

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

En vue d'obtenir le Diplôme de Master académique en Géologie

Spécialité : Géologie Pétrolière

– *THÈME* –

**Simulation géochimique d'une opération d'injection d'eau et formation
de dépôts solides dans les champs pétroliers de Haoud Berkaoui**

Présenté par :

LAMRI Fares

TOUKA Khireddine

Soutenu publiquement le 10/06/2026 devant le jury composé de :

NEZLI Imed Eddine

KHEBBAZ Mohamed El Ghali

HOUARI Idir Menad

Prof.

M.A.A

M.C.A

Président

Examineur

Encadreur

UKM Ouargla

UKM Ouargla

UKM Ouargla

Année universitaire 2025 / 2026

Remerciement

Tout d'abord, nous remercions **ALLAH** tout puissant,
le créateur qui nous a facilité le chemin, et nous a donné la persévérance
Pour réaliser ce modeste travail pour la deuxième fois louange à **ALLAH**

Nous remercions vivement les membres de jury qui nous honorent
en jugeant notre mémoire de Master.

Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus sincères à notre encadreur Mr. **HOUARI
Idir Menad**, pour son grand soutien au travail.

Nous n'oublions pas de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et
Production de Haoud Berkaoui, et en particulier Mr Tbakhi Walid qui nous a encadré, aidé et
orienté, au cours de notre stage.

Avec une grande gratitude aux professeurs qui nous ont enseignés
durant toute la période de notre étude
à l'université d'Ouargla

الإهداء

الحمد لله الذي بنعمته تتم الصالحات، والصلاة والسلام على نبيه محمد
صلى الله عليه وسلم
الحمد لله الذي وفقني لإتمام هذا العمل، وأعانني على بلوغ هذه المرحلة
من مسيرتي الدراسية
أهدي ثمرة جهدي المتواضعة إلى أغلى الناس على قلبي
إلى والديّ الكريمين
الذين كانا سندي وعوني في جميع مراحل حياتي
حفظهما الله وأدامهما تاجًا فوق رأسي
إلى أخي عادل جزاه الله عني خير الجزاء
إلى أخي صديق حفظه الله
إلى جميع أفراد عائلة العمري وبيشاري
إلى كل الأساتذة والأصدقاء والزملاء الذين رافقوني خلال
مشواري الدراسي
إلى كل من ساهم من قريب أو بعيد في إنجاز هذا العمل
أهدي هذا العمل المتواضع راجيًا من الله عز وجل أن يجعله
ثمرّة نافعة وعلماً ينتفع به.

العمري فارس

الإهداء

الحمد لله الذي بنعمته تتم الصالحات، والصلاة والسلام على نبيه محمد
صلى الله عليه وسلم
الحمد لله الذي وفقني لإتمام هذا العمل، وأعانني على بلوغ هذه المرحلة
من مسيرتي الدراسية
إلى والديّ الكريمين حفظهما الله وأطال في عمرهما في الخير اللذين كانا سندي
وعوني في جميع مراحل حياتي
إلى جميع أفراد عائلتي الكريمة الذين أحاطوني بالمحبة والدعم
إلى أساتذتي الكرام الذين أفادوني بعلمهم وتوجيهاتهم، وكانوا خير مرشد
في مسيرتي الجامعية
إلى أصدقائي وزملائي الذين تقاسموا معي سنوات الدراسة بكل ما حملته
من تحديات وذاكرات جميلة
أهدي هذا العمل المتواضع راجياً من الله عز وجل أن يجعله
ثمرة نافعة وعلماً ينتفع به

توكله خيرالدين

sommaire

CHAPITRE I

I.1. Présentation de la région de Haoud Berkaoui	1
I.1.1 Situation géographique.....	1
I.1.2. Situation géologique.....	2
I.1.3 : les réservoirs	3
I.1.4 : Stratigraphie du champ du Haoud Berkaoui	5
I.1.5 Propriétés des fluides de Gisement.....	6
I.2 Les problèmes techniques d'exploitation.....	6
I.3 Contexte hydrogéologique	6

CHAPITRE II

II.1 L'injection d'eaux.....	8
II.1.1 Introduction	8
II.1.2 : L'importance de l'injection d'eau.....	9
II.1.3 : Le but d'injection d'eau	10
II.1.4 Mise en œuvre	10
II.1.5 Les problèmes de l'injection d'eau	11
II.2 Phénomène d'incompatibilité des eaux d'injection et celles de gisement.....	11
II.2.1 Définition.....	11
II.2.2 Dépôts solides résiduels de l'incompatibilité des eaux.....	12
II.2.2.1 Types de dépôts	12
II.2.2.2 Mécanisme de formation des dépôts solides	13
II.2.2.2.1 Obtention de la saturation	13
II.2.2.2.2 Germination (nucléation).....	14
a- Nucléation primaire	14
a-2 Nucléation hétérogène.....	15

Sommaire

b- Nucléation secondaire.....	15
II.2.2.2.3 Croissance cristalline	16
a/ Croissance homogène.....	16
b/ Croissance hétérogène	16
II.2.3 Principaux types des dépôts	16
II.2.3.1 Chlorure de sodium	16
II.2.3.2 Carbonate de calcium	17
II.2.3.3 Sulfate de calcium (CaSO ₄)	18
II.2.3.4 Sulfate de strontium (SrSO ₄)	18
II.2.3.5 Sulfate de baryum (BaSO ₄)	19
II.2.4 Solubilité de dépôts.....	20
II.2.4 Influence des paramètres sur la formation des dépôts.....	20
II.2.4.1 Influence de la température	20
II.2.4.2 Influence de la pression	21
II.2.4.3 Influence de pH	22
II.2.4.4 Influence de la salinité	22
II.2.5 Les principales causes de formation des dépôts.....	22
II.2.5.1 Chute de pression	22
II.2.5.2 Changement de température	22
II.2.5.3 Changement des caractéristiques minérales.....	23
II.3 Traitement des dépôts de sulfate baryum.....	23
II.3.1 Traitement préventif.....	23
II.3.1.1 Le procédé soustractif	23
II.3.1.2 Le procédé additif (par Injection Continue d'un inhibiteur)	23
II.3.1.3 Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation	23
II.3.1.4 Les mécanismes d'action des inhibiteurs	24
a- Inhibition de la nucléation	24

Sommaire

b-Dispersion des cristaux déjà formés	24
c - Ralentissement/Blocage de la croissance des cristaux	24
II.2 Traitement curatif	24
II.2.1-Milling	24
II.2.2 Work Over.....	24
Les objectifs de Work Over	24
II.2.3 Snubbing	25
II.2.4 Jetting (jet hydraulique)	25
a-Coiled tubing.....	25
Opérations réalisées au Coiled Tubing	25
b-Scale Blaster	25
c-Jett Blaster	26

CHAPITRE III

III.1 Description de logiciel PHREEQC	27
III.2 Caractéristiques principales.....	27
III.2.1 Modélisation réactive.....	27
III.2.2 Facilité d'utilisation.....	27
III.2.3 Polyvalence.....	27
III.2.4 Visualisation des résultats.....	27
III.3 Applications.....	28
III.4 Les interfaces de travail de PHREEQC.....	28
III.4.1 Interface principal :	28
III.4.2 Création d'un fichier Input d'une solution à simuler	29
III.4.3 Sélection des ions présents et les unités dans la solution	29

Sommaire

III.4.4 Utilisation des phases minérales.....	30
III.4.5 Exécution de la simulation.....	30
III.4.6 Sélection de la data base thermodynamique.....	31
III.4.7 Lecture du fichier output (résultats).....	31

CHAPITRE IV

IV.1 Introduction	32
IV.2 première Scénario	32
IV.2.1 Analyse des indices de saturation.....	32
IV.2.2 Résultats des quantités précipitées dans chaque mélange.....	37
IV.2.3 Évolution des dépôts minéraux :.....	41
IV.2.3.1 Barite.....	41
IV.2.3.2 Dolomite	41
IV.2.3.3 Calcite	42
IV.3 deuxième scénario	42
IV.3.1 Analyse des indices de saturation	42
IV.3.2 Résultats des quantités précipitées dans chaque mélange	47
IV.3.3 Évolution des dépôts minéraux	50
IV.3.3.1 Barite	50
IV.3.3.2 Dolomite	51
IV.3.3.3 Calcite	52
IV.4 Troisième scénario.....	53
IV.4.1 Analyse des indices de saturation	53
IV.4.2 Résultats des quantités précipitées dans chaque mélange	57
IV.4.3 Évolution des dépôts minéraux	61
IV.4.3.1 Barite	61

Sommaire

IV.4.3.2 Dolomite	61
IV.4.3.3 l'Halite	62
IV.4.3.4 Calcite.....	63
IV.5 Comparaison de la précipitation des minéraux	63
IV.5.1 Barite.....	63
IV.5.2 Dolomite	64
IV.5.3 Calcite	64
IV.5.4 l'Halite	64
IV.6 Conclusion.....	65

Liste des figures

Liste des figures :

Figure I.1 : Situation géographique de la région Haoud Berkaoui.....	1
Figure I.2 : Situation géologique de Haoud Berkaoui.....	3
Figure I.3 : Stratigraphie du champ du Haoud Berkaoui.....	5
Figure I.4 : Extension géographique du système aquifère CI et CT.....	7
Figure II.1 : Schéma simplifié d'injection des fluides dans un gisement de pétrole.....	8
Figure II.2 : Schéma simplifié de balayage au réservoir pétrolier.....	9
Figure II.3: Processus de nucléation.....	15
Figure II.4 : dépôt de sel contient le NaCl.....	17
Figure II.5 : Dépôt de sel contient le CaCO ₃	17
Figure II.6 : Dépôt de sel contient le CaSO ₄	18
Figure II.7 : Dépôt de sel contient le SrSO ₄	19
Figure II.8 : Dépôt de sel contient le BaSO ₄	20
Figure II.9 : Influence de la température sur la solubilité.....	21
Figure II.10 : Influence de la pression sur la solubilité.....	21
Figure II.11 : Influence de la salinité sur la solubilité.....	22

Liste des tableaux :

Tableau I.1 : Propriétés de gaz et d'huile de gisement de Haoud Berkaoui.....	6
Tableau I.2: Propriétés de l'eau de gisement de Haoud Berkaoui.....	6
Tableau 1 :S1 : T=120°C, P=300 bar, Mix 90(l'eau de gisement) /10(l'eau d'injection).....	37
Tableau 2 :S1: T=120°C, P = 300 bar, Mix 80(l'eau de gisement) /20(l'eau d'injection).....	38
Tableau 3: S1: T=120°C, P = 300 bar, Mix 70(l'eau de gisement) /30(l'eau d'injection).....	38
Tableau4 : S 1: T=120°C, P=300 bar, Mix 60(l'eau de gisement) /40(l'eau d'injection).....	38
Tableau5 : S 1: T=120°C, P=300 bar, Mix 50(l'eau de gisement) /50(l'eau d'injection).....	39
Tableau 6 : S 1: T=120°C, P=300 bar, Mix 40(l'eau de gisement) /60(l'eau d'injection).....	39
Tableau 7 : S 1: T=120°C, P=300 bar, Mix 30(l'eau de gisement) /70(l'eau d'injection).....	39
Tableau 8 : S 1: T=120°C, P=300 bar, Mix 20(l'eau de gisement) /80(l'eau d'injection).....	40
Tableau 9 : S 1: T=120°C, P=300 bar, Mix 10(l'eau de gisement) /90(l'eau d'injection).....	40
Tableau 10 : des quantités des minéraux précipités pour le scénario 1.....	40
Tableau 1 : S 2: T=60°C, P=300 bar, Mix 90(l'eau de gisement) /10(l'eau d'injection).....	46
Tableau 2 : S 2: T=60°C, P=300 bar, Mix 80(l'eau de gisement) /20(l'eau d'injection).....	47
Tableau 3 : S 2: T=60°C, P=300 bar, Mix 70(l'eau de gisement) /30(l'eau d'injection).....	47
Tableau 4 : S 2: T=60°C, P=300 bar, Mix 60(l'eau de gisement) /40(l'eau d'injection).....	47
Tableau 5 : S 2: T=60°C, P=300 bar, Mix 50(l'eau de gisement) /50(l'eau d'injection).....	48
Tableau 6 : S 2: T=60°C, P=300 bar, Mix 40(l'eau de gisement) /60(l'eau d'injection).....	48
Tableau 7 : S 2: T=60°C, P=300 bar, Mix 30(l'eau de gisement) /70(l'eau d'injection).....	48
Tableau 8 : S 2: T=60°C, P=300 bar, Mix 20(l'eau de gisement) /80(l'eau d'injection).....	49
Tableau 9 : S 2: T=60°C, P=300 bar, Mix 10(l'eau de gisement) /90(l'eau d'injection).....	49
Tableau 10 : des quantités des minéraux précipités pour le scénario 2.....	49
Tableau 1 : S 3: T=25°C, P=1 bar, Mix 90(l'eau de gisement) /10(l'eau d'injection).....	56
Tableau 2 : S 3: T=25°C, P=1 bar, Mix 80(l'eau de gisement) /20(l'eau d'injection).....	56
Tableau 3 : S 3: T=25°C, P=1 bar, Mix 70(l'eau de gisement) /30(l'eau d'injection).....	56
Tableau 4 : S 3: T=25°C, P=1 bar, Mix 60(l'eau de gisement) /40(l'eau d'injection).....	57
Tableau 5 : S 3: T=25°C, P=1 bar, Mix 60(l'eau de gisement) /40(l'eau d'injection).....	57
Tableau 6 : S 3: T=25°C, P=1 bar, Mix 60(l'eau de gisement) /40(l'eau d'injection).....	57

Tableau 7 : S 3: T=25°C, P=1 bar, Mix 60(l'eau de gisement) /40(l'eau d'injection).....	58
Tableau 8 : S 3: T=25°C, P=1 bar, Mix 60(l'eau de gisement) /40(l'eau d'injection).....	58
Tableau 10 : des quantités des minéraux précipités pour le scénario 3.....	58

Nomenclature et abréviations

Bg: Gas Formation Volume Factor Bo: Oil Formation Volume Factor G.W.R: Gas Water Ratio stm³: Standard Cubic Meter Ba: baryum Na: sodium HCO: Bicarbonate SO₄: Sulfate Sr: strontium Mg: magnesium Cl: Chlore Ca: calcium H₂O Eau CO₂ : Dioxide de Carbone CaCO₃ : Carbonate de calcium BaSO₄ : Sulfate de Baryum NaHCO₃: Bicarbonate de sodium BaCl₂ : Chlorure de baryum SrSO₄ : Sulfate de strontium SrCl₂ : Chlorure de strontium MgCl₂: Chlorure de magnesium MgSO₄ : Sulfate de magnesium NaCl : Chlorure de sodium CaSO₄ : Sulfate de calcium Na₂SO₄ : Sulfate de sodium CaCl₂ : Chlorure de calcium	Psi : Pound Square Inch (Unité de pression) °C : degré Celsius. m : mètre (Unité de distance). Cp : Centpoise unité de la viscosité. md : milli-darcy (Unité de perméabilité). % : pourcentage. g : gramme (Unité de masse). l : litre (Unité de volume).
--	---

Introduction générale

Introduction

L'injection d'eau est l'une des techniques les plus utilisées dans les champs pétroliers afin de maintenir la pression du réservoir et d'améliorer la récupération des hydrocarbures. Cependant, cette opération peut provoquer des déséquilibres géochimiques entre l'eau injectée et l'eau de formation. Ces interactions peuvent conduire à la formation de dépôts solides, tels que les carbonates ou les sulfates, pouvant affecter la perméabilité de la roche et réduire l'efficacité de la production.

Dans ce contexte, cette étude porte sur la simulation géochimique d'une opération d'injection d'eau et la formation de dépôts solides dans les champs pétroliers de Haoud Berkaoui, en utilisant le logiciel PHREEQC.

La principale problématique de cette recherche consiste à comprendre comment les interactions chimiques entre l'eau injectée et les fluides de formation peuvent favoriser la précipitation de minéraux solides dans le réservoir. Ces dépôts peuvent entraîner des problèmes d'endommagement de la formation, de colmatage des pores et de diminution de la productivité des puits.

Par ailleurs, l'étude directe de ces phénomènes dans les conditions réelles du réservoir demeure difficile en raison des températures et des pressions élevées ainsi que de l'inaccessibilité du milieu souterrain. Il est donc nécessaire de recourir à la simulation géochimique afin de reproduire les conditions du gisement et de prévoir le comportement des eaux mélangées ainsi que les risques de formation de dépôts minéraux avant leur apparition sur le terrain.

L'objectif principal de ce travail est d'étudier, à l'aide d'une simulation géochimique, le comportement des eaux mises en contact lors de l'injection. Plus précisément, il s'agit d'identifier les conditions favorables à la formation de dépôts solides, de déterminer les minéraux susceptibles de précipiter

La méthodologie adoptée repose sur l'utilisation du logiciel PHREEQC, qui permet de simuler les réactions chimiques entre les solutions aqueuses et les phases minérales. Les données physico-chimiques des eaux concernées sont introduites dans le programme afin de calculer les indices de saturation et de prévoir les minéraux pouvant précipiter ou se dissoudre. Les résultats obtenus permettent ensuite d'analyser les risques de formation de dépôts solides au cours de l'opération d'injection d'eau dans les champs de Haoud Berkaoui

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres, encadré par une introduction générale et une conclusion générale et recommandations :

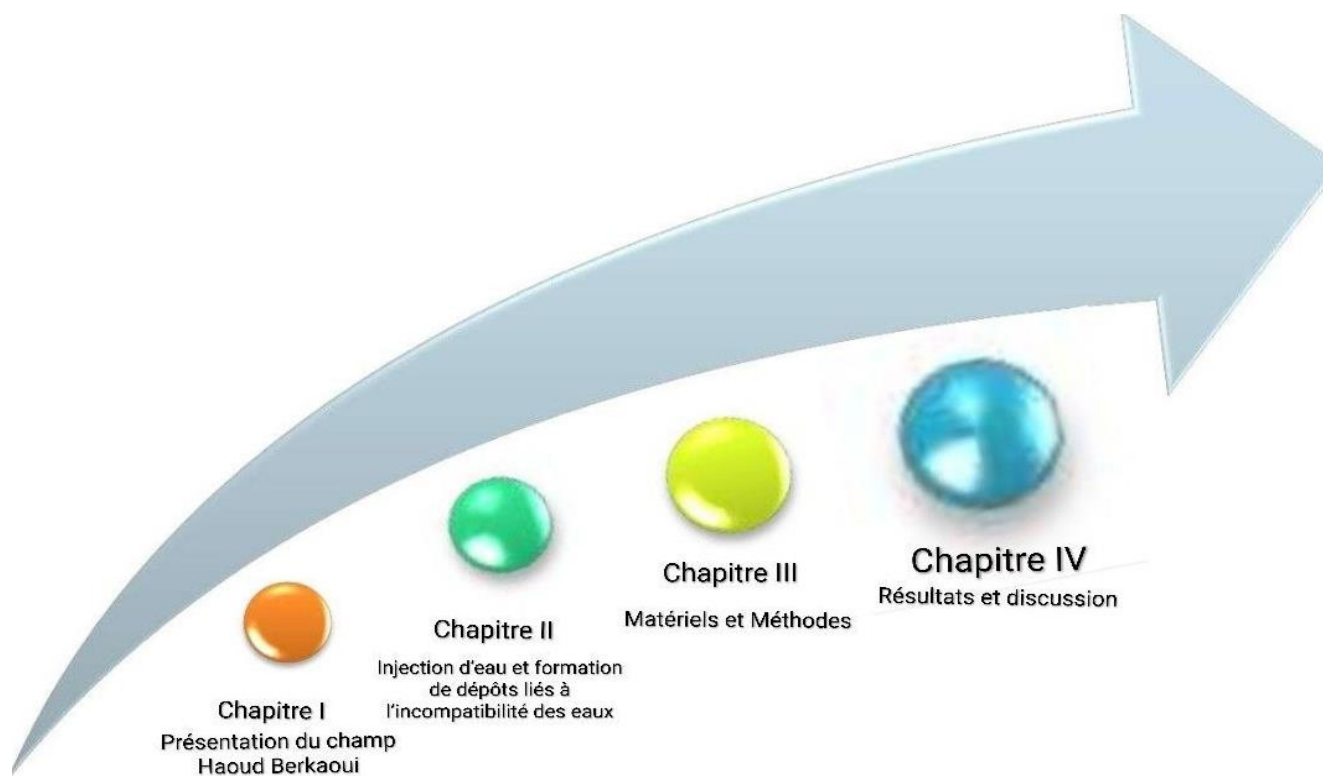
Chapitre(I) : Présentation du champ Haoud Berkaoui

Introduction générale

Chapitre (II) : Injection d'eau et formation de dépôts liés à l'incompatibilité des eaux

Chapitre (III) : Matériels et Méthodes

Chapitre (IV) : Résultats et discussion



Chapitre

I

Présentation de la région de

Haoud Berkaoui

I.1. Présentation de la région de Haoud Berkaoui

I.1.1 Situation géographique :

La région de Haoud Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien, Elle se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au nord-ouest de Hassi Massaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt [1]

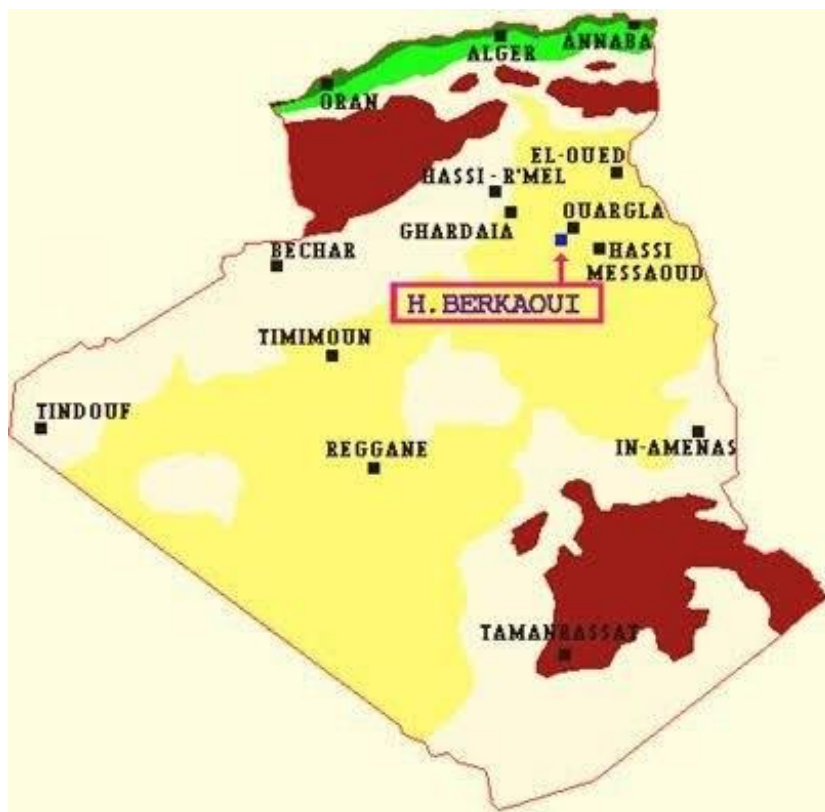


Figure I.1 : situation géographique de la région Haoud Berkaoui [1]

La région de Haoud-Berkaoui est composée essentiellement :

Champ Haoud-Berkaoui :

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 303 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de la mer. Il a été découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) avec le forage OK#101 situé au sommet de la structure

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967, La profondeur moyenne est de 3550 m.

