en fonction du taux de mélange

1.3. Analyse et interprétation du Scénario 3

Courbe de la Barite

On observe que les valeurs de la barite commencent à 154,09 mg/L pour un taux de mélange de 90/10, puis augmentent régulièrement jusqu'à atteindre un maximum de 735,29 mg/L à 50/50, qui représente le mélange critique. Au-delà de cette proportion, la quantité de barite précipitée diminue progressivement avec la variation du taux de mélange.

Cette augmentation peut être expliquée par l'intensification des interactions entre les ions constitutifs de la barite aux proportions intermédiaires de mélange. Le mélange de l'eau de gisement et de l'eau d'injection crée des conditions favorables à la précipitation de ce minéral. Après le dépassement du mélange critique, l'efficacité de ces interactions diminue progressivement, ce qui entraîne une réduction de la quantité de barite précipitée.

Courbe de la Calcite

La courbe de la calcite débute à 0 mg/L pour un taux de mélange de 90/10, comme dans le scénario précédent, puis augmente régulièrement jusqu'à atteindre 75,21 mg/L à 20/80, correspondant au mélange critique. Cette augmentation peut être expliquée par une plus grande disponibilité des ions calcium ainsi que des ions carbonate et bicarbonate résultant du processus de mélange. Cela favorise la formation et la précipitation progressive de la calcite jusqu'à l'obtention de la valeur maximale.

1.4. Comparaison de la précipitation de la barite (Barite)

On constate que les trois scénarios présentent la même tendance générale. La quantité de barite précipitée augmente progressivement avec la variation des proportions de mélange jusqu'à atteindre une valeur maximale au niveau du mélange critique (50/50), puis diminue par la suite. Cette évolution s'explique par la présence de concentrations favorables des ions baryum (Ba^{2+}) et sulfate (SO_4^{2-}) aux proportions intermédiaires de mélange, ce qui favorise l'état de sursaturation et, par conséquent, la précipitation de la barite.

En ce qui concerne les valeurs maximales, le scénario 2 enregistre la plus grande quantité de barite précipitée (786,6 mg/L), suivi du scénario 3 (735,29 mg/L), puis du scénario 1 (600,7 mg/L). Cela indique que les conditions de température et de pression du scénario 2 étaient les plus favorables à la précipitation de la barite par rapport aux deux autres scénarios

Ordre de précipitation de la barite :

Scénario 2 > Scénario 3 > Scénario 1

1.5. Comparaison de la précipitation de la calcite (Calcite) :

Pour la calcite, les trois scénarios montrent une augmentation progressive de la quantité précipitée avec la variation des proportions de mélange, sans diminution notable avant d'atteindre la valeur maximale. Cette évolution est liée à l'augmentation de l'alcalinité ainsi qu'à la disponibilité des ions calcium, carbonate et bicarbonate dans le mélange. Concernant les valeurs maximales, le scénario 1 présente la plus forte précipitation de calcite (107,4 mg/L), suivi du scénario 3 (75,21 mg/L), puis du scénario 2 (64 mg/L). Cela suggère que les conditions du scénario 1 étaient les plus favorables à la formation et à la précipitation de la calcite, tandis que celles du scénario 2 étaient moins favorables à ce minéral.

Ordre de précipitation de la calcite :

Scénario 1 > Scénario 3 > Scénario 2

2. Conclusion

Les résultats montrent que le comportement de la barite et de la calcite varie en fonction des conditions opératoires. En effet, la barite présente sa précipitation maximale dans le scénario 2, tandis que la calcite atteint sa valeur maximale dans le scénario 1.

Par ailleurs, l'ensemble des courbes met en évidence que le mélange critique constitue la zone la plus favorable à la précipitation, car il permet d'obtenir des concentrations appropriées des ions responsables de la formation de chaque minéral.

Ainsi, le taux de mélange apparaît comme le facteur principal contrôlant la forme des courbes à l'intérieur de chaque scénario, alors que les différences observées entre les scénarios sont principalement liées à l'effet de la température et de la pression sur le processus de précipitation.

Conclusion Générale

Conclusion Générale Au terme de cette étude consacrée à l'évaluation de la compatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de formation du champ de Hassi Messaoud, il apparaît que la maîtrise des caractéristiques chimiques des eaux utilisées dans les opérations d'injection constitue un facteur essentiel pour assurer la continuité de la production et préserver les performances du réservoir ainsi que des installations pétrolières. L'analyse bibliographique a montré que les dépôts minéraux représentent l'un des principaux défis associés aux opérations d'injection d'eau, notamment lorsque les eaux mélangées présentent des compositions chimiques différentes.