Champ de Benkahla :

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 268.56 Km², élevée de 209 m par rapport le niveau de la mer. Il a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie française par le forage OKP#24.Benkahla .il a été mis en production en 02 mai 1967, la profondeur moyenne est de 3550 m.

Champ de Guellala :

Le gisement de Guellala a une surface de 99.06 Km² avec une élévation Par rapport au niveau de la mer de 198 m.

Il a été découvert à la date de 28 octobre 1969 par le forage GLA#01.

Il a été mis en production en février 1973.

La profondeur moyenne est de 3500 m (Série inférieure).

Champ de benkahla est :

Le gisement de BENKAHLA EST à une surface de 102 Km² avec une élévation Par rapport au niveau de la mer de 175 m.

Il a été découvert le 13 septembre 1999 par le forage BKHE-1.

Il a été mis en production en Octobre 1999.

La profondeur moyenne est de 3500 m (Série inférieure). [1]

I.1.2. Situation géologique

La région de Haoud Berkaoui appartient au bassin d'Oued-Mya, situé dans la partie nord du Sahara algérien, plus précisément au niveau de la province centrale.

Ce bassin se présente sous forme d'une dépression allongée, orientée nord-est/sud-ouest, mise en place au cours du Paléozoïque. Il est limité au nord par la zone haute de Djamâa-Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien, au nord-ouest par le môle de Talemzane, correspondant à la région de Hassi R'mel, et à l'est par la dorsale d'El-Agreb-El-Gassi, qui se prolonge vers Hassi Messaoud au nord. Au sud, il est bordé par la dépression de Mouydir.[4]

La région de Haoud Berkaoui est localisée au nord de la dépression d'Oued-Mya, au niveau du Bloc 438. Cette structure occupe la partie la plus subsidente, suivant une orientation nord-est/sud-ouest. Elle est séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie entre 200 et 400 km. Sa largeur est estimée entre 25 et 30 km au sud-ouest, et entre 8 et 10 km au nord-est.[4]

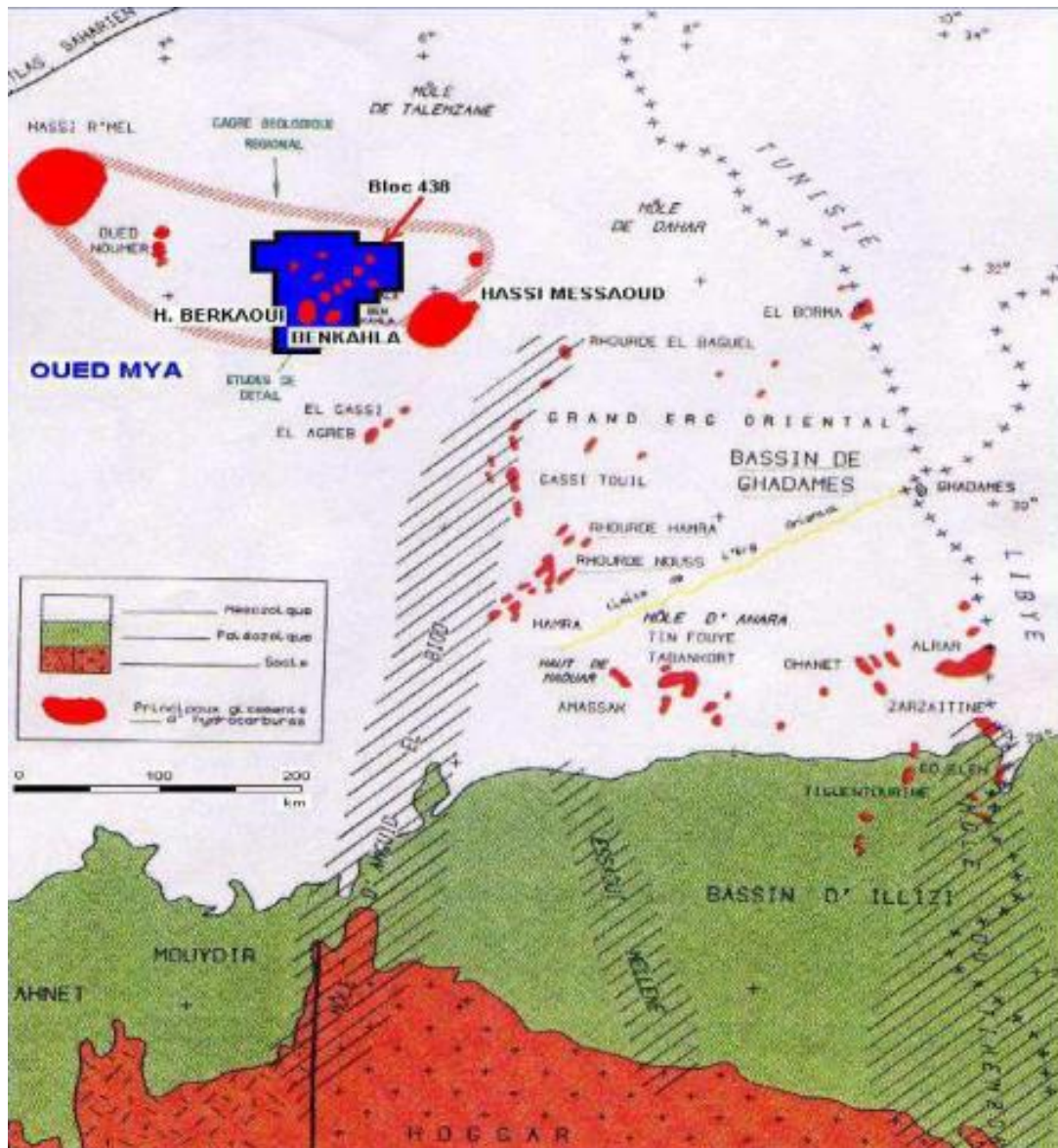


Figure I.2 Situation géologique de HaoudBerkaoui [4]

I.1.3 : les réservoirs :

Les gisements du champ de Haoud Berkaoui se sont formés durant la période géologique du Trias (deuxième ère du Mésozoïque). Le sommet du Trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne d'environ 3380 m. La structure correspond à un anticlinal orienté Nord-Sud, d'environ 22

km de longueur et 15 km de largeur, avec un relief vertical avoisinant 300 m au-dessus du contact huile-eau. La fermeture structurale est également de l'ordre de 300 m [2]

✓ **Trias Argilo-gréseuse 1 (T 1):** 3406 à 3431 m.

Cette formation correspond à une séquence positive, constituée à la base de grès fins à moyens à matrice argilo-carbonatée, s'affinant progressivement vers le sommet pour se terminer par des argiles dolomitiques. Ce réservoir se présente comme une nappe gréseuse relativement continue à l'échelle du gisement

✓ **Trias Argilo-gréseuse 2 (T2):** 3431 à 3460 m.

Ce réservoir, directement sus-jacent au T1, montre des indices de présence d'huile, mais il est généralement compact. Il n'est exploité que dans quelques puits. Les porosités varient entre 2 et 4 %, avec des perméabilités moyennes comprises entre 0,1 et 34 mD.

✓ **La Série inférieure:** 3470 à 3519 m

S'agit du principal réservoir de la région. La série inférieure du Trias argilo-gréseux est constituée de grès grossiers, de grès fins à moyens, puis de grès très fins, se terminant par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.

Parmi ces niveaux, deux sont productifs (T1 et SI), tandis que le troisième (T2) est généralement compact [2]

I.1.4 : Stratigraphie du champ du Haoud Berkaoui

Age	Prof Moyenne	Etages	Stratigr.	Lithologie	Epaisseur
TERTIAIRE	Mio-Pliocène	Mio-pliocene		Gres et Argiles	0 à 60 m
	SENONIEN	65	S.Carbonaté	Calcaire dolomique	0 à 700 m
		S.Anhydritique		Anhydrite dolomie et argile	
		S.Salifere		sel massif	
CRETACE	SUP	752	Turonien	calcaire crayeux	
		Cenomanien		argile grise, anhydri. bliche, dol. marnes	
	INF	976	Albien	Gres fin à moy. à intercal d'arg. brun-rou et sable gr. à la base	300 à 900 m
		1426	Aptien	Dolomie et marne	10 à 30 m
		1445	Barremien	Sable fin à très grossier passée de dolomie, calc et marne.	600 à 700 m
		Neocomien		Grès fin à moyen, passée d'argile et de lignite.	
JURASSIQUÉ	SUP	1969	MALM	Argile silteuse à intercal. de dolomie, de calcaire et marne.	
	MOY	2200	Dogger argil. Dogger Lag.	Argile indurée. Anhyd. et dolomie	120 à 300 m
	LIAS	2450	(Anhydritique Massive Sel massif I	Anhydrite massive, blanche intcl. de dolomie et argile.	700 à 900m
			Horizon "B" Sel + Anhydr _{S2}	sel massif hyalin	
			Sel Massif III	Argile dolomitique sel massif p. arg. plastique	
				Sel massif incolore à rose	
			Argiles Sup.	Arg. plastique salifere calcaire dolomitique	
			Argilo-sal. S4	sel incolore	
	TRIAS ARGILO-GRESEUX	3290	argile inf.	Argile silteuse	100 à 250m
			T2	Grès fin argilo-silteux	
			T1	Grès Argileux	
			Andesites	Andesite altérée	
ORDOVIGIEN			Serie Infer.	Grès fin à moyen	
		3460	Devonien Inf.	Argiles noires. grès fin à moyen	100 à 130 m
		3580	Silurien radioa.	Argiles noires radioactives, fossili-	60 à 65 m
	DALLE DE MKRATA			Grès quartite et Argiles	12 à 25 m
	ARGILES MICRO-CONGLOMERAT			Argiles noires, micro-conglomé	90 à 100 m
	GRES D'OUED SARET			Argiles noires, passées Grès	50 à 70 m
	ARGILES D'AZEL			Argiles noires, passées Grès	40 à 50 m
	GRES D'OUARGLA			Argiles noire, passées Grès	120 à 140 m
	QUARTZITES DE HAMRA			Quartzite et grès quartzite fissurés	90 à 110 m
	GRES D'EL ATCHANE			Grès fin, intercalations argileuses	49 m
	ARGILES D'EL GASSI			Argiles noires silteuses, grés-argileux	>10 m

Figure I.3 : Stratigraphie du champ du Haoud Berkaoui [2]

I.1.5 Propriétés des fluides de Gisement : ces tableaux ci-dessus présentent les propriétés des fluides du gisement de Haoud Berkaoui [2]

Tableau I.1 : Propriétés de gaz et d'huile de gisement de Haoud Berkaoui [2]

	Gaz			Huile	
	Bg (m ³ /stm ³)	viscosité (cp)	densité	Bo (m ³ /stm ³)	viscosité (cp)
A la pression de bulle	0.00581	0.022	0.2030	1.59	0.245
A la pression de gisement initiale	0.00347	0.0419	0.350	1.46	0.337

Tableau I.2: Propriétés de l'eau de gisement de Haoud Berkaoui [2]

Eau (à la pression de gisement initiale)		
Masse volumique (à 103°C)	Viscosité (à 103°C)	G.W.R
1.22 g/cm ³	0.760 cp	0.40stm ³ /stm ³

I.2 Les problèmes techniques d'exploitation :

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître :

- Déplétion de réservoir.
- Venue d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau (break-through).
- Colmatage des abords des puits par la boue de forage.
- Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel.[3]

I.3 Contexte hydrogéologique :

Le Système Aquifère du Sahara Septentrional (SASS) s'étend sur une vaste zone couvrant une partie de l'Algérie, de la Tunisie et de la Libye. Ce bassin renferme plusieurs couches aquifères, regroupées en deux grands réservoirs : le Continental Intercalaire (CI) et le Complexe Terminal (CT).

Le domaine du SASS couvre une superficie d'environ 1 000 000 km², dont 70 % se trouvent en Algérie, 24 % en Libye et 6 % en Tunisie. Ses réserves sont estimées à $31\,000 \times 10^9$ m³ (Ould Baba Sy, 2005). Il s'étend du nord au sud, depuis l'Atlas saharien jusqu'aux affleurements du Tidikelt et du rebord méridional du Tinrhert. D'ouest en est, il s'étend de la vallée de Guir-Saoura jusqu'au graben de Hun, en Libye. En Algérie, ce système aquifère occupe une superficie d'environ 700 000 km², avec une épaisseur estimée entre 4 000 et 5 000 m

Le terme Continental Intercalaire désigne un épisode continental situé entre deux cycles sédimentaires marins. À la base, il repose sur le cycle du Paléozoïque, qui marque la fin de l'orogénèse hercynienne. Au sommet, il est limité par le cycle du Crétacé supérieur, lié à la transgression cénomaniennne.

Le Complexe Terminal correspond à un ensemble relativement hétérogène, constitué de formations carbonatées du Crétacé supérieur et de dépôts détritiques du Tertiaire, principalement attribués au Miocène [5]

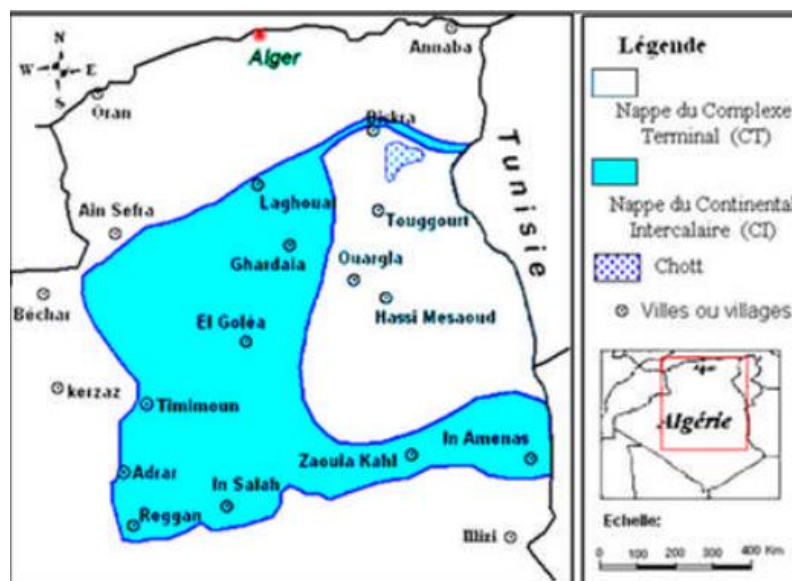


Figure I.4: Extension géographique du système aquifère CI et CT [5]

Chapitre

II

**Injection d'eau et formation dépôts
liés à l'incompatibilité**

Des eaux

II.1 L'injection d'eaux :

II.1.1 Introduction :

Le procédé d'injection d'eau, qui remonte au 19^{ème} siècle, reste l'une des méthodes les plus anciennes et les plus couramment utilisées dans l'industrie pétrolière. Son objectif ne se limite pas à la récupération des hydrocarbures, mais vise également à augmenter la production et à ralentir son déclin, tout en maintenant la pression dans le réservoir. L'injection d'eau peut être réalisée de deux manières : soit de manière répartie dans la zone contenant le pétrole, soit de façon périphérique dans un aquifère existant. Les sources d'eau utilisées pour l'injection proviennent généralement des aquifères peu profonds, de l'eau de mer ou des sources superficielles telles que les lacs et les rivières, On distingue les types suivants :[10]

➤ **Eaux de lavage :**

Eau injectée au fond du tubing pour éliminer les dépôts de sels (surtout NaCl) formés par précipitation, afin d'éviter le colmatage et restaurer la production.

➤ **Eaux de maintien de pression :**

Eau injectée pour maintenir ou augmenter la pression du réservoir lorsque celle-ci diminue, afin d'améliorer la récupération des hydrocarbures et soutenir la production.

➤ **Eaux d'injection secondaire (périphérique) :**

Eau injectée en périphérie du réservoir pour déplacer les hydrocarbures vers les puits producteurs, en améliorant le balayage et l'efficacité de récupération.[10]

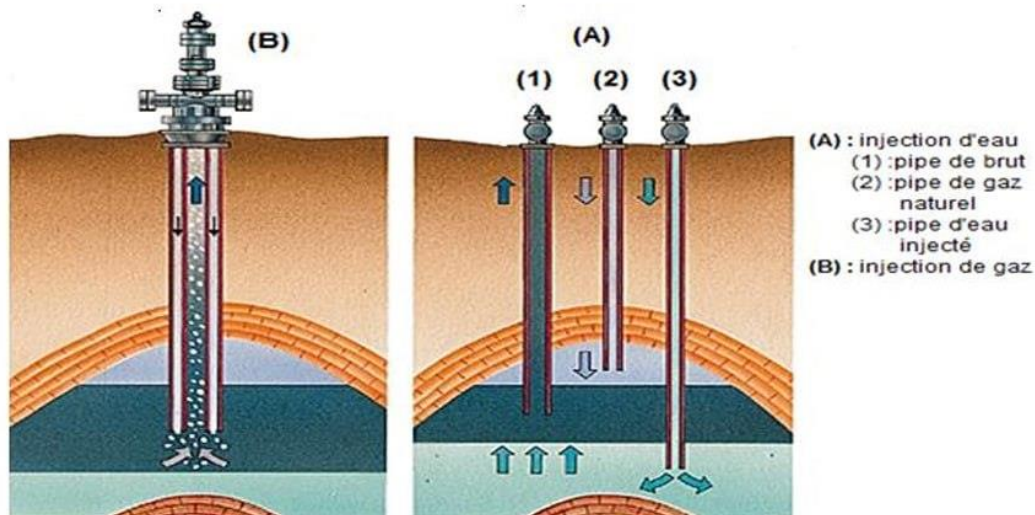


Figure II.1 Schéma simplifié d'injection des fluides dans un gisement de pétrole. [6]

II.1.2 L'importance de l'injection d'eau

Dans un gisement pétrolier, les fluides présents dans les pores de la roche réservoir, à savoir l'eau, l'huile et le gaz, se trouvent initialement en équilibre statique sous l'effet des forces de pression, de gravité et de capillarité.

La mise en production à travers les puits producteurs provoque le déplacement des fluides contenus dans le réservoir vers la surface. Ce déplacement engendre l'apparition de faibles forces d'inertie ainsi que des forces de frottement visqueux.

L'écoulement des fluides nécessite l'intervention de mécanismes physiques moteurs, parmi lesquels figurent :

- L'expansion monophasique de la roche réservoir et des fluides (gaz, huile sous-saturée et eau) lors de la diminution de pression.
- L'expansion des gaz dissous dans l'huile lorsque la pression devient inférieure au point de bulle.
- L'expansion d'un aquifère situé sous l'accumulation.
- L'expansion d'un chapeau de gaz (« gas cap »).

À l'exception des réservoirs contenant du gaz ou disposant d'un aquifère actif alimenté extérieurement, les taux de récupération naturelle restent généralement faibles, de l'ordre de 20 à 25 %. Par ailleurs, la diminution progressive de la pression entraîne un ralentissement continu de la production.

Même si des techniques d'activation artificielle, telles que le pompage ou le gas-lift, permettent de faciliter la remontée des fluides dans les tubings, l'exploitation d'un gisement par simple déplétion demeure limitée en matière de récupération.

L'injection d'eau ou de gaz dans le réservoir permet de maintenir la pression et s'inscrit dans le cadre des méthodes de récupération assistée, également appelées récupération secondaire.

L'injection d'eau, provenant d'une source externe au gisement ou issue de la réinjection des eaux produites après séparation du brut, représente la méthode de récupération assistée la plus utilisée. Elle contribue à produire environ 80 à 85 % de l'huile supplémentaire récupérée.

L'injection d'eau est généralement adoptée dans les situations suivantes :

- Gisements d'huile à faible énergie, caractérisés par une huile sous-saturée, un aquifère peu actif ou de faible volume.