L'étude géologique et hydrogéologique réalisée a permis de mieux comprendre les caractéristiques naturelles du champ ainsi que les différentes ressources en eau exploitées dans les opérations d'injection. Elle a également mis en évidence l'importance du contrôle de la qualité chimique des eaux avant leur utilisation afin de limiter les risques d'incompatibilité.

Les simulations géochimiques effectuées à l'aide du logiciel PHREEQC, portant sur le mélange des eaux albiennes avec les eaux cambriennes sous différentes conditions de température et de pression, ont permis d'évaluer le comportement des principaux minéraux susceptibles de précipiter au sein du système.

Les résultats obtenus ont montré que la baryte (BaSO_4) constitue le dépôt minéral le plus critique parmi les minéraux étudiés. Les quantités précipitées augmentent progressivement avec l'évolution des proportions de mélange jusqu'à atteindre un maximum au niveau du mélange critique 50/50, avant de diminuer progressivement. Les simulations ont révélé des quantités de baryte atteignant environ 600 mg/L dans le premier scénario et près de 787 mg/L dans le deuxième scénario. Ce comportement s'explique par la présence simultanée de concentrations favorables en ions baryum et sulfate, conduisant à un état de sursaturation et à une forte précipitation de la baryte.

Les résultats ont également mis en évidence la précipitation de la calcite (CaCO_3), dont la quantité augmente progressivement avec certaines proportions de mélange en raison des réactions impliquant les ions calcium, carbonate et bicarbonate. Bien que son impact soit moins important que celui de la baryte, la calcite demeure un facteur susceptible d'affecter les performances des installations et du réservoir.

Par ailleurs, l'étude a confirmé que la température et la pression influencent directement les indices de saturation ainsi que les quantités de dépôts susceptibles de se former. Ces paramètres doivent donc être pris en considération lors de la conception et du suivi des opérations d'injection d'eau. Les simulations réalisées démontrent également l'intérêt de la modélisation géochimique comme outil prédictif permettant d'anticiper les problèmes de dépôts avant leur apparition sur le terrain et de mettre en œuvre les mesures préventives appropriées. Ainsi, les résultats obtenus confirment que l'incompatibilité entre les eaux d'injection albiennes et les eaux de formation cambriennes constitue un facteur majeur de formation des dépôts minéraux dans le champ de Hassi Messaoud, notamment la baryte et la calcite.

Cette conclusion répond à la problématique posée et souligne l'importance d'une gestion rigoureuse de la qualité des eaux utilisées dans les opérations d'injection. Comme

perspectives, il serait intéressant de compléter cette étude par des essais expérimentaux en laboratoire afin de valider les résultats de simulation, d'évaluer l'efficacité de différents inhibiteurs de dépôts et d'étudier l'impact d'autres conditions opératoires ou d'autres sources d'eau d'injection. Ces travaux contribueraient à l'amélioration des stratégies de gestion des réservoirs pétroliers, à la réduction des problèmes liés aux dépôts minéraux et à l'optimisation de la récupération des hydrocarbures à long terme.

Recommandations

- Réaliser systématiquement des études de compatibilité des eaux avant toute opération d'injection, afin d'identifier les risques potentiels de précipitation minérale et de choisir les conditions opératoires les plus adaptées.
- Contrôler les proportions de mélange entre l'eau d'injection et l'eau de formation, particulièrement dans les plages de mélange ayant montré les plus fortes quantités de précipitation de barite et de calcite lors des simulations.
- Mettre en place un programme régulier de surveillance géochimique, incluant le suivi des concentrations en ions Ba^{2+} , Ca^{2+} , SO_4^{2-} et HCO_3^- , afin de détecter précocement les phénomènes d'entartrage.
- Optimiser le traitement des eaux d'injection avant leur utilisation, notamment par la réduction des ions responsables de la formation des dépôts minéraux lorsque cela est techniquement et économiquement réalisable.
- Utiliser des inhibiteurs de dépôts (Scale Inhibitors) dans les zones à risque élevé afin de limiter la précipitation de la barite et de la calcite et de préserver l'injectivité des puits.
- Effectuer des simulations géochimiques complémentaires intégrant d'autres paramètres, tels que les variations de pH, la pression partielle du CO_2 et les changements de salinité, afin d'obtenir une évaluation plus complète des risques.
- Valider les résultats de simulation par des essais expérimentaux en laboratoire, réalisés dans des conditions proches de celles du réservoir, pour confirmer les tendances observées avec PHREEQC.
- Étendre l'étude à d'autres champs pétroliers algériens utilisant l'injection d'eau, afin de comparer les comportements géochimiques et d'améliorer les stratégies de gestion des eaux d'injection.

3. Références Bibliographiques

- [1] <https://dspace.univ-ouargla.dz/jspui/bitstream/123456789/13091/3/BEDDINE%20ALLA.pdf>
- [2] Busson, G. (1963, 1967, 1970). Études géologiques du Sahara algérien. Paris : Publications du CNRS.
- [3] Fabre, J. (1976). Introduction à la géologie du Sahara algérien et des régions voisines. Alger : Société Nationale d'Édition et de Diffusion (SNED).
- [4] OSS/SASS (2002–2003). Système Aquifère du Sahara Septentrional — Synthèse hydrogéologique et cartographie géologique. Observatoire du Sahara et du Sahel (OSS), Tunis.
- [5] UNESCO (1972). Etude des ressources en eau du Sahara septentrional — Rapport sur les résultats du projet. Paris : UNESCO.
- [6] <https://share.google/eHUuLn5ByQjbhKTB4>
- [7] Cornet, A. (1964). Introduction à l'hydrogéologie saharienne. Revue de Géographie Physique et de Géologie Dynamique, Paris.
- [8] ERESS (1972). Etude des ressources en eau du Sahara septentrional. Document technique de l'UNESCO, Paris.
- [9] Pallas, P. (1978). Ressources en eau du Sahara septentrional : nappes du Continental Intercalaire et du Complexe Terminal. Mémoires du Service Géologique de l'Algérie.
- [10] GEOMATH (1994). Carte piézométrique du Continental Intercalaire — État naturel. Rapport interne, Alger.
- [11] SONATRACH (s.d.). Colonne lithostratigraphique du champ de Hassi Messaoud. Document interne, Division Exploitation, Hassi Messaoud.
- [12] Bennion, D.B., Bennion, D.W., Thomas, F.B., and Bietz, R.F. (1998). Injection Water Quality — A Key Factor to Successful Waterflooding. Journal of Canadian Petroleum Technology, 37(6). DOI: 10.2118/98-06-06
- [13] Chen, X., et al. (2025). Chemical incompatibility between formation and injection water: implications for oil recovery in porous media. Frontiers in Chemistry, 13. DOI:10.3389/fchem.2025.1621714. Available: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC12213824/>
- [14] Patton, C.C. (1995). Applied Water Technology (2nd ed.). Norman, Oklahoma: Campbell Petroleum Series, John M. Campbell and Company.

الملخص

تهدف هذه الدراسة إلى تقييم التوافق الكيميائي بين مياه الحقن ومياه الخزان بحقل حاسي مسعود ودراسة مخاطر ترسب الأملاح المعدنية الناتجة عن خلط مياه الألبان بمياه الخزان الكمبري. اعتمدت الدراسة على محاكاة جيوكيميائية باستخدام برنامج PHREEQC تحت نسب خلط مختلفة وظروف متنوعة من درجة الحرارة والضغط. أظهرت النتائج أن البارييت ($BaSO_4$) يمثل أخطر الترسبات المعدنية، خاصة عند نسبة الخلط الحرجة 50/50، مع إمكانية تشكل الكالسيت ($CaCO_3$) بكميات متفاوتة. كما تبين أن درجة الحرارة والضغط يؤثران بشكل مباشر على الترسبات المتكونة. وتؤكد النتائج أهمية مراقبة جودة مياه الحقن للحد من مشاكل الترسب المعدني.

الكلمات المفتاحية: حاسي مسعود، مياه الحقن، مياه التكوين، المحاكات، رواسب صلبة

Résumé

Cette étude évalue l'incompatibilité chimique entre les eaux d'injection et les eaux de formation du champ de Hassi Messaoud ainsi que les risques de précipitation des dépôts minéraux issus du mélange des eaux albiennes et cambriennes. Des simulations géochimiques ont été réalisées à l'aide du logiciel PHREEQC sous différentes proportions de mélange, températures et pressions. Les résultats montrent que la baryte ($BaSO_4$) constitue le dépôt le plus critique, notamment au niveau du mélange 50/50, tandis que la calcite ($CaCO_3$) peut également précipiter. L'étude met en évidence l'influence de la température et de la pression sur la formation des dépôts et souligne l'importance du contrôle de la qualité des eaux d'injection.

Mots-clés : Hassi Messaoud, eau d'injection, eau de formation, simulation dépôts solide

Abstract

This study evaluates the chemical incompatibility between injection water and formation water in the Hassi Messaoud oil field and assesses the risk of mineral scale precipitation resulting from mixing Albian and Cambrian waters. Geochemical simulations were performed using PHREEQC under different mixing ratios, temperatures, and pressures. The results indicate that barite ($BaSO_4$) is the most critical scale, particularly at the 50/50 mixing ratio, while calcite ($CaCO_3$) may also precipitate. Temperature and pressure were found to significantly influence scale formation. The study highlights the importance of controlling injection water quality to reduce scaling problems.

Keywords: Hassi Messaoud, injection water, formation water, simulation, deposits solid