- Gisements de faible perméabilité ou de grande extension, où les écarts de pression deviennent importants.
- Gisements présentant une configuration géométrique défavorable, dans lesquels les arrivées naturelles d'eau laissent des zones importantes non balayées.

II.1.3 Le but d'injection d'eau :

Les buts de l'injection d'eau sont de deux types :

- a) éliminer l'eau souvent salée produite avec l'huile, quand sa décharge en surface n'est pas possible
- b) améliorer la récupération de l'huile par

maintien de pression, pour assister un aquifère naturel insuffisant

plus généralement, amélioration du balayage des zones productrices, latéralement ou verticalement (voire à l'échelle microscopique par adjonction d'agents tensio-actifs).[8]

II.1.4 Mise en œuvre :

Pour réaliser une injection d'eau, il est indispensable de disposer d'un approvisionnement en eau adéquat en termes de qualité, de quantité et de régularité. Des équipements adaptés doivent également être installés au niveau des puits injecteurs, avec la possibilité d'améliorer l'index d'injectivité lorsque cela est nécessaire. Dans certains cas, les zones les plus perméables sont isolées afin de limiter l'arrivée prématurée de l'eau vers les puits producteurs. L'opération nécessite aussi des installations de pompage suffisantes ainsi qu'un contrôle continu des dispositifs d'injection et du balayage du réservoir. Enfin, des unités de traitement de l'eau doivent être mises en place pour éviter les incompatibilités entre l'eau injectée, l'eau de gisement et la roche, tout en assurant la filtration et l'élimination des bactéries.[6]

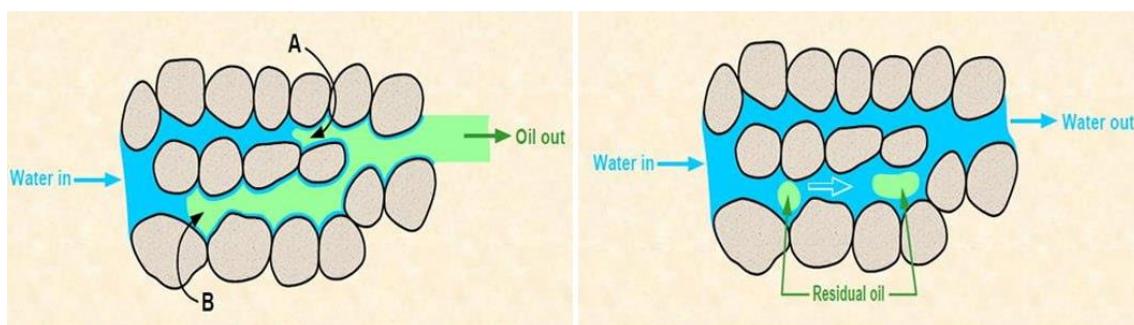


Figure II.2 : Schéma simplifié de balayage au réservoir pétrolier. [6]

II.1.5 Les problèmes de l'injection d'eau :

Il y a plusieurs problèmes d'eau d'injection. On distingue : l'incompatibilité entre les eaux d'injection et de formation, les percées [5]

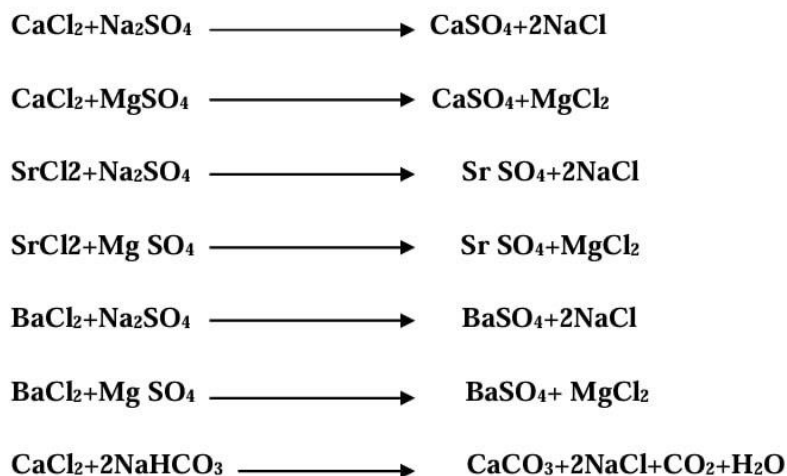
II.2 Phénomène d'incompatibilité des eaux d'injection et celles de gisement**II.2.1 Définition**

L'incompatibilité entre les eaux de formation des réservoirs pétroliers et les eaux riches en sulfates, comme l'eau de mer ou certaines eaux souterraines, peut provoquer plusieurs difficultés d'exploitation, surtout en présence d'ions calcium, strontium et baryum. Ce phénomène a notamment été observé dans le champ de Hassi Messaoud, où l'injection d'eau de l'Albien, utilisée pour le maintien de la pression du réservoir ou pour le lavage des puits produisant des hydrocarbures salés, a engendré divers problèmes techniques.

Cette incompatibilité résulte principalement du mélange entre l'eau injectée et l'eau de gisement. Les réactions chimiques entre les ions contenus dans ces deux eaux peuvent conduire à la formation de dépôts insolubles. Par exemple, lorsque les ions sulfates présents dans l'eau d'injection entrent en contact avec des ions baryum, calcium ou strontium présents dans l'eau de formation, des précipités tels que le sulfate de baryum (BaSO_4) peuvent se former.

Ces dépôts peuvent obstruer les pores de la roche réservoir, diminuer sa perméabilité et affecter directement la production ainsi que le bon fonctionnement des installations de surface et de fond de puits. Malgré ces contraintes, l'injection d'eau reste l'une des méthodes les plus utilisées dans la récupération secondaire du pétrole. Son efficacité dépend toutefois de la compatibilité entre l'eau injectée et l'eau de formation.

Ainsi, le contrôle de la composition chimique des eaux injectées constitue une étape essentielle afin de limiter les risques de précipitation, de préserver les propriétés du réservoir et d'assurer la durabilité des opérations de production. [10]



Une eau peut être chimiquement pure, même en présence de différentes composantes, car elle maintient un équilibre ionique entre ses cations et ses anions. Cependant, lorsqu'une autre eau, contenant des ions différents, est ajoutée, cet équilibre est perturbé, ce qui peut entraîner la formation de composés insolubles qui précipitent afin de rétablir cet équilibre. Ainsi, deux eaux sont considérées comme compatibles si, lors du mélange, les réactions entre leurs composants chimiques ne génèrent pas de composés insolubles. [6]

II.2.2 Dépôts solides résiduels de l'incompatibilité des eaux

II.2.2.1 Types de dépôts

Certaines espèces chimiques présentes dans l'eau sous forme d'ions peuvent réagir entre elles dans des conditions particulières et former des composés insolubles. Lorsque la quantité de ces composés dépasse la capacité de dissolution de l'eau, ils précipitent et donnent naissance à des dépôts. On distingue principalement deux types de dépôts.

Les dépôts salissureux proviennent généralement de l'accumulation de matières en suspension ou de particules solides formées à partir de substances dissoutes. Lorsque la concentration de certains éléments dépasse leur limite de solubilité, ils se transforment en particules solides capables de se déposer sur les parois internes des équipements et des conduites. Ces dépôts peuvent réduire l'efficacité des installations, gêner la circulation des fluides et provoquer des obstructions dans les systèmes de production.

Les dépôts de tartre sont des précipités solides, durs et fortement adhérents aux surfaces. Ils se forment le plus souvent par cristallisation de sels dissous dans l'eau, comme le carbonate de calcium (CaCO_3), lorsque leur concentration dépasse le seuil de solubilité. Ce type de dépôt est

particulièrement gênant, car il est difficile à éliminer. Il peut augmenter la résistance à l'écoulement, réduire le diamètre utile des canalisations et entraîner, à long terme, une détérioration des équipements.

Dans les champs pétroliers, notamment au niveau des puits terrestres, des tubages et des installations offshore, les dépôts de tartre sont les plus fréquemment rencontrés. Ils apparaissent souvent à la suite du mélange entre des eaux incompatibles. Ce cas se produit, par exemple, lors de l'injection d'une eau riche en ions sulfates, comme l'eau de mer ou certaines eaux souterraines, dans un réservoir contenant des ions baryum, calcium ou strontium.

Le contact entre ces différents ions peut provoquer la précipitation de sulfates de baryum, de calcium ou de strontium, aussi bien dans les puits producteurs que dans les installations de surface et les canalisations. Plusieurs paramètres opératoires, tels que la température, la pression, le pH, l'agitation et la concentration des sels dissous, peuvent accentuer ce déséquilibre physicochimique. La formation de ces précipités peut entraîner des problèmes industriels importants, notamment le bouchage des circuits, l'usure des pompes, le colmatage des réservoirs dans les systèmes d'injection d'eau, ainsi que des modifications de la composition de l'eau dues à l'évaporation ou au dessalement. [10]

II.2.2.2 Mécanisme de formation des dépôts solides

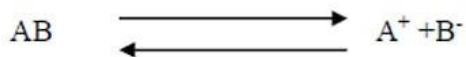
La formation des dépôts solides résulte principalement de réactions de précipitation ou de cristallisation. Ces réactions font intervenir plusieurs phénomènes liés au processus de cristallisation, tels que la nucléation, la croissance des cristaux, l'agglomération et la fragmentation. La formation d'un cristal se déroule généralement en trois étapes principales : la saturation, la nucléation et la croissance cristalline. La saturation correspond au moment où la concentration d'un soluté dépasse sa limite de solubilité dans l'eau. Cette situation favorise l'apparition de composés solides sous forme de cristaux.

La nucléation, également appelée germination, représente la phase initiale de la cristallisation. Elle consiste en la formation de très petites particules, appelées germes, qui servent de points de départ au développement des cristaux. Par la suite, la croissance cristalline permet l'augmentation progressive de la taille de ces cristaux, grâce à la fixation de nouvelles molécules ou ions sur leur surface.

II.2.2.2.1 Obtention de la saturation

Le phénomène de précipitation peut être interprété à partir des principes de la thermodynamique appliqués aux équilibres chimiques. La loi d'action de masse permet notamment de décrire le comportement d'un composé chimique dissous dans une solution aqueuse.

Dans le cas d'un sel AB dissous dans l'eau, celui-ci se dissocie en ions A^+ et B^- selon l'équilibre suivant :



$$K = [A^+][B^-] / [AB] \quad K : \text{constant de dissociation}$$

$[A^+]$ et $[B^-]$: concentration exprimée en ion mol/l

$[AB]$: concentration en ion mol/l

K_s : Produit de solubilité de corps AB

Si l'on ajoute une solution de sel CD à la solution AB, le mélange contiendra les ions A^+ , B^- , et D^+ .

En supposant que le sel AC soit peu soluble, les ions A^+ et C^- créeront en solution si l'équation $[A^+][C^-] < K_s$

K_s est satisfaite, où K_s est le produit de solubilité du sel AC. Si, toutefois, cette condition n'est pas remplie et que $[A^+][C^-] > K_s$, le sel précipitera jusqu'à ce que l'équilibre soit rétabli et que l'équation soit satisfaite.

II.2.2.2.2 Germination (nucléation)

Dans une solution sursaturée par rapport à une phase donnée, cette phase peut précipiter à des vitesses variables en fonction des conditions environnementales, telles que :

- Le degré de sursaturation et la concentration des espèces chimiques
- La nature et la concentration des impuretés présentes, etc.

Il existe plusieurs mécanismes de germination qui peuvent influencer la vitesse et l'efficacité de la précipitation. Ainsi, il est important de clarifier certaines définitions associées à ces phénomènes.

a- Nucléation primaire :

Cela désigne la formation de cristaux de la phase concernée dans une solution initialement dépourvue de cristaux. La nucléation primaire se divise en deux types :

a-1 Nucléation homogène : Les cristaux se forment spontanément dans la solution, sans interaction particulière avec les parois du récipient ou d'autres particules solides. Elle se produit uniquement en raison de la sursaturation et des fluctuations thermodynamiques aléatoires au sein de la solution.

a-2 Nucléation hétérogène : Les cristaux se forment sur un substrat solide, tel qu'une paroi, une particule de poussière, un cristal d'une autre phase, ou même d'une autre particule de la même phase. Ce type de nucléation est souvent plus rapide que la nucléation homogène car il offre un site de nucléation qui facilite la formation des cristaux.[10]

b- Nucléation secondaire :

Ce processus implique la formation de nouveaux germes à partir de cristaux existants de la même phase, déjà présents dans la solution. Cette forme de nucléation est souvent associée à la croissance des cristaux existants ou à la fragmentation de cristaux plus gros, ce qui entraîne la formation de nouveaux germes de cristaux.

Ainsi, le phénomène de précipitation est fortement influencé par la manière dont les cristaux se forment initialement, et la vitesse de précipitation dépend en grande partie des conditions spécifiques de la solution.

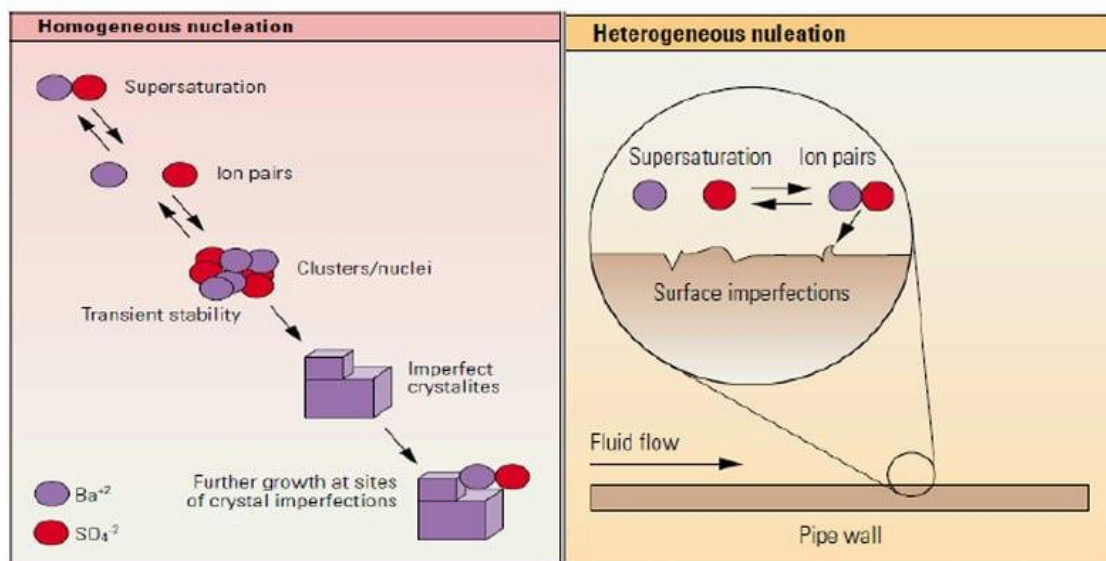


Figure II.3: Processus de nucléation [10]

II.2.2.2.3 Croissance cristalline

Lors de la formation des germes, deux types de croissance peuvent être observés :

a/ Croissance homogène : Cela correspond à l'alimentation des germes par la solution sursaturée, avec un transfert de matière depuis la solution vers les cristaux, entraînant leur développement uniforme.

b/ Croissance hétérogène : Ce type de croissance se caractérise par l'adsorption des ions de la solution sursaturée à la surface des cristaux, conduisant à la formation d'une deuxième couche qui se dépose sur les cristaux existants. Cette formation peut également aboutir à un dépôt adhérent à une surface métallique.

Il est important de souligner que l'augmentation de la température affecte les deux phénomènes : la nucléation (formation des germes) et la croissance cristalline, les rendant tous deux plus rapides et plus efficaces. De plus, les facteurs cinétiques, tels que la germination et la croissance des cristaux, sont influencés par plusieurs paramètres, notamment :

- La nature du matériau sur lequel la déposition se produit.
- L'état de surface du substrat (comme la porosité, les revêtements, ou la mouillabilité),
- Les conditions hydrodynamiques (la turbulence, le mouvement de la solution, etc.).

II.2.3 Principaux types des dépôts :**II.2.3.1 Chlorure de sodium :**

Dans les bassins des zones pétrolières, les eaux produites avec le pétrole sont saturées en chlorures, car elles contiennent environ 340 g/l, pour cela, il atteindra un état de saturation causé par :

- La diffusion du gaz provenant du réservoir dans l'eau.
- La chute de température du brut dans le puits.
- La concentration des charges électriques des roches.
- Le changement des conditions thermodynamiques.

C'est le dépôt de sel le moins gênant, car la solubilité du chlorure de sodium est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche ces dépôts de se former [8]



Figure II.4: dépôt de sel contient le NaCl [10]

II.2.3.2 Carbonate de calcium :

La précipitation réussie des carbonates de calcium dépend de l'équilibre calco carbonique :



Une chute de pression favorise le dégagement de CO₂, déplace l'équilibre dans le sens

1 et entraîne la précipitation du CaCO₃ insoluble.

L'acidification est le moyen le plus pratique, mais il faut se prémunir contre les problèmes de corrosion qu'elle peut entraîner. C'est ainsi que lorsque ces derniers risqueront d'être important, on aura recours à l'utilisation de produits anti-dépôts [8]



Figure II.5 : Dépôt de sel contient le CaCO₃[10]

II.2.3.3 Sulfate de calcium (CaSO₄) :

Le sulfate de calcium est un composé chimique courant formé d'un anion sulfate et d'un cation de calcium. Lorsqu'il est anhydre, il prend l'apparence d'un solide cristallin blanc de formule chimique CaSO₄.

La précipitation du sulfate anhydre CaSO₄ (anhydrite) conduit à la formation d'un dépôt dur, compact, avec grains fins. La solubilité de CaSO₄ dépend principalement de la température, de la pression et d'autres composés dissous.

Les sulfates hydratés de calcium CaSO₄, 2H₂O (gypse) et CaSO₄, 1/2H₂O (hémihydrate) précipitent sous forme d'un dépôt compact avec des cristaux allongés.

Leurs solubilités dépendent des mêmes paramètres que celle du sulfate anhydre. La réaction de précipitation est la suivante : $\text{Ca}^{2+} + \text{SO}_4^{2-} \rightleftharpoons \text{CaSO}_4$

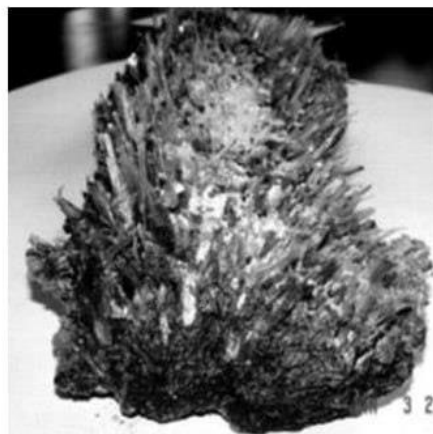


Figure II.6 : Dépôt de sel contient le CaSO₄[10]

II.2.3.4 Sulfate de strontium (SrSO₄) :

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium son produit de solubilité est de 2.8.10⁻⁷mol/l et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température. La réaction de précipitation est la suivante :



La précipitation de SrSO₄ peut se produire par :

- Une évaporation de l'eau
- Une élévation de température
- Un mélange d'eaux incompatibles.

Les cristaux de sulfate de strontium sont d'une part ortho ombique à mailles très voisines, d'autre part ils sont de nature poreuse avec tendance à adsorber les ions étrangers qui peuvent Co-précipiter. Les dépôts de SrSO_4 sont pratiquement inattaquables, même par les acides.[8]

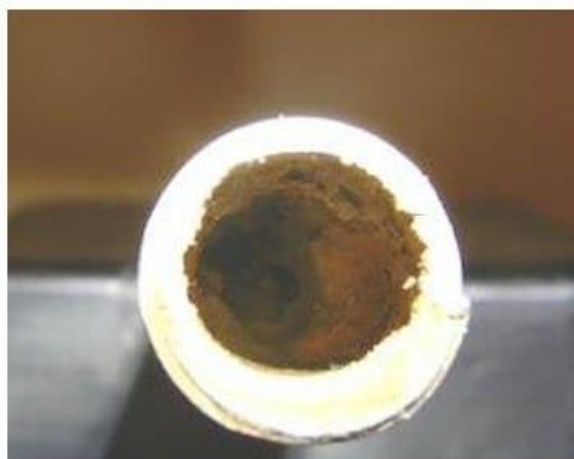


Figure II.7 : Dépôt de sel contient le SrSO_4 [10]

II.2.3.5 Sulfate de baryum (BaSO_4) :

En règle générale les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Les eaux de gisement peuvent contenir des ions Baryum et être mises en contact avec les eaux, soit de lavage, soit de maintien de pression qui, elles contiennent des ions Sulfates. C'est le dépôt de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts durs et compacts, à titre de comparaison, rappelons que la solubilité du sulfate de Baryum dans l'eau douce est près de cent fois inférieure à celle du sulfate de strontium et mille fois inférieure à celle du sulfate de calcium. [8]



Figure II.8 : Dépôt de sel contient le BaSO₄ [10]

II.2.4 Solubilité de dépôts :

Les sels présents dans les systèmes pétroliers proviennent principalement des eaux associées au pétrole, issues soit de l'aquifère sous-jacent, soit de la roche-réservoir. Ces eaux, souvent très riches en sels dissous, contiennent majoritairement du chlorure de sodium (NaCl), accompagné d'autres sels (calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium) sous diverses formes chimiques (sulfates, carbonates, chlorures, etc.).

La dissolution des sels repose sur le phénomène de solvatation, qui nécessite de l'énergie pour rompre les liaisons ioniques. La solubilité varie selon les sels : certains, comme Na₂SO₄, sont totalement solubles, tandis que d'autres, comme BaSO₄, précipitent facilement. Le produit de solubilité (K_s) permet de prédire

II.2.4 Influence des paramètres sur la formation des dépôts :

Il y a plusieurs paramètres qui influent sur la solubilité des dépôts minéraux

II.2.4.1 Influence de la température :

Elle a une action très importante sur la solubilité et la croissance cristalline de calcium, baryum et strontium de sulfates. Une augmentation de la température réduit la solubilité de CaCO₃, SrSO₃ et CaSO₄, mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de BaSO₄

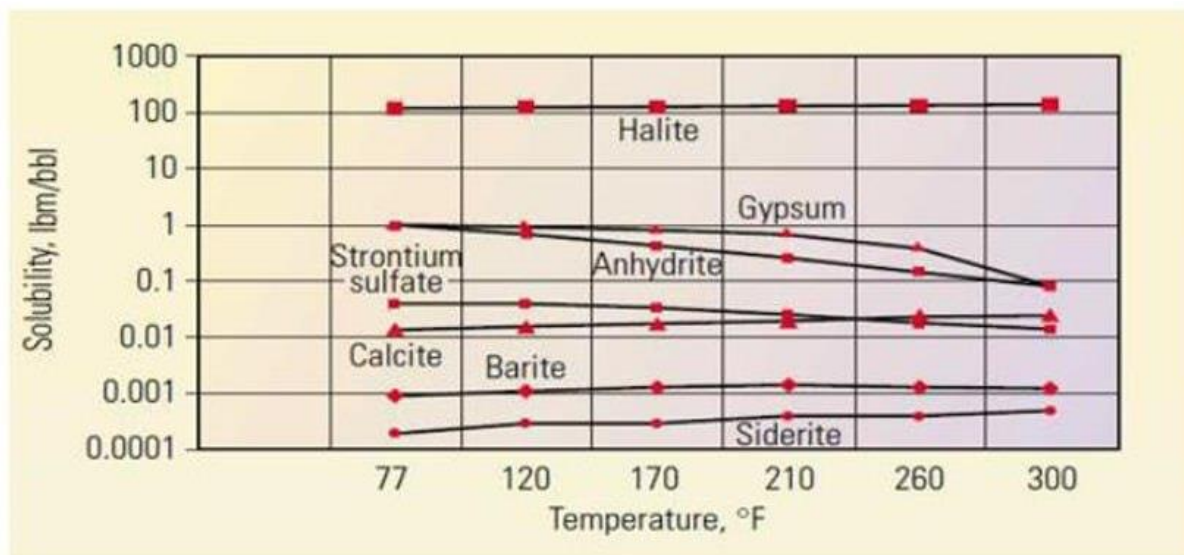


Figure II.9 : Influence de la température sur la solubilité [10]

II.2.4.2 Influence de la pression :

Les variations de pression provoquent des variations de concentration des phases dissoutes, et dans ce cas des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation. En effet les grandes variations de pression ont lieu au cours de la remontée des effluents en surface dans les puits producteurs, ce qui provoque une évaporation partielle de l'eau conduisant à une précipitation rapide de BaSO_4 et CaSO_4 par contre la diminution de la pression favorise la formation des dépôts de CaCO_3 .

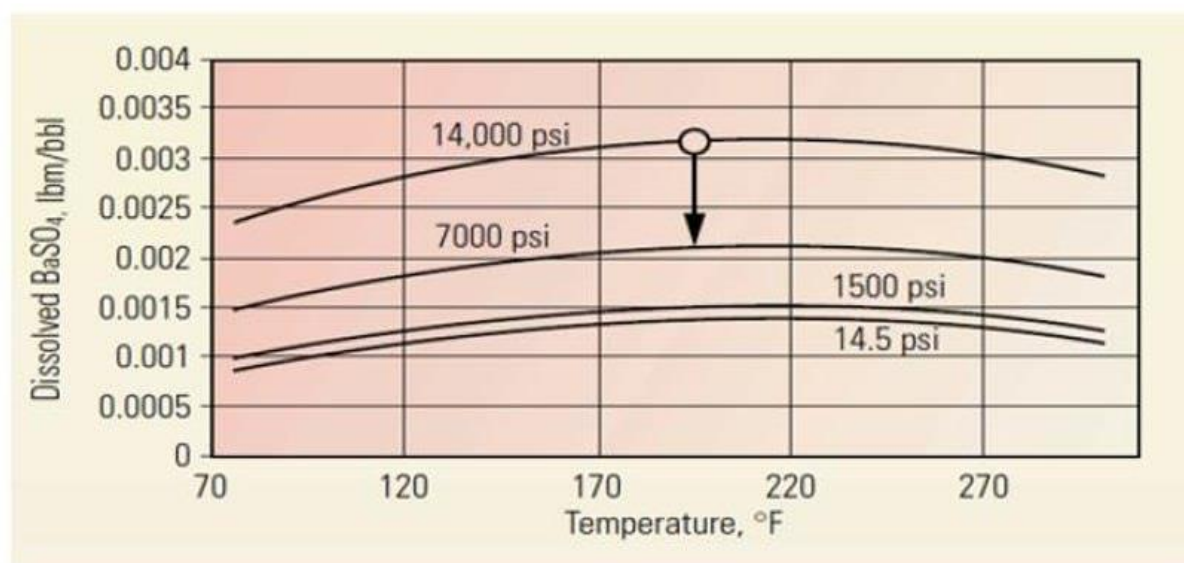


Figure II.10 : Influence de la pression sur la solubilité [10]

II.2.4.3 Influence de pH :

Quand on est en présence d'un PH acide, l'activité de cation H^+ , est très forte, elle attaque facilement le dépôt, par contre la présence d'un pH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité.

II.2.4.4 Influence de la salinité :

Une augmentation de la concentration des électrolytes, accélère la vitesse de formation des dépôts. Dans le cas des solutions diluées, les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leurs concentrations. Pour des eaux chargées en sels, ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables.

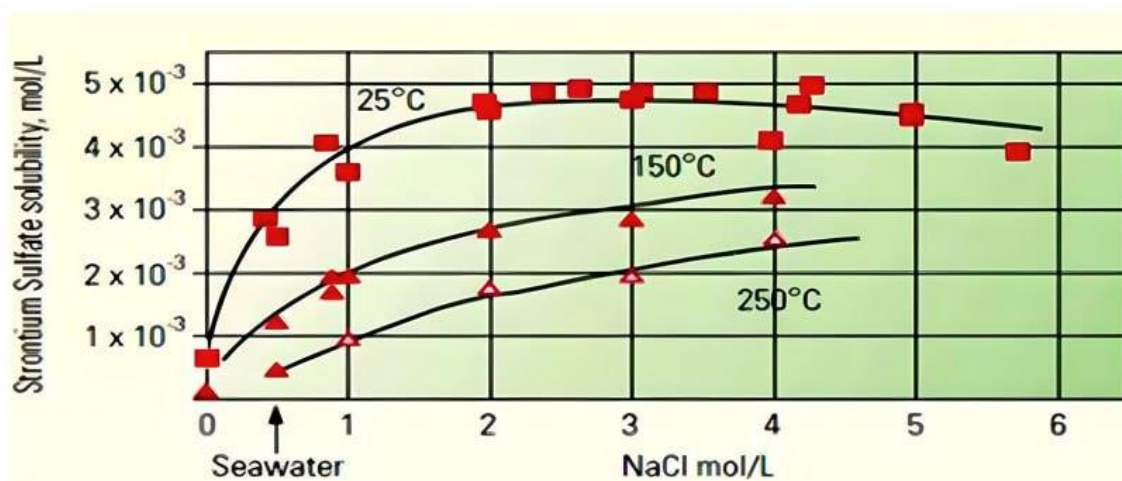


Figure II.11 : Influence de la salinité sur la solubilité [10]

II.2.5 Les principales causes de formation des dépôts

II.2.5.1 Chute de pression :

Au cours de la production, l'eau de formation remontant du fond des puits est soumise à une diminution progressive de la pression. Lorsque cette baisse devient suffisamment importante, une partie des gaz dissous se libère de la solution. La réduction de la concentration de ces gaz engendre un déséquilibre chimique susceptible de favoriser la formation de dépôts.

II.2.5.2 Changement de température :

Certains équipements de surface, tels que les moteurs et les échangeurs thermiques des pompes, sont soumis à des variations de température pouvant favoriser la formation de dépôts. Toutefois, des études ont montré que la solubilité du $BaSO_4$ augmente avec l'élévation de la température. De

manière générale, une augmentation de la température de 40 à 90 °C entraîne une hausse de la solubilité du BaSO₄, tandis qu'elle provoque une diminution de la solubilité du CaSO₄ et du SrSO₄.

II.2.5.3 Changement des caractéristiques minérales :

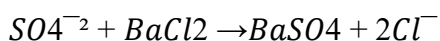
Toute modification des caractéristiques minérales des eaux peut favoriser la formation de dépôts en raison des variations des forces ioniques des espèces dissoutes. La teneur totale en sels présents dans l'eau constitue également un paramètre déterminant dans ce phénomène.

II.3 Traitement des dépôts de sulfate baryum

II.3.1 Traitement préventif

II.3.1.1 Le procédé soustractif

Par élimination des ions formateurs de dépôts ; exemple élimination des ions sulfates SO_4^{2-} contenus dans l'eau d'injection, en précipitant ceux-ci par BaCl₂ suivant la réaction suivante :



II.3.1.2 Le procédé additif (par Injection Continue d'un inhibiteur)

La méthode d'injection continue d'un inhibiteur est effectuée dans des puits injecteurs et des puits producteurs. Cette technique permet de pomper sans interruption d'un inhibiteur en bas de la concentrique à une certaine profondeur. L'inhibiteur est dilué pour réaliser une bonne distribution et pour éviter la précipitation aux abords de puits provoquée par l'inhibiteur concentré

II.3.1.3 Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation

La technique du squeeze d'inhibiteur consiste à interrompre temporairement la production du puits concerné afin d'injecter un volume déterminé de solution inhibitrice aqueuse dans le réservoir. Le puits est ensuite fermé pendant une période donnée pour permettre l'adsorption de l'inhibiteur sur la roche de la formation. La durée de cette étape peut varier de quelques jours à plusieurs semaines, en fonction du degré d'endommagement de la zone proche du puits causé par les phénomènes de précipitation. Après la remise en production du puits, l'inhibiteur est progressivement relargué dans les eaux produites.

Pour assurer son efficacité, l'inhibiteur doit être libéré à une concentration suffisante permettant d'empêcher la formation des dépôts. Cette concentration est appelée concentration minimale d'inhibition (MIC) et correspond à la plus faible concentration d'inhibiteur capable d'empêcher la formation ou la croissance des dépôts.

Ce phénomène, également connu sous le nom d'effet de seuil, se caractérise par l'inhibition de la précipitation des dépôts à de très faibles concentrations d'inhibiteur. Au-delà de certaines conditions, l'inhibiteur peut perdre son efficacité par désorption et agir alors comme un agent séquestrant ou complexant.

II.3.1.4 Les mécanismes d'action des inhibiteurs

Les mécanismes d'action des inhibiteurs sont classés en trois catégories, décrites ci-dessous :

a- Inhibition de la nucléation : déstabilisation thermodynamique des nucléé par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.

b-Dispersion des cristaux déjà formés : maintien en suspension des agrégats formés Par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type poly électrolytes, sur leur surface.

c - Ralentissement/Blocage de la croissance des cristaux : par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation.

II.2 Traitement curatif

II.2.1-Milling

Il s'effectue par partage mécanique à l'aide de racleur, Il est utilisé pour gratter les parois sur lesquels déposé le sulfate de baryum mais il peut causer des fissures au niveau de tubing au cours de l'opération Cette opération est réalisée par les unités Wire lien, Work Over, snubbing.

II.2.2 Work Over

Le Work Over est un terme anglais désigne reconditionnement d'un puits, toute opération pratique sur un puits soit de réparation ou d'équipement ou d'entretien pour améliorer ou rectifier leur production, ces opérations nécessitent la mise en œuvre d'appareil et des équipements divers tel que (appareil de forage...).

Les objectifs de Work Over - Élimination des dépôts de fond (sédiments).

Renouvellement des équipements de fond et de surface (packeranchor- seal, tubing, tête de puits)

II.2.3 Snubbing

Le snubbing est une technique utilisée pour manœuvrer les tubes obturés utilisant des BOPs afin d'obtenir une étanchéité tout autour dans un puits sous pression.

L'unité peut effectuer les opérations suivantes :

- Circulation et nettoyage des dépôts et sédiments à l'intérieur du puits
- Acidification et nettoyage des perforations
- Opérations de fraisage

II.2.4 Jetting (jet hydraulique)

Pour accéder aux dépôts dans le puits d'effectuer une opération **Scale Blaster** avec Coiled Tubing qui s'est avérée efficace en novembre 1999 pour le nettoyage intérieur des crépines et des ouvertures.

a-Coiled tubing

Les unités de Coiled Tubing sont des appareils d'intervention sur puits, utilisant un tubing en acier, continu et flexible, de faible diamètre qui est introduit dans un tubing de production sous pression, le tubing est stocké et enroulé sur un touret.

Opérations réalisées au Coiled Tubing

Cette unité peut être utilisée à l'intérieur de la colonne de production pour les opérations suivantes :

- Pour le nettoyage de bouchon de sable ou de paraffine
- Pour stimuler la formation (acidification)
- Pour des opérations de forage ou de fraisage

b-Scale Blaster

Scale Blaster est un traitement mécanique par l'unité coiled tubing employé principalement pour le nettoyage des dépôts de sulfate de baryum au niveau des perforations et des obstructions à l'intérieur de tubing, il consiste à utiliser un fluide visqueux avec un sable et à haute pression.

Scale Blaster= Jet Blaster+ gel+ sable artificiel (Sterling Beads)

Les propriétés de Sterling Beads

- N'est pas abrasive
- Plus efficace sur, les dépôts très durs, les bouchons de ciment
- Pour enlever les dépôts durs et inertes tels que BaSO₄
- Nettoyage positif et à un seul passage.
- Technique sécurisée.

c-Jett Blaster

L'outil utilisé pour l'opération de Scale Blaste compose d'un nozzle en tête qui assure Leur passage, deux nozzles latérale provoquent la rotation du l'outil et un drift pour le Control de nettoyage.

- Investigation du 360deg du puits assuré par la rotation commandée de l'axe.
- L'axe est rempli de fluide visqueux briseur.
- Une grande puissance hydraulique fournie aux Jetting nozzles.
- Nettoyage positif en un seul passage.
- Contrôle de la taille des éléments coupants (incisifs).

Chapitre

III

Matériels et Méthodes

III.1 Description de logiciel PHREEQC :

PHREEQC est un logiciel de modélisation géochimique largement utilisé dans plusieurs domaines, notamment l'hydrogéologie, la géochimie, le génie environnemental et les sciences des matériaux. Son nom provient de l'expression PHysical REaction EQUilibrium Chemistry, qui reflète son objectif principal : étudier les équilibres chimiques ainsi que les réactions intervenant dans les milieux aqueux, les sols, les eaux souterraines et différents environnements géochimiques.

III.2 Caractéristiques principales

III.2.1 Modélisation réactive

PHREEQC permet de simuler de nombreux processus géochimiques, tels que les échanges ioniques, la précipitation et la dissolution des minéraux, les réactions d'oxydoréduction, ainsi que d'autres phénomènes chimiques. Grâce à ces capacités, il constitue un outil efficace pour comprendre et prévoir l'évolution de la composition chimique des milieux naturels et des systèmes industriels.

III.2.2 Facilité d'utilisation

L'utilisation de PHREEQC nécessite des connaissances de base en chimie des solutions. Toutefois, le logiciel a été conçu de manière à faciliter son emploi. Il dispose d'une interface graphique claire et d'un langage de commande relativement simple, permettant à l'utilisateur de définir les conditions initiales, les réactions chimiques et les paramètres nécessaires à la simulation.

III.2.3 Polyvalence

PHREEQC se distingue par sa grande flexibilité. Il permet d'ajouter de nouveaux minéraux, de définir différentes conditions aux limites et de prendre en compte des cinétiques de réaction plus complexes. Cette capacité d'adaptation offre aux chercheurs et aux ingénieurs la possibilité de représenter avec précision divers systèmes géochimiques.

III.2.4 Visualisation des résultats

Le logiciel propose également des outils permettant de visualiser et d'analyser les résultats obtenus. Ces résultats peuvent être présentés sous forme de graphiques illustrant, par exemple, les concentrations chimiques, les indices de saturation des minéraux, le pH et d'autres paramètres importants. Ces représentations facilitent l'interprétation des données et l'identification des principaux processus contrôlant le système étudié.

III.3 Applications

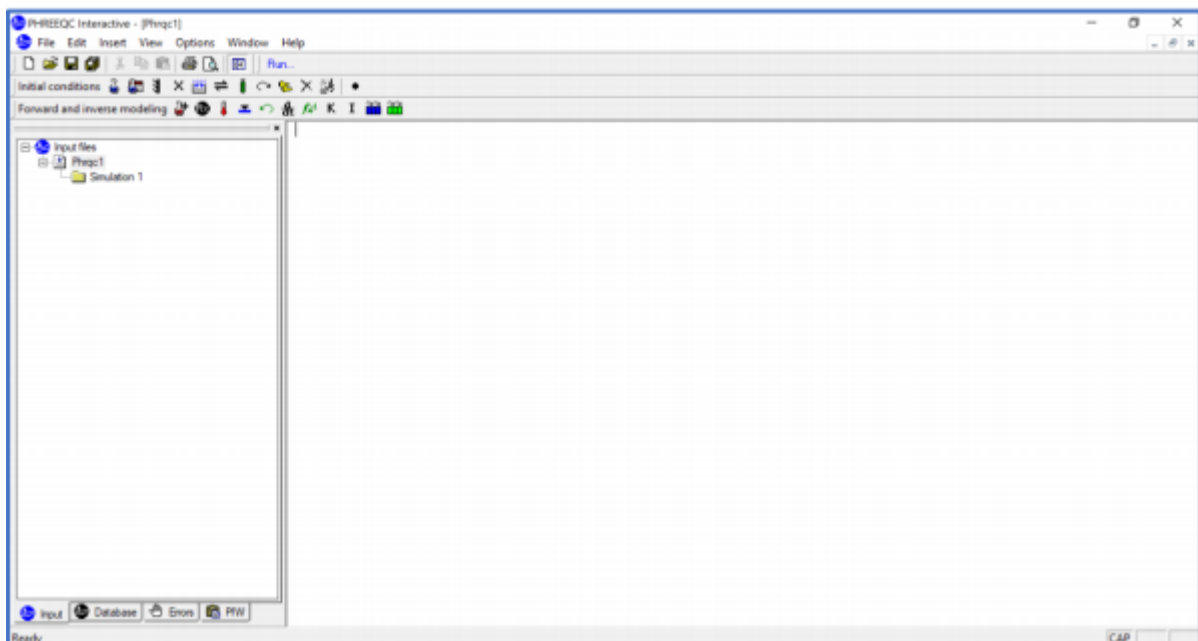
PHREEQC est utilisé dans plusieurs domaines d'application. Il permet notamment d'évaluer la qualité des eaux souterraines et des eaux de surface, ainsi que de contribuer à la conception et à

l'amélioration des procédés de traitement des eaux. Il est également employé pour simuler les interactions entre les fluides géologiques et les matériaux utilisés en génie civil. De plus, ce logiciel constitue un outil important pour l'étude de la diagenèse des réservoirs pétroliers et des aquifères.

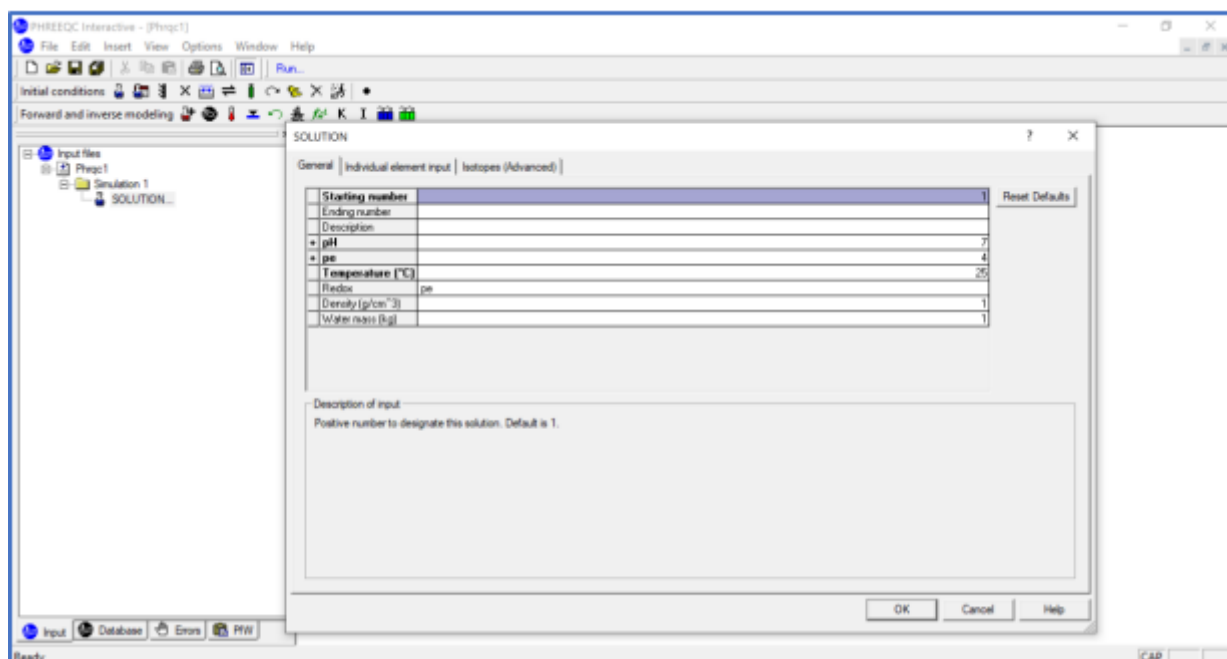
III.4 Les interfaces de travail de PHREEQC

III.4.1 Interface principal :

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

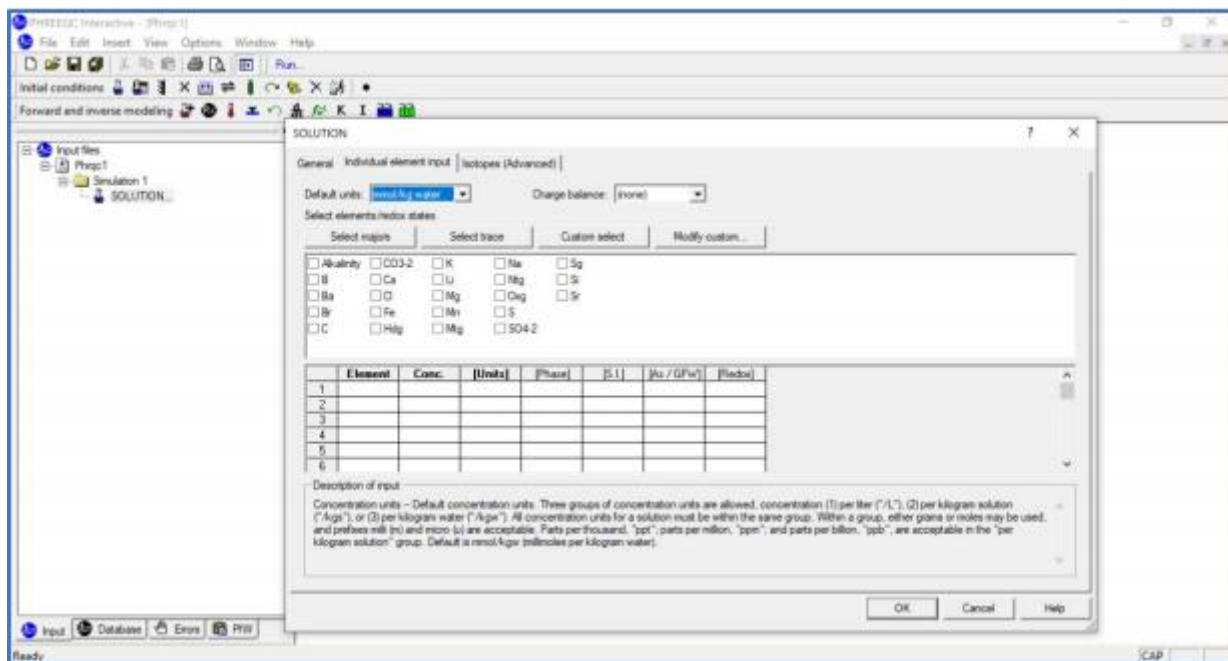


III.4.2 Création d'un fichier Input d'une solution à simuler : utiliser le mots clé SOLUTION.



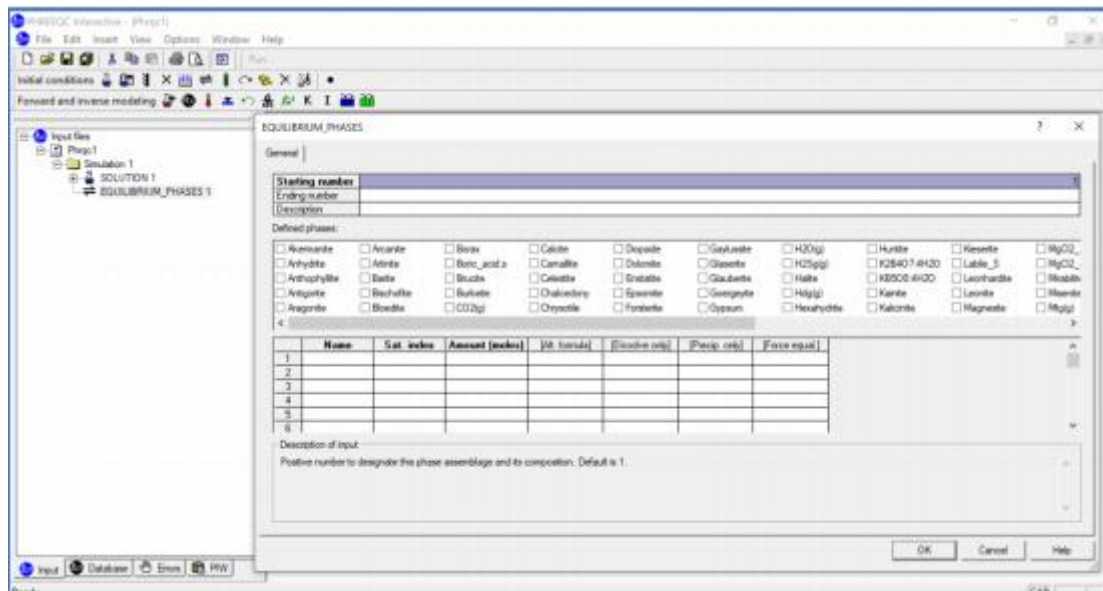
III.4.3 Sélection des ions présents et les unités dans la solution

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

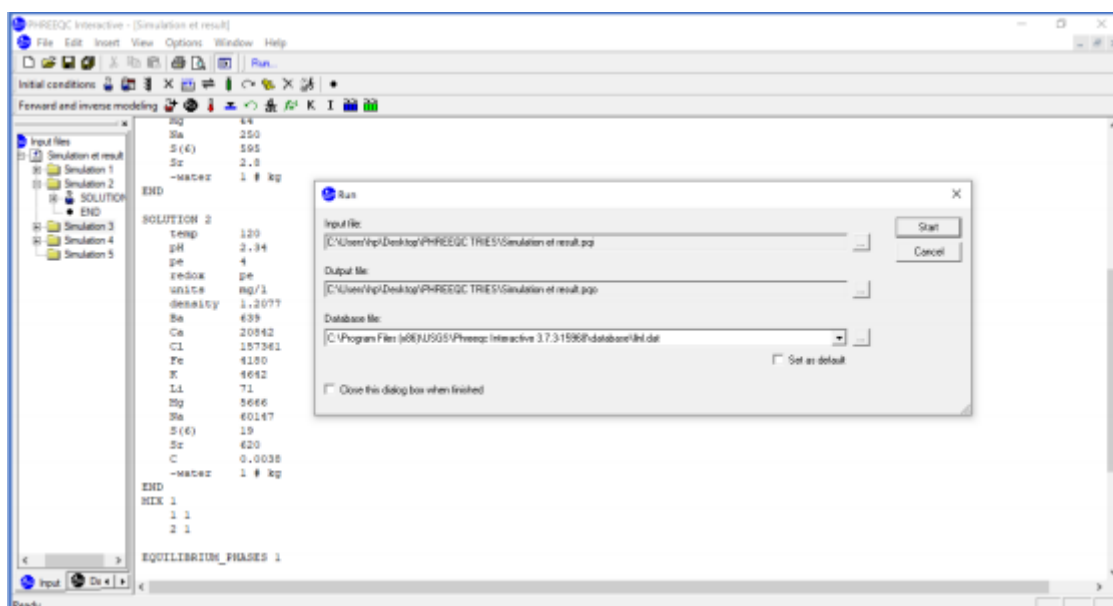


III.4.4 Utilisation des phases minérales

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

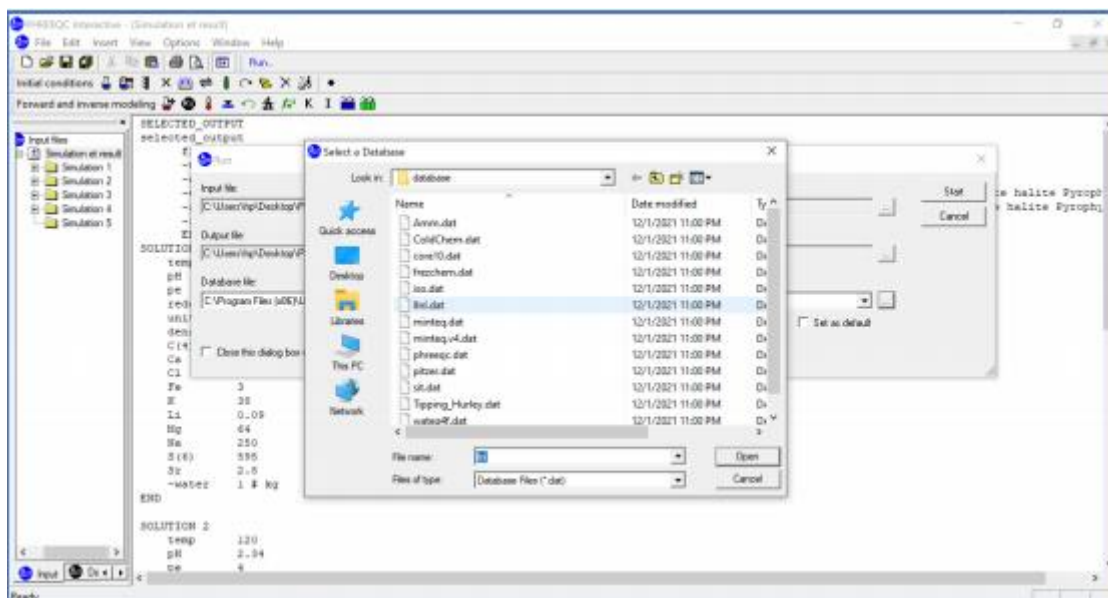


III.4.5 Exécution de la simulation : Avec le bouton run



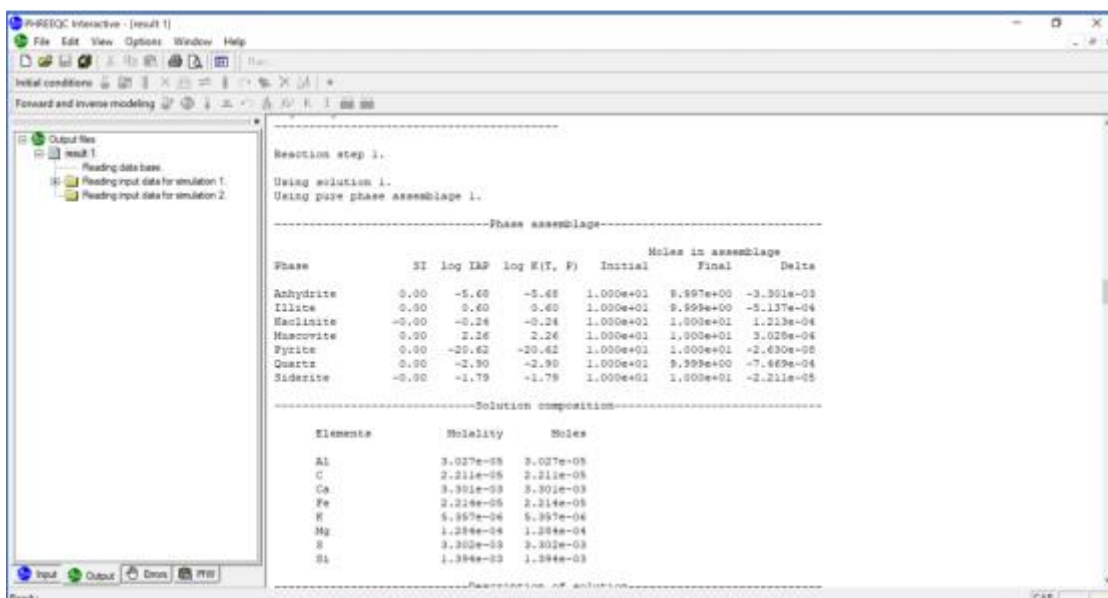
III.4.6 Sélection de la data base thermodynamique

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



III.4.7 Lecture du fichier output (résultats)

Il est possible de trier uniquement les résultats désirés.



Chapitre

IV

Résultats et Discussion

IV.1 Introduction :

Dans ce chapitre, les résultats de la simulation géochimique réalisée à l'aide du logiciel PHREEQC sont présentés et analysés afin d'évaluer les phénomènes de précipitation susceptibles de se produire lors du mélange de l'eau d'injection de l'Albien avec l'eau de formation (l'ordovicien) du champ pétrolier de Haoud Berkaoui.

L'étude a été effectuée pour trois scénarios représentant différentes conditions de température et de pression. Pour chaque scénario, neuf mélanges ont été simulés en faisant varier progressivement les proportions d'eau d'injection et d'eau de formation. Les résultats obtenus sont présentés sous forme d'indices de saturation (IS), de quantités de minéraux précipités ainsi que de courbes illustrant l'évolution des dépôts minéraux en fonction du taux de mélange, cette simulation a été limitée sur les minéraux suivants : barite (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).

IV.2 premier scénario :

$T = 120^\circ\text{C}$ et $P = 300$ bar

IV.2.1 Analyse des indices de saturation

L'indice de saturation (SI) est un paramètre thermodynamique utilisé pour évaluer la tendance d'un minéral à se dissoudre ou à précipiter dans une solution aqueuse. Il est défini par la relation :

$$\text{SI} = \log (\text{IAP}/\text{KS})$$

IAP : représente le produit des activités ioniques

Ks : le produit de solubilité du minéral.

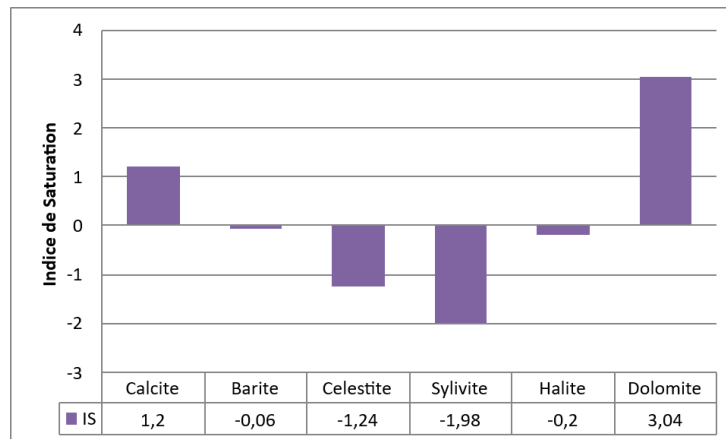
L'interprétation de l'indice de saturation est la suivante :

$\text{SI} < 0$: la solution est sous-saturée ; le minéral ne présente pas de risque de précipitation.

$\text{SI} = 0$: la solution est à l'équilibre avec le minéral.

$\text{SI} > 0$: la solution est sursaturée ; le minéral est susceptible de précipiter.

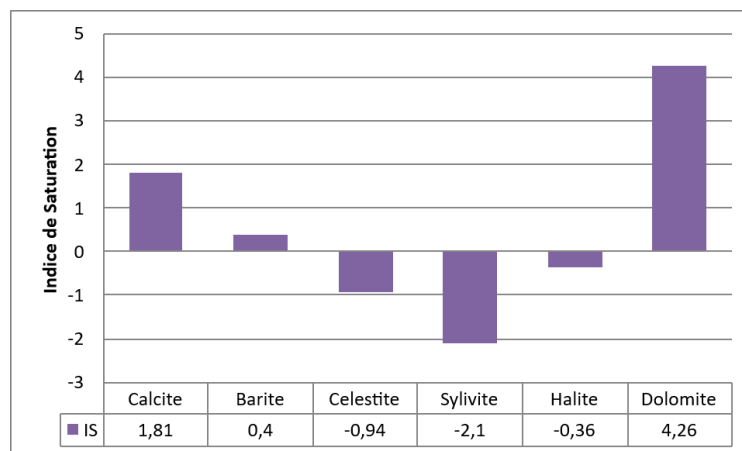
Résultat Mix 1 : 90(l'ordovicien) /10(Albien)



Histogramme d'indice de saturation mix 1 (S1)

Les résultats montrent que la Calcite et la Dolomite sont en état de sursaturation, indiquant une tendance à la précipitation. La Barite, quant à elle, est proche de l'équilibre. En revanche, la Célestite, la Sylvite et l'Halite présentent des indices de saturation négatifs, ce qui empêche leur précipitation dans les conditions actuellement étudiées.

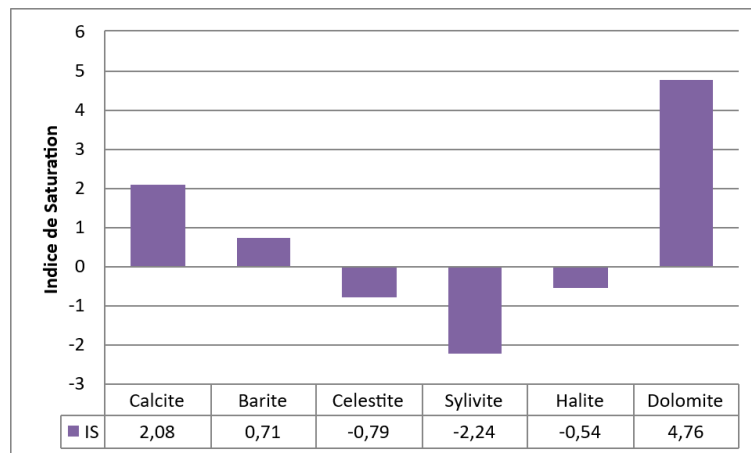
Mix 2 :80(l'ordovicien) /20(Albien)



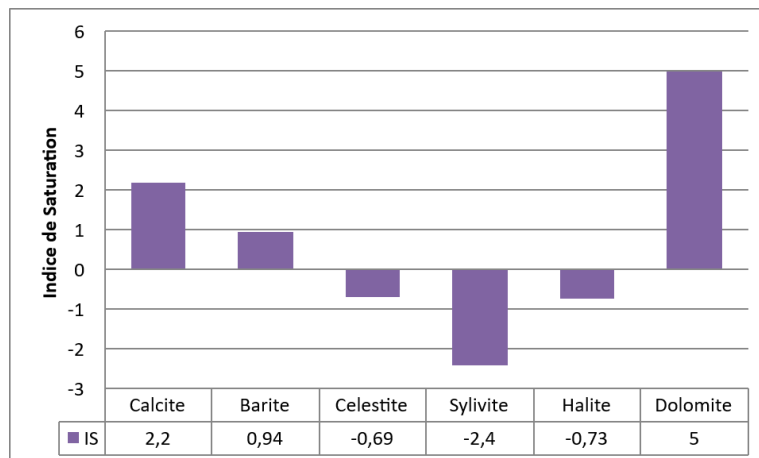
Histogramme d'indice de saturation mix 2 (S1)

La Calcite a augmenté de 1,20 à 1,81 et La Dolomite a augmenté de 3,04 à 4,26 et La Barite est devenue positive pour la première fois.

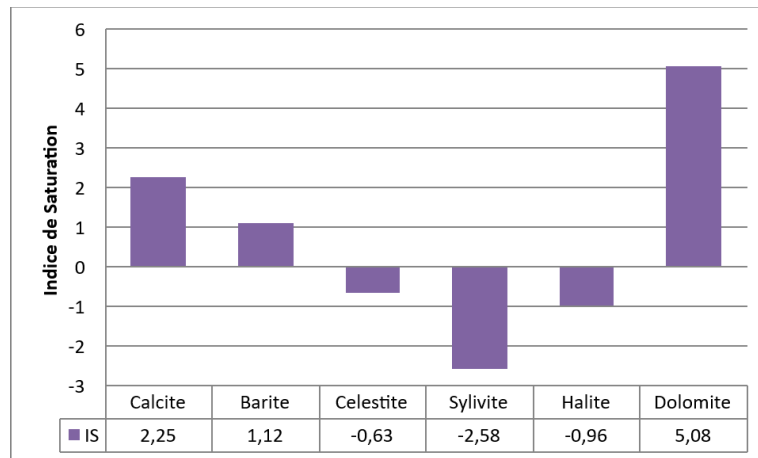
Les autres minéraux conservent des indices de saturation négatifs.

Mix 3 :70(l'ordovicien) /30(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 3 (S1)**

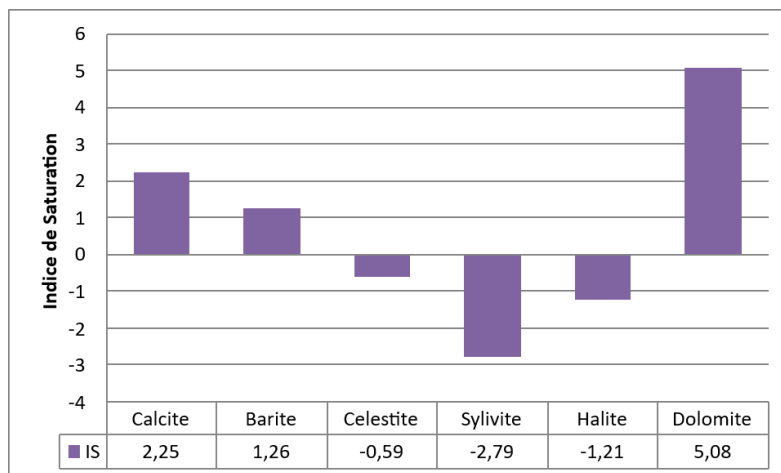
La Calcite présente une augmentation continue et La Barite montre une augmentation significative. La Dolomite se rapproche de son niveau maximal de saturation.

Mix 4 :60 (l'ordovicien) /40(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 4 (S1)**

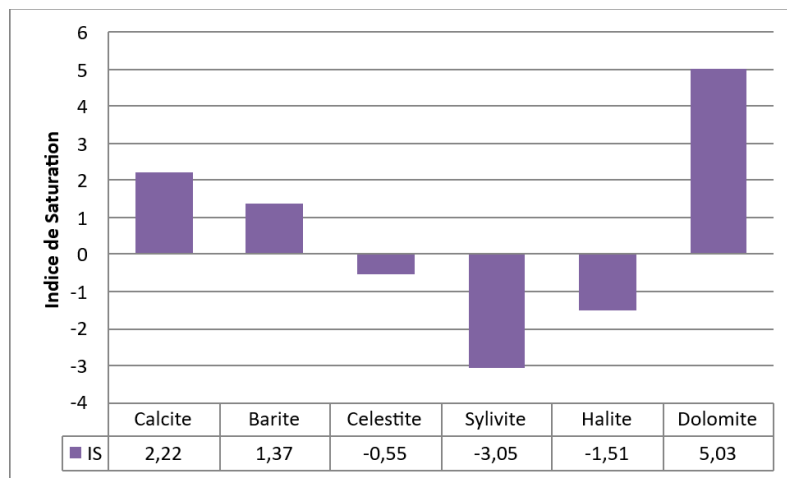
La Dolomite atteint presque sa valeur maximale de saturation et La Barite se rapproche d'un indice de saturation (IS) égal à 1.

Mix5 :50 (l'ordovicien) /50(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 5 (S1)**

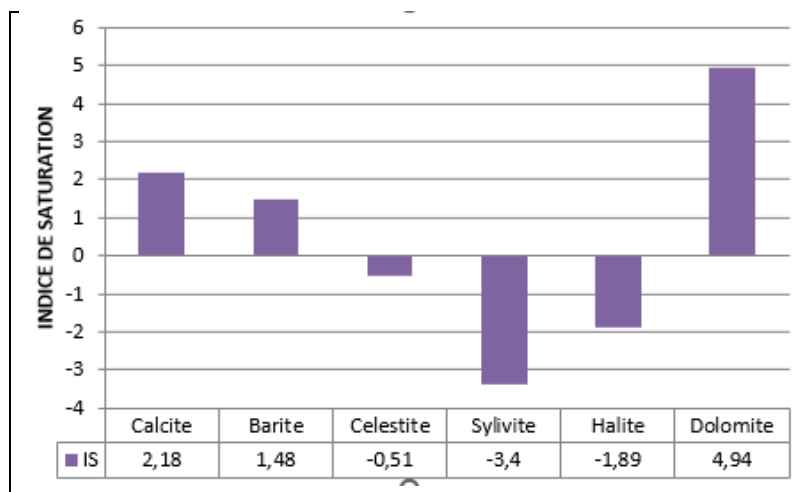
La Dolomite enregistre presque sa valeur maximale de saturation et La Barite dépasse une valeur de La Calcite poursuit son augmentation.

Mix 6 :40 (l'ordovicien) /60(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 6 (S1)**

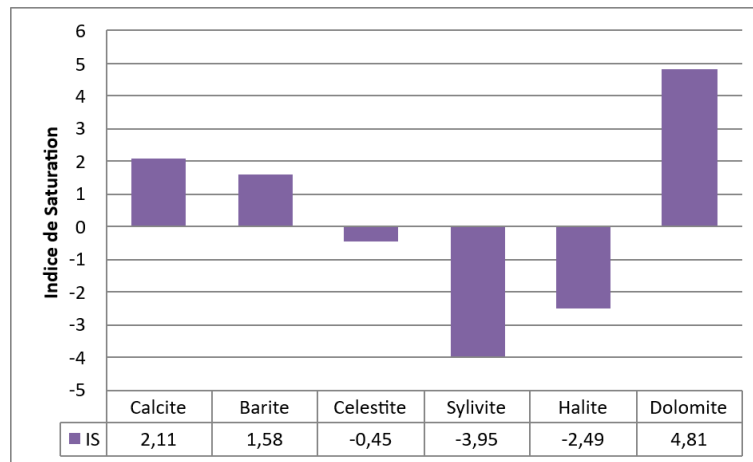
La Calcite tend à se stabiliser et La Barite continue d'augmenter et La Dolomite reste proche de son niveau maximal de saturation

Mix 7 :30 (l'ordovicien) /70(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 7 (S1)**

La Calcite et la Dolomite commencent à enregistrer une légère diminution de leurs indices de saturation et La Barite poursuit son augmentation progressive.

Mix 8 :20 (l'ordovicien) /80(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 8 (S1)**

La Barite se rapproche de sa valeur maximale de saturation et La Sylvite et l'Halite s'éloignent davantage de l'état de saturation.

Mix 9 :10(l'ordovicien) /90(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 9 (S1)**

La Barite atteint sa valeur maximale de saturation et La Calcite et la Dolomite enregistrent une légère diminution, tout en restant largement sursaturées.

Les minéraux salins (Sylvite et Halite) demeurent loin des conditions favorables à la précipitation.

IV.2.2 Résultats des quantités précipitées dans chaque mélange**Tableau 1 : S 1: T = 120°C, P = 300 bar, Mix 90(l'eau de gisement) /10(l'eau d'injection)**

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,0005977	233,39	1,16273	0,162197583	162,1975828
Celestite	0	183,68	1,16273	0	0
Calcite	0,0007152	100,09	1,16273	0,083233292	83,2332922
Dolomite	0,0003738	184,4	1,16273	0,080145491	80,1454906056
Huntite	0	353,05	1,16273	0	0
Sylvite	0	74,55	1,16273	0	0
Halite	0	58,44	1,16273	0	0

Tableau 2 : S 1: T = 120°C, P = 300 bar, Mix 80(l'eau de gisement) /20(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,0005977	233,39	1,16273	0,162197583	162,1975828
Celestite	0	183,68	1,16273	0	0
Calcite	0,0007152	100,09	1,16273	0,083233292	83,2332922
Dolomite	0,0003738	184,4	1,16273	0,080145491	80,1454906056
Huntite	0	353,05	1,16273	0	0
Sylvite	0	74,55	1,16273	0	0
Halite	0	58,44	1,16273	0	0

Tableau 3: S 1: T = 120°C, P = 300 bar, Mix 70(l'eau de gisement) /30(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,001194	233,39	1,14067	0,31786784	317,8678397
Celestite	0	183,68	1,14067	0	0
Calcite	0,001136	100,09	1,14067	0,129696734	129,6967341
Dolomite	0,0005876	184,4	1,14067	0,123595518	123,5955184
Huntite	0	353,05	1,14067	0	0
Sylvite	0	74,55	1,14067	0	0
Halite	0	58,44	1,14067	0	0

Tableau4 : S 1: T = 120°C, P = 300 bar, Mix 60(l'eau de gisement) /40(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,00174	233,39	1,11778	0,453928893	453,9288931
Celestite	0	183,68	1,11778	0	0
Calcite	0,001545	100,09	1,11778	0,172852437	172,8524373
Dolomite	0,0007972	184,4	1,11778	0,164317773	164,3177734
Huntite	0	353,05	1,11778	0	0
Sylvite	0	74,55	1,11778	0	0
Halite	0	58,44	1,11778	0	0

Tableau 5 : S 1: T = 120°C, P = 300 bar, Mix 50(l'eau de gisement) /50(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,00228	233,39	1,094	0,582149345	582,1493448
Celestite	0	183,68	1,094	0	0
Calcite	0,001942	100,09	1,094	0,212646009	212,6460093
Dolomite	0,001002	184,4	1,094	0,202137067	202,1370672
Huntite	0	353,05	1,094	0	0
Sylvite	0	74,55	1,094	0	0
Halite	0	58,44	1,094	0	0

Tableau 6 : S 1: T = 120°C, P = 300 bar, Mix 40(l'eau de gisement) /60(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,002572	233,39	1,06928	0,641866415	641,8664147
Celestite	0	183,68	1,06928	0	0
Calcite	0,002324	100,09	1,06928	0,248724323	248,7243226
Dolomite	0,001203	184,4	1,06928	0,237201804	237,2018041
Huntite	0	353,05	1,06928	0	0
Sylvite	0	74,55	1,06928	0	0
Halite	0	58,44	1,06928	0	0

Tableau 7 : S 1: T = 120°C, P = 300 bar, Mix 30(l'eau de gisement) /70(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,00243	233,39	1,0436	0,591864904	591,8649037
Celestite	0	183,68	1,0436	0	0
Calcite	0,002691	100,09	1,0436	0,281085509	281,0855095
Dolomite	0,001397	184,4	1,0436	0,268838456	268,8384565
Huntite	0	353,05	1,0436	0	0
Sylvite	0	74,55	1,0436	0	0
Halite	0	58,44	1,0436	0	0

Tableau 8 : S 1: T = 120°C, P = 300 bar, Mix 20(l'eau de gisement) /80(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,001745	233,39	1,01687	0,41413612	414,1361198
Celestite	0	183,68	1,01687	0	0
Calcite	0,003037	100,09	1,01687	0,30910136	309,1013601
Dolomite	0,001584	184,4	1,01687	0,297017152	297,0171516
Huntite		353,05	1,01687	0	0
Sylvite	0	74,55	1,01687	0	0
Halite	0	58,44	1,01687	0	0

Tableau 9 : S 1: T = 120°C, P = 300 bar, Mix 10(l'eau de gisement) /90(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,0008953	233,39	0,98884	0,20662214	206,6221396
Celestite	0	183,68	0,98884	0	0
Calcite	0,003346	100,09	0,98884	0,331163643	331,1636433
Dolomite	0,001759	184,4	0,98884	0,320739747	320,7397469
Huntite	0	353,05	0,98884	0	0
Sylvite	0	74,55	0,98884	0	0
Halite	0	58,44	0,98884	0	0

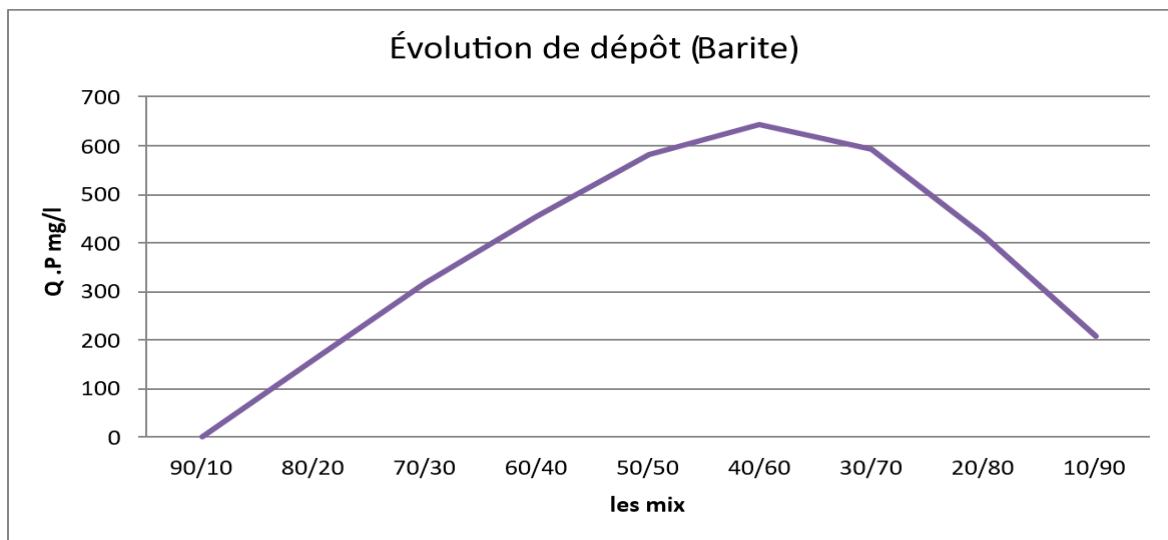
Tableau des quantités des minéraux précipités pour le scénario 1

mix	Calcite	Q.P(mg/l) Barite	Q.P(mg/l) Dolomite
90/10	33,1934071	0	33,77530385
80/20	83,2332922	162,1975828	80,14549061
70/30	129,6967341	317,8678397	123,5955184
60/40	172,8524373	453,9288931	164,3177734
50/50	212,6460093	582,1493448	202,1370672
40/60	248,7243226	641,8664147	237,2018041
30/70	281,0855095	591,8649037	268,8384565
20/80	309,1013601	414,1361198	297,0171516
10/90	331,1636433	206,6221396	320,7397469

Les minéraux précipités dans le scénario 1 sont la barite, la dolomite et la calcite

IV.2.3 Évolution des dépôts minéraux :

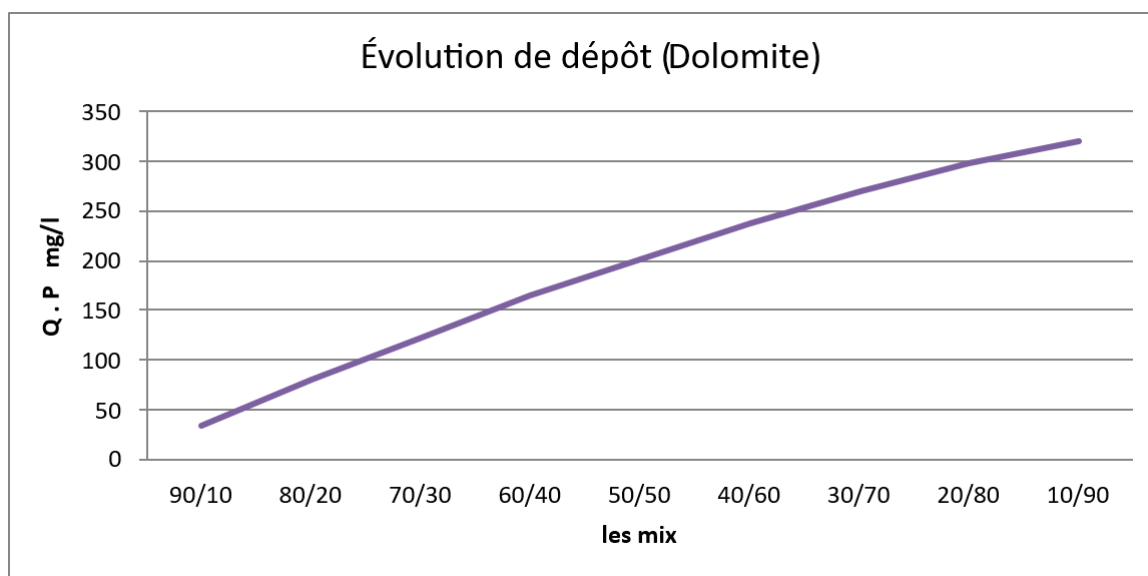
IV.2.3.1 Barite :



La courbe de la Barite montre une augmentation progressive des quantités précipitées avec l'évolution du taux de mélange. La quantité déposée passe d'une faible valeur pour le mélange 90/10 à un maximum d'environ 642 mg/L pour le mélange 40/60, correspondant au mélange critique. Au-delà de ce point, la quantité de Barite précipitée diminue progressivement.

Cette évolution résulte de l'interaction entre les ions baryum (Ba^{2+}) et sulfate (SO_4^{2-}), dont les concentrations deviennent optimales dans les mélanges intermédiaires. Cette tendance est cohérente avec l'évolution de l'indice de saturation, qui passe d'une valeur proche de l'équilibre au début à des valeurs positives favorables à la précipitation.

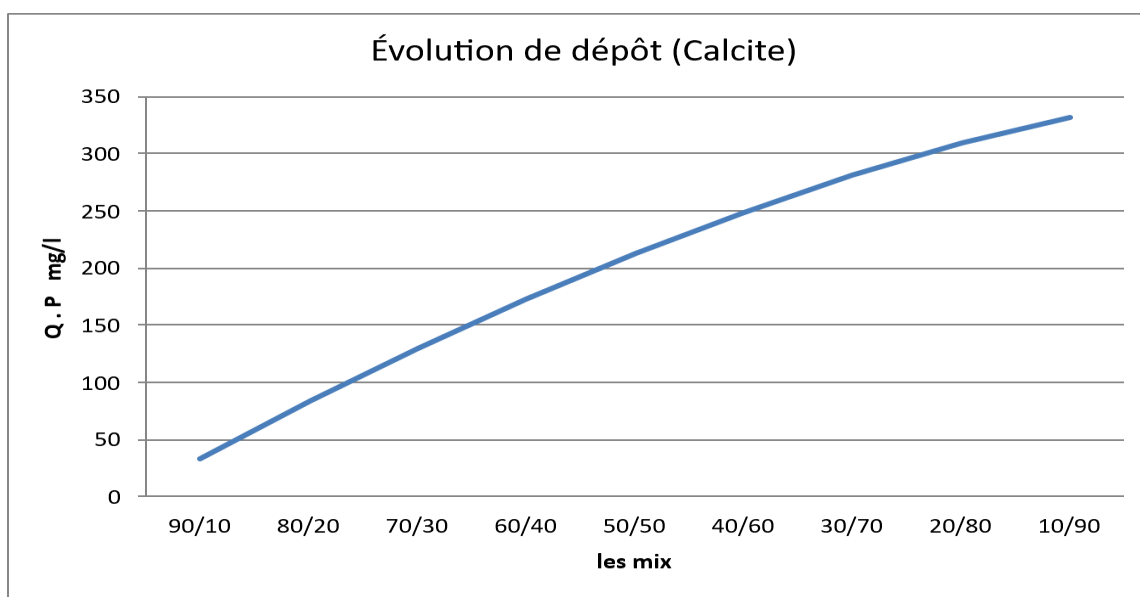
IV.2.3.2 Dolomite :



La courbe de la Dolomite montre une augmentation continue des quantités précipitées, passant d'environ 34 mg/L pour le mélange 90/10 à plus de 320 mg/L pour le mélange 10/90 qui représente le maximum du minéral précipité.

Ce comportement est lié à la disponibilité croissante des carbonates (CO_3^{2-}) vis-à-vis du Ca^{2+} et du Mg^{2+} qui sont présents à des concentrations énormes dans les eaux de gisement, favorisant la formation progressive de ce minéral au fur et à mesure de l'injection. Cette tendance est confirmée par des indices de saturation fortement positifs, atteignant environ $\text{SI} = 5,08$.

IV.2.3.3 Calcite :

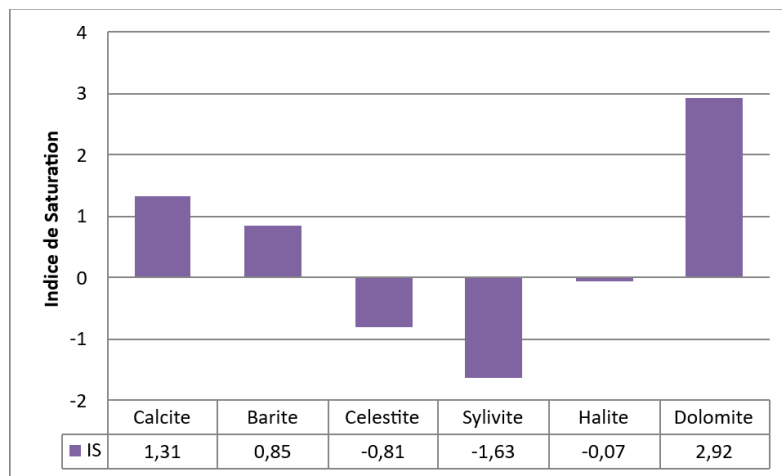


La courbe de la Calcite présente une augmentation progressive et continue des quantités précipitées avec l'évolution du taux de mélange. Les valeurs passent d'environ 33,19 mg/L pour le mélange 90/10 à un maximum de 331,16 mg/L pour le mélange 10/90, sans diminution notable.

Cette évolution est liée à la disponibilité croissante des ions carbonates (CO_3^{2-}) provenant progressivement des eaux injectées, favorisant la formation et la précipitation de la Calcite. Cette tendance est cohérente avec les indices de saturation qui demeurent positifs tout au long de la simulation et atteignent environ $\text{SI} = 2,25$, indiquant des conditions favorables à la précipitation.

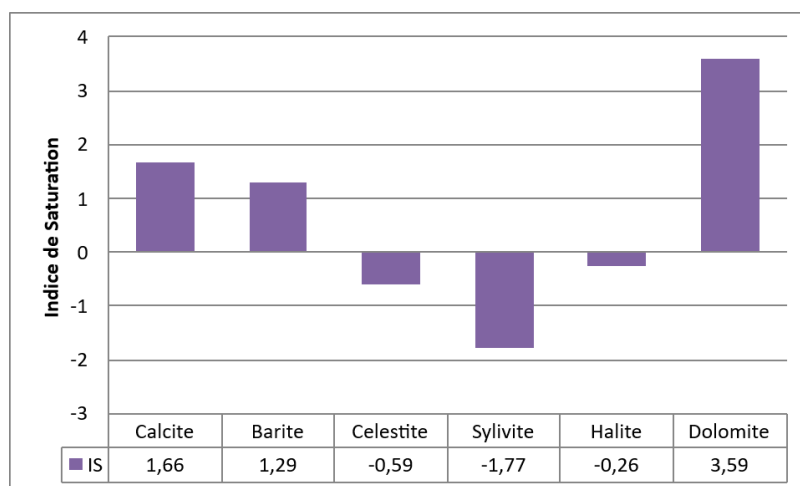
IV.3 deuxième scénario : $T = 60^\circ\text{C}$ et $P = 300$ bar

IV.3.1 Analyse des indices de saturation :

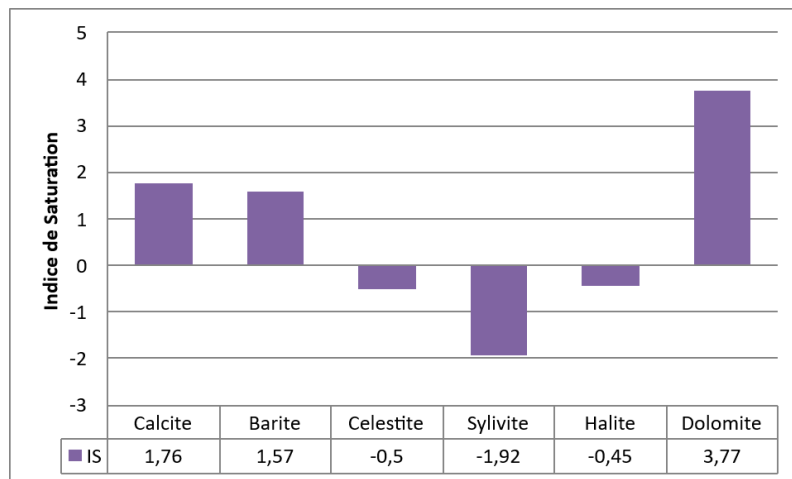
Mix 1 :90 (l'ordovicien) /10(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 1 (S2)**

La Dolomite est le minéral le plus saturé et La Calcite est en état de sursaturation et La Barite présente un indice de saturation positif dès le premier mélange.

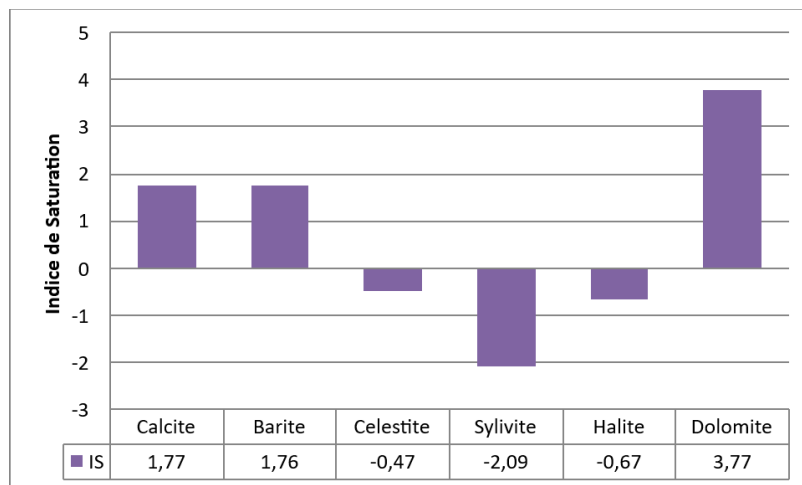
L'Halite est très proche de l'état d'équilibre et Les autres minéraux conservent des indices de saturation négatifs

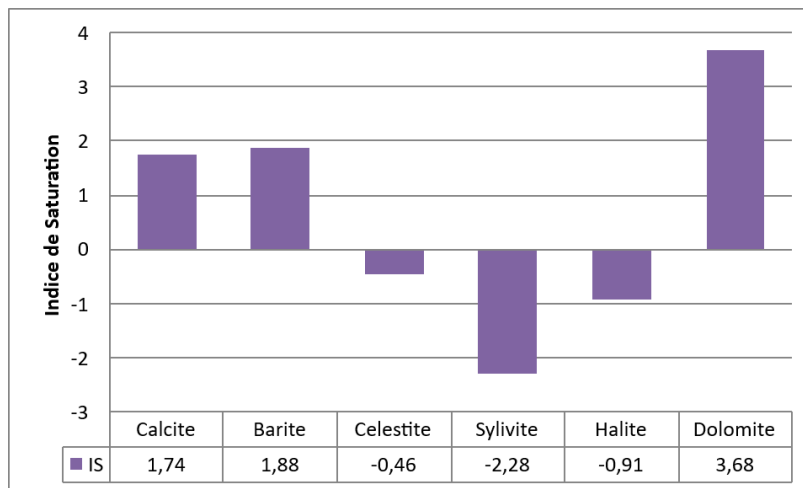
Mix 2 :80(l'ordovicien) /20(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 2 (S2)**

La Barite montre une augmentation significative de son indice de saturation et La Dolomite présente une augmentation de son degré de saturation et La Calcite devient progressivement plus stable.

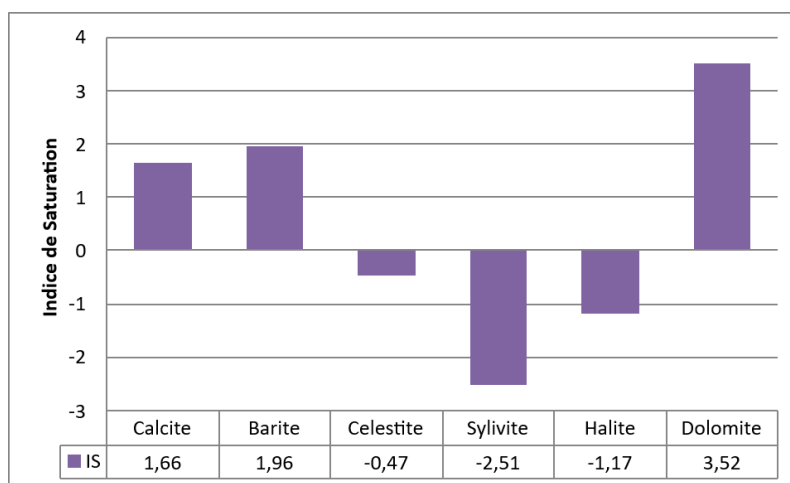
Mix 3 :70(l'ordovicien) /30(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 3 (S2)**

La barite s'approche de valeurs très élevées et La dolomite atteint presque son niveau de saturation maximal.

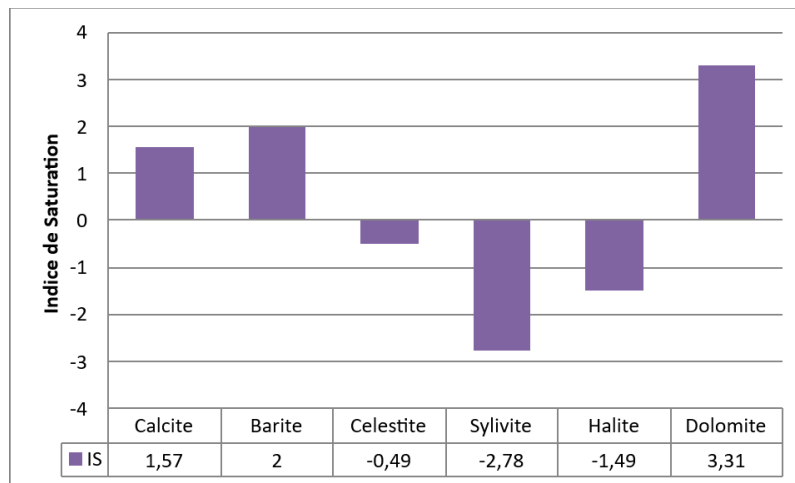
Mix 4 :60(l'ordovicien) /40(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 4 (S2)**

Mix 5 :50(l'ordovicien) /50(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 5 (S2)**

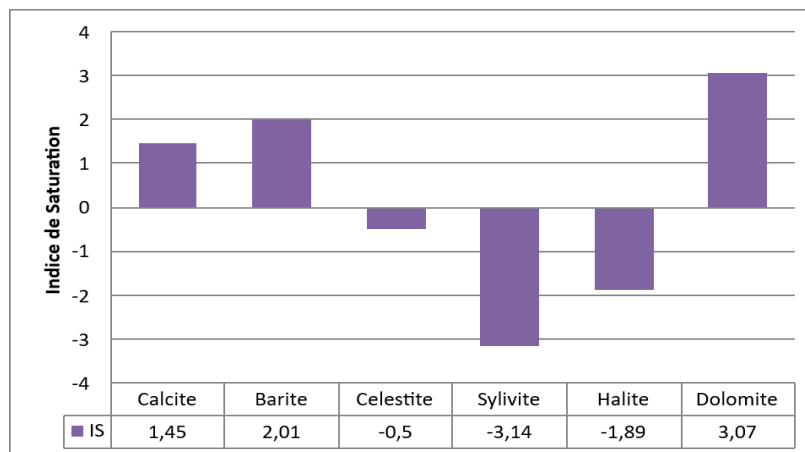
Pour la première fois, la barite dépasse la calcite et La barytine devient plus critique

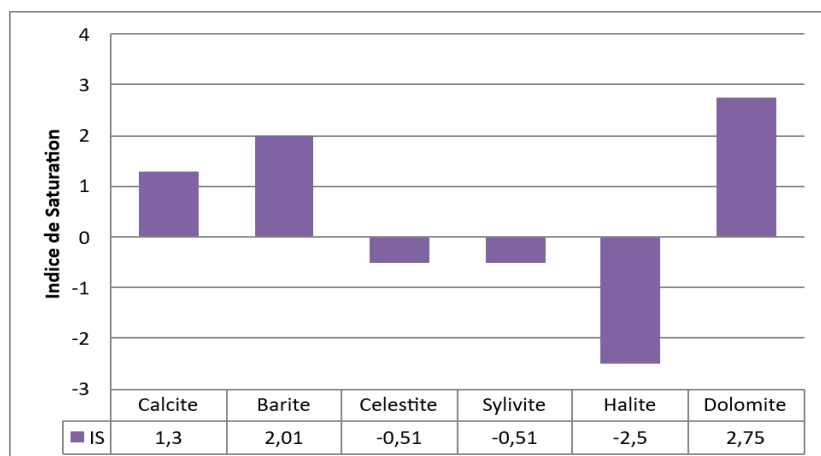
Mix6 :40(l'ordovicien) /60(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 6 (S2)**

La barite continue d'augmenter et La dolomite diminue progressivement.

Mix 7 :30(l'ordovicien) /70(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 7 (S2)**

La barite enregistre une valeur très élevée et La dolomite commence à diminuer

Mix 8 :20(l'ordovicien) /80(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 8 (S2)**

Mix 9 :10(l'ordovicien) /90(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 9 (S2)**

La barite atteint la plus forte valeur de saturation et La calcite et la dolomite diminuent et La sylvite et l'halite s'éloignent davantage de l'équilibre.

IV.3.2 Résultats des quantités précipitées dans chaque mélange :**Tableau 1 : S 2: T = 60°C, P = 300 bar, Mix 90(l'eau de gisement) /10(l'eau d'injection)**

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,000441	233,39	1,21811	0,12537396	125,3739596
Celestite	0	183,68	1,21811	0	0
Calcite	0,0002839	100,09	1,21811	0,034613267	34,61326683
Dolomite	0,0001488	184,4	1,21811	0,033423379	33,42337922
Huntite	0	353,05	1,21811	0	0
Sylvite	0	74,55	1,21811	0	0
Halite	0	58,44	1,21811	0	0

Tableau 2 : S 2: T = 60°C, P = 300 bar, Mix 80(l'eau de gisement) /20(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,000982	233,39	1,19738	0,274426301	274,4263009
Celestite	0	183,68	1,19738	0	0
Calcite	0,0006746	100,09	1,19738	0,080847953	80,84795253
Dolomite	0,0003476	184,4	1,19738	0,076748993	76,74899271
Huntite	0	353,05	1,19738	0	0
Sylvite	0	74,55	1,19738	0	0
Halite	0	58,44	1,19738	0	0

Tableau 3 : S 2: T = 60°C, P = 300 bar, Mix 70(l'eau de gisement) /30(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,00151	233,39	1,17581	0,414377667	414,3776668
Celestite	0	183,68	1,17581	0	0
Calcite	0,00105	100,09	1,17581	0,123571164	123,571164
Dolomite	0,0005391	184,4	1,17581	0,116887319	116,8873191
Huntite	0	353,05	1,17581	0	0
Sylvite	0	74,55	1,17581	0	0
Halite	0	58,44	1,17581	0	0

Tableau 4 : S 2: T = 60°C, P = 300 bar, Mix 60(l'eau de gisement) /40(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,002029	233,39	1,15335	0,546166943	546,1669433
Celestite	0	183,68	1,15335	0	0
Calcite	0,001404	100,09	1,15335	0,162076077	162,0760773
Dolomite	0,0007202	184,4	1,15335	0,153170508	153,1705083
Huntite	0	353,05	1,15335	0	0
Sylvite	0	74,55	1,15335	0	0
Halite	0	58,44	1,15335	0	0

Tableau 5 : S 2: T = 60°C, P = 300 bar, Mix 50(l'eau de gisement) /50(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,002533	233,39	1,12996	0,668006216	668,006216
Celestite	0	183,68	1,12996	0	0
Calcite	0,00173	100,09	1,12996	0,195659015	195,6590148
Dolomite	0,0008876	184,4	1,12996	0,18494444	184,9444403
Huntite	0	353,05	1,12996	0	0
Sylvite	0	74,55	1,12996	0	0
Halite	0	58,44	1,12996	0	0

Tableau 6 : S 2: T = 60°C, P = 300 bar, Mix 40(l'eau de gisement) /60(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,002959	233,39	1,10559	0,763521571	763,5215706
Celestite	0	183,68	1,10559	0	0
Calcite	0,002018	100,09	1,10559	0,223308859	223,3088593
Dolomite	0,001037	184,4	1,10559	0,211414015	211,4140155
Huntite	0	353,05	1,10559	0	0
Sylvite	0	74,55	1,10559	0	0
Halite	0	58,44	1,10559	0	0

Tableau 7 : S 2: T = 60°C, P = 300 bar, Mix 30(l'eau de gisement) /70(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,00267	233,39	1,08032	0,673202812	673,2028124
Celestite	0	183,68	1,08032	0	0
Calcite	0,002257	100,09	1,08032	0,244047669	244,0476694
Dolomite	0,001164	184,4	1,08032	0,231881613	231,8816133
Huntite	0	353,05	1,08032	0	0
Sylvite	0	74,55	1,08032	0	0
Halite	0	58,44	1,08032	0	0

Tableau 8 : S 2: T = 60°C, P = 300 bar, Mix 20(l'eau de gisement) /80(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,001816	233,39	1,05403	0,446736112	446,736112
Celestite	0	183,68	1,05403	0	0
Calcite	0,00243	100,09	1,05403	0,256359806	256,3598064
Dolomite	0,00126	184,4	1,05403	0,244897546	244,8975463
Huntite	0	353,05	1,05403	0	0
Sylvite	0	74,55	1,05403	0	0
Halite	0	58,44	1,05403	0	0

Tableau 9 : S 2: T = 60°C, P = 300 bar, Mix 10(l'eau de gisement) /90(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,0009129	233,39	1,02649	0,218705736	218,7057363
Celestite	0	183,68	1,02649	0	0
Calcite	0,002483	100,09	1,02649	0,255106857	255,1068567
Dolomite	0,0013	184,4	1,02649	0,246070183	246,0701828
Huntite	0	353,05	1,02649	0	0
Sylvite	0	74,55	1,02649	0	0
Halite	0	58,44	1,02649	0	0

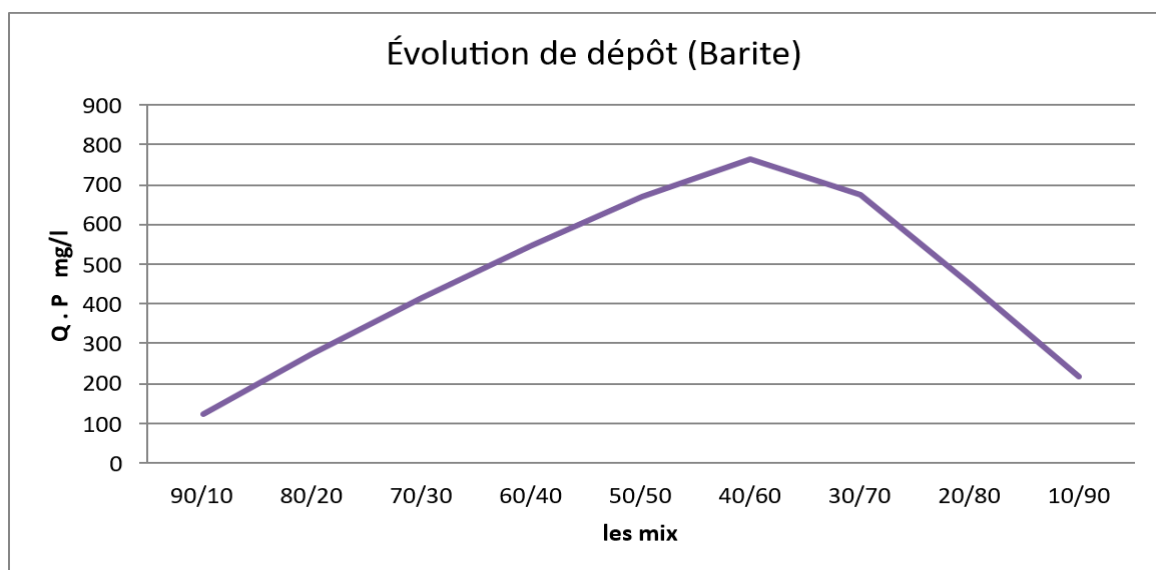
Tableau des quantités des minéraux précipités pour le scénario 2

Mix	Calcite	Q.P(mg/l) Barite	Q.P(mg/l) Dolomite
90/10	34,61326683	125,3739596	33,42337922
80/20	80,84795253	274,4263009	76,74899271
70/30	123,571164	414,3776668	116,8873191
60/40	162,0760773	546,1669433	153,1705083
50/50	195,6590148	668,006216	184,9444403
40/60	223,3088593	763,5215706	211,4140155
30/70	244,0476694	673,2028124	231,8816133
20/80	256,3598064	446,736112	244,8975463
10/90	255,1068567	218,7057363	246,0701828

Les minéraux précipités dans le scénario 2 sont la barite, la dolomite et la calcite

IV.3.3 Évolution des dépôts minéraux :

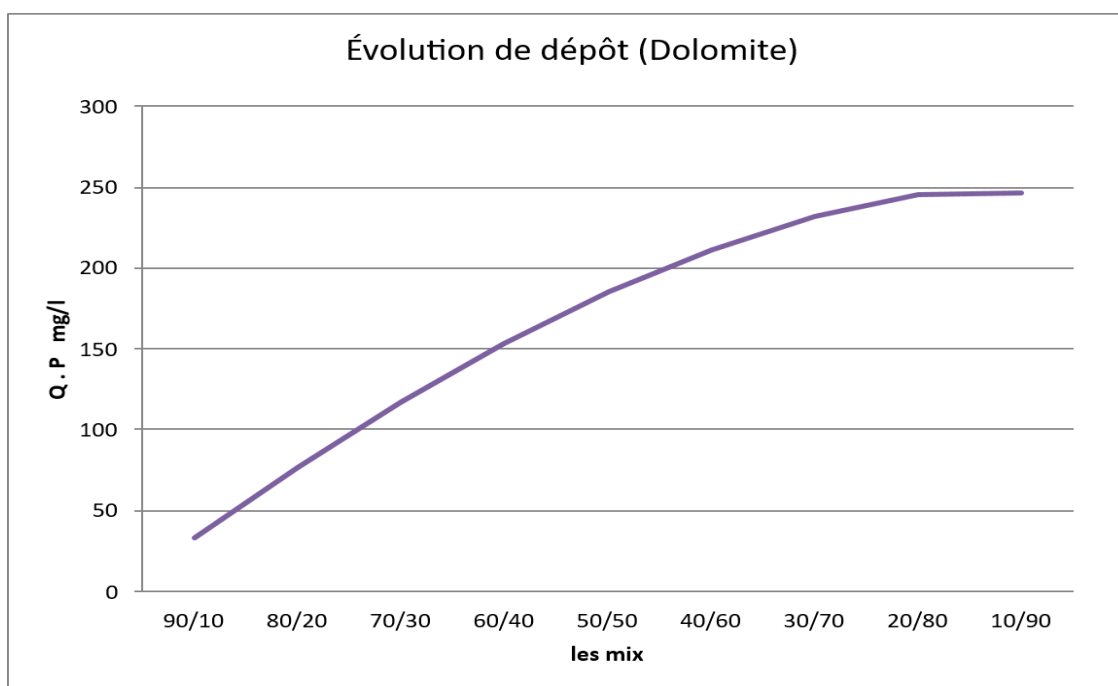
IV.3.3.1 Barite :



La courbe de la Barite suit une tendance similaire à celle observée dans le premier scénario. Les quantités précipitées augmentent progressivement jusqu'à atteindre un maximum d'environ 764 mg/L pour le mélange 40/60, puis diminuent progressivement au-delà de cette proportion.

Cette évolution est due à la combinaison des ions Ba^{2+} et SO_4^{2-} dans des proportions favorables à la sursaturation. Les résultats sont en accord avec les indices de saturation, qui deviennent rapidement positifs et atteignent environ $\text{SI} = 2,01$.

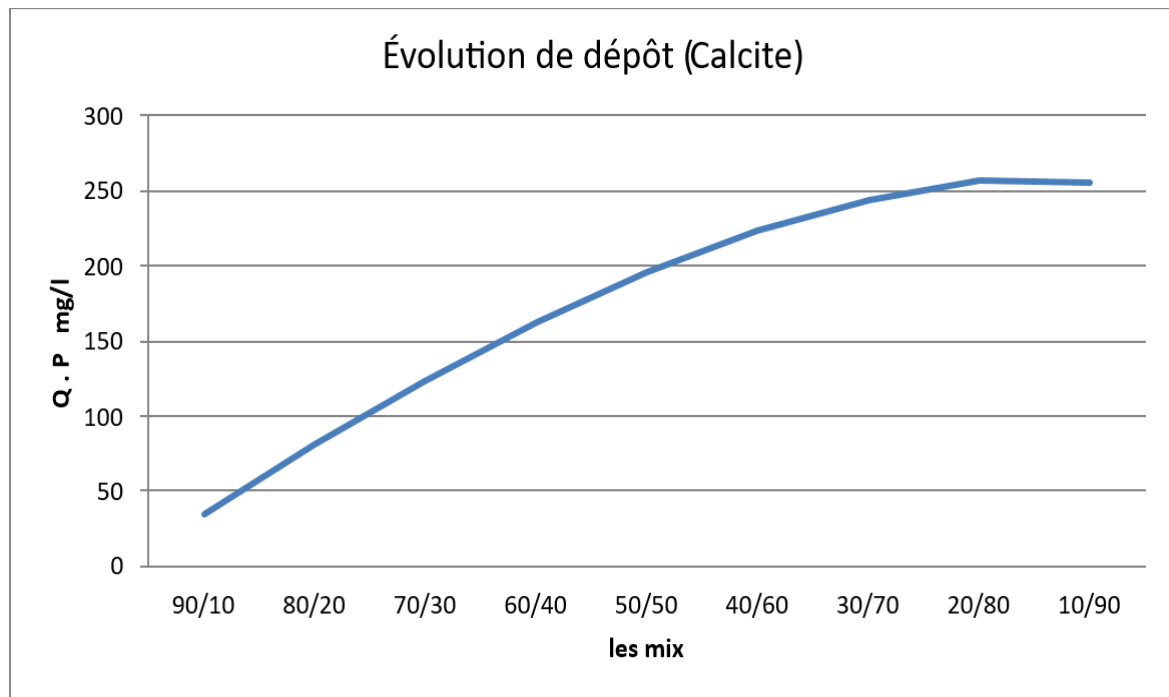
IV.3.3.2 Dolomite :



La courbe de la Dolomite montre également une augmentation progressive des quantités précipitées avec l'évolution du taux de mélange. Les valeurs augmentent de manière continue jusqu'à atteindre près de 246 mg/L.

La présence simultanée des ions Ca^{2+} , Mg^{2+} et CO_3^{2-} favorise la formation du dépôt tout au long de la simulation. Cette évolution reste cohérente avec des valeurs positives de l'indice de saturation, supérieures à $\text{SI} = 3$.

IV.3.3.3 Calcite :



La courbe de la Calcite montre une augmentation progressive des quantités précipitées depuis 34,61 mg/L pour le mélange 90/10 jusqu'à une valeur maximale d'environ 256,36 mg/L pour le mélange 20/80, correspondant au mélange critique. Au-delà de cette proportion, une légère diminution est observée.

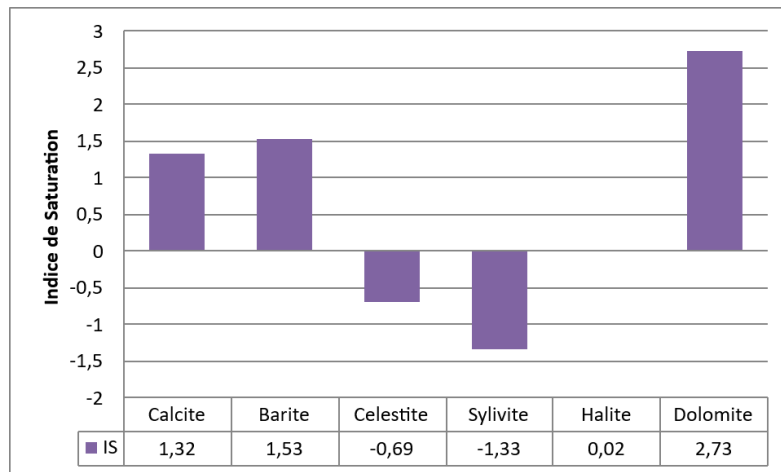
Cette évolution s'explique par l'interaction progressive entre les ions calcium (Ca^{2+}) et carbonate (CO_3^{2-}), dont les concentrations deviennent plus favorables à la formation de la Calcite avec l'augmentation de la proportion d'eau d'injection. Les résultats obtenus sont en accord avec les indices de saturation, qui restent positifs durant toute la simulation et atteignent environ $\text{SI} = 1,77$, confirmant la possibilité de précipitation de ce minéral.

IV.4 Troisième scénario

T = 25°C et P = 1 bar

IV.4.1 Analyse des indices de saturation :

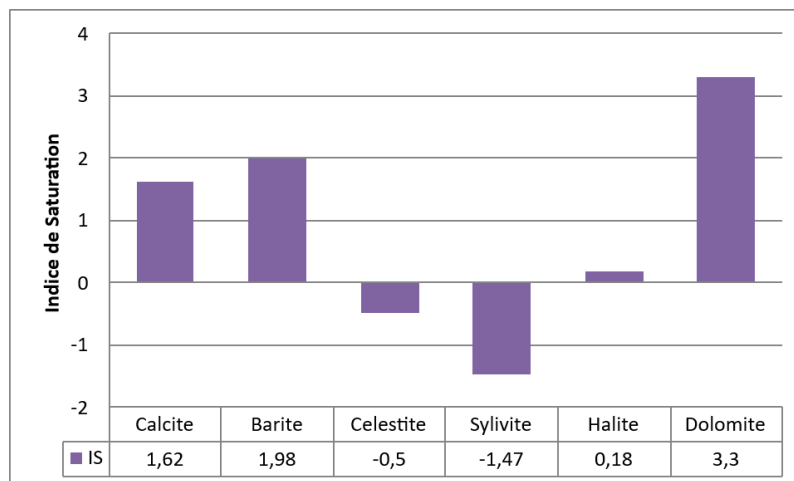
Mix 1 :90(l'ordovicien) /10(Albien)



Histogramme d'indice de saturation mix 1 (S3)

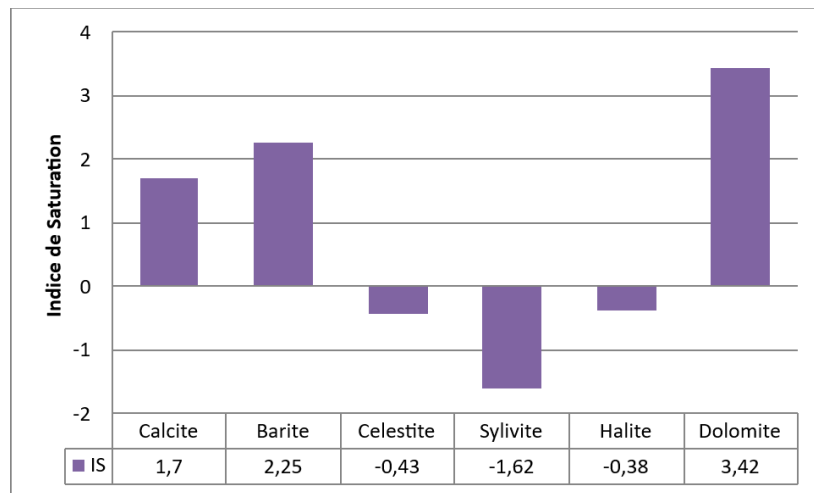
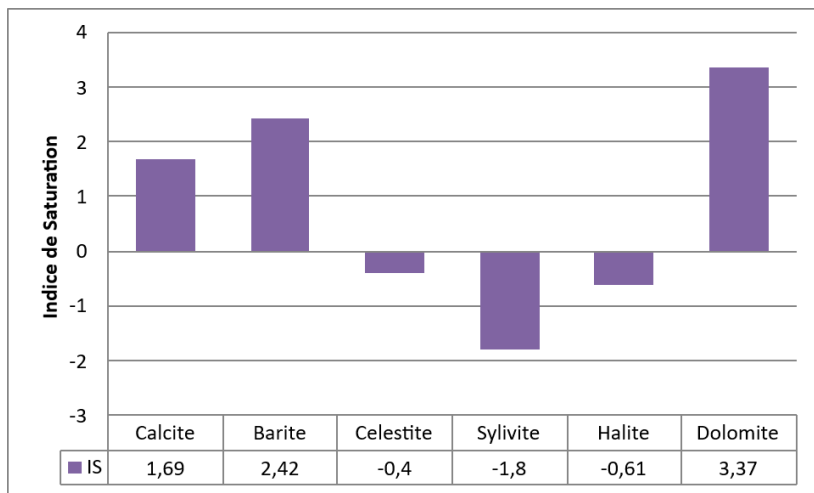
La dolomite est le minéral le plus fortement saturé et La barite est très élevée depuis le début du mélange. L'halite est très proche de l'équilibre

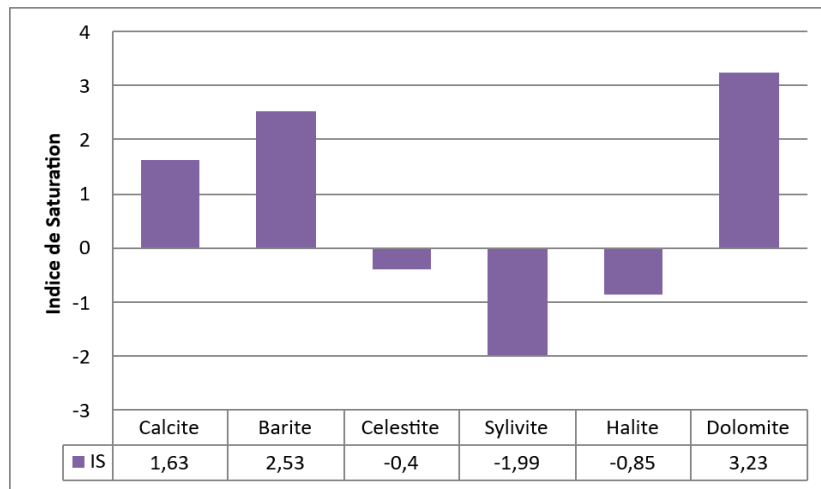
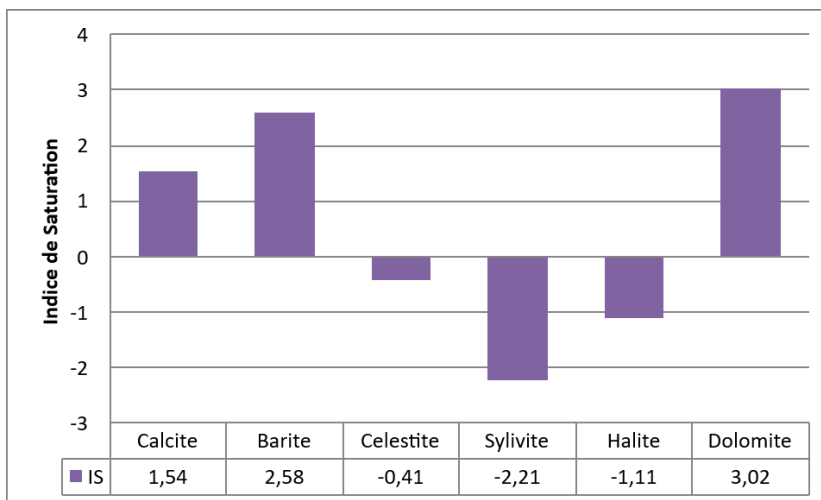
Mix2 :80(l'ordovicien) /20(Albien)



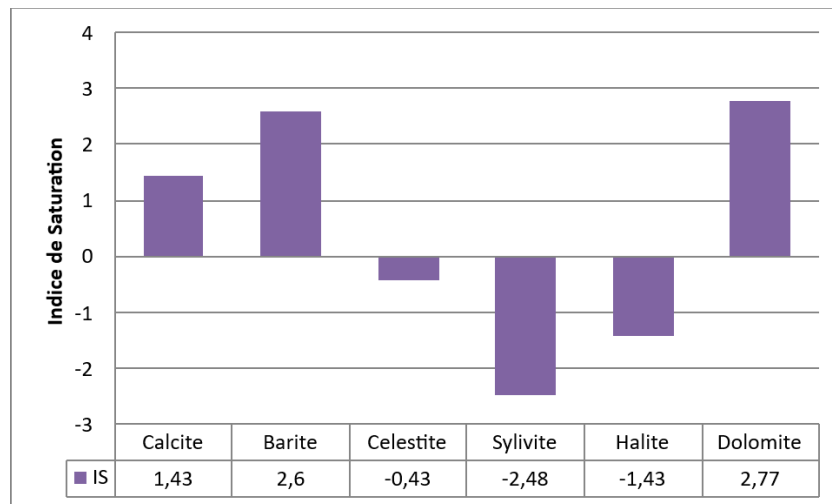
Histogramme d'indice de saturation mix 2 (S3)

Augmentation rapide de la barytine et aussi Augmentation de la saturation de la dolomite

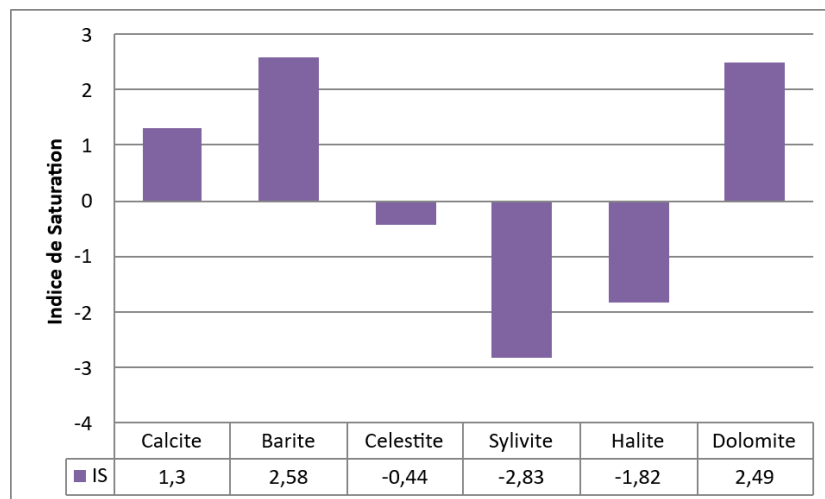
Mix 3 :70(l'ordovicien) /30(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 3 (S3)****Mix 4 :60(l'ordovicien) /40(Albien)****Histogramme d'indice de saturation mix 4 (S3)**

Mix5 :50(l'ordovicien) /50(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 5 (S3)****Mix6 :40(l'ordovicien) /60(Albien)****Histogramme d'indice de saturation mix 6 (S3)**

La Barite continue d'augmenter et atteint une valeur de saturation élevée et La Dolomite présente une légère diminution tout en restant sursaturée, La Calcite demeure en état de sursaturation

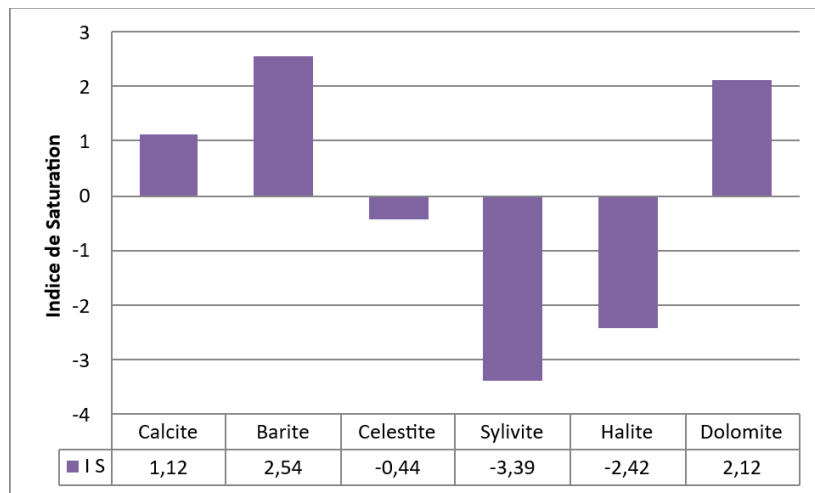
Mix 7 : 30(l'ordovicien) /70(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 7 (S3)**

La Barite atteint sa valeur maximale de saturation ($IS = 2,60$), La Calcite et la Dolomite montrent une légère diminution.

Mix 8 :20(l'ordovicien) /80(Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 8 (S3)**

La Barite demeure fortement sursaturée avec une légère baisse par rapport au mélange précédent, La Calcite et la Dolomite poursuivent leur diminution progressive tout en restant sursaturées

Les autres minéraux conservent des indices de saturation négatifs.

Mix 9 :10(l'ordovicien) /90 (Albien)**Histogramme d'indice de saturation mix 9 (S3)**

La Barite conserve un indice de saturation élevé malgré une légère diminution, La Calcite et la Dolomite restent sursaturées mais avec des valeurs inférieures à celles observées dans les mélanges intermédiaires.

Les minéraux Célestite, Sylvite et Halite demeurent sous-saturés et ne présentent pas de risque de précipitation.

IV.4.2 Résultats des quantités précipitées dans chaque mélange :**Tableau 1 : S 3: T = 25°C, P = 1 bar, Mix 90(l'eau de gisement) /10(l'eau d'injection)**

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,0005059	233,39	1,22548	0,144694876	144,6948758
Celestite	0	183,68	1,22548	0	0
Calcite	0	100,09	1,22548	0	0
Dolomite	0,0001426	184,4	1,22548	0,032224536	32,22453581
Huntite	0	353,05	1,22548	0	0
Sylvite	0	74,55	1,22548	0	0
Halite	0,07105	58,44	1,22548	5,088391488	5088,391488

Tableau 2 : S 3: T = 25°C, P = 1 bar, Mix 80(l'eau de gisement) /20(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,00103	233,39	1,20619	0,289958065	289,9580646
Celestite	0	183,68	1,20619	0	0
Calcite	0	100,09	1,20619	0	0
Dolomite	0,000334	184,4	1,20619	0,07428876	74,28875962
Huntite	0	353,05	1,20619	0	0
Sylvite	0	74,55	1,20619	0	0
Halite	0	58,44	1,20619	0	0

Tableau 3 : S 3: T = 25°C, P = 1 bar, Mix 70(l'eau de gisement) /30(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,001553	233,39	1,1841	0,429182575	429,1825747
Celestite	0	183,68	1,1841	0	0
Calcite	0	100,09	1,1841	0	0
Dolomite	0,0005148	184,4	1,1841	0,112405571	112,405571
Huntite	0	353,05	1,1841	0	0
Sylvite	0	74,55	1,1841	0	0
Halite	0	58,44	1,1841	0	0

Tableau 4 : S 3: T = 25°C, P = 1 bar, Mix 60(l'eau de gisement) /40(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,002074	233,39	1,16097	0,561968527	561,9685269
Celestite	0	183,68	1,16097	0	0
Calcite	0,001362	100,09	1,16097	0,158266426	158,2664257
Dolomite	0	184,4	1,16097	0	0
Huntite	0	353,05	1,16097	0	0
Sylvite	0	74,55	1,16097	0	0
Halite	0	58,44	1,16097	0	0

Tableau 5 : S 3: T = 25°C, P = 1 bar, Mix 50(l'eau de gisement) /50(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,00259	233,39	1,13678	0,687160888	687,1608881
Celestite	0	183,68	1,13678	0	0
Calcite	0,001662	100,09	1,13678	0,189102876	189,1028756
Dolomite	0	184,4	1,13678	0	0
Huntite	0	353,05	1,13678	0	0
Sylvite	0	74,55	1,13678	0	0
Halite	0	58,44	1,13678	0	0

Tableau 6 : S 3: T = 25°C, P = 1 bar, Mix 40(l'eau de gisement) /60(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,003081	233,39	1,11148	0,799237025	799,2370253
Celestite	0	183,68	1,11148	0	0
Calcite	0,001917	100,09	1,11148	0,21326248	213,2624796
Dolomite	0	184,4	1,11148	0	0
Huntite	0	353,05	1,11148	0	0
Sylvite	0	74,55	1,11148	0	0
Halite	0	58,44	1,11148	0	0

Tableau 7 : S 3: T = 25°C, P = 1 bar, Mix 30(l'eau de gisement) /70(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,002774	233,39	1,08518	0,702571424	702,5714244
Celestite	0	183,68	1,08518	0	0
Calcite	0,002112	100,09	1,08518	0,229396287	229,396287
Dolomite	0	184,4	1,08518	0	0
Huntite	0	353,05	1,08518	0	0
Sylvite	0	74,55	1,08518	0	0
Halite	0	58,44	1,08518	0	0

Tableau 8 : S 3: T = 25°C, P = 1 bar, Mix 20(l'eau de gisement) /80(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,001839	233,39	1,05776	0,453995045	453,9950452
Celestite	0	183,68	1,05776	0	0
Calcite	0,002227	100,09	1,05776	0,235775159	235,7751588
Dolomite	0	184,4	1,05776	0	0
Huntite	0	353,05	1,05776	0	0
Sylvite	0	74,55	1,05776	0	0
Halite	0	58,44	1,05776	0	0

Tableau 9 : S 3: T = 25°C, P = 1 bar, Mix 10(l'eau de gisement) /90(l'eau d'injection)

Minéral	Molalité Mol/kg	Masse molaire g/mol	Densité de l'eau g/Cm ³	Quantités précipitée g/L	Quantités précipitée mg/L
Barite	0,0009206	233,39	1,029	0,22108974	221,0897402
Celestite	0	183,68	1,029	0	0
Calcite	0,002202	100,09	1,029	0,226789727	226,7897272
Dolomite	0	184,4	1,029	0	0
Huntite	0	353,05	1,029	0	0
Sylvite	0	74,55	1,029	0	0
Halite	0	58,44	1,029	0	0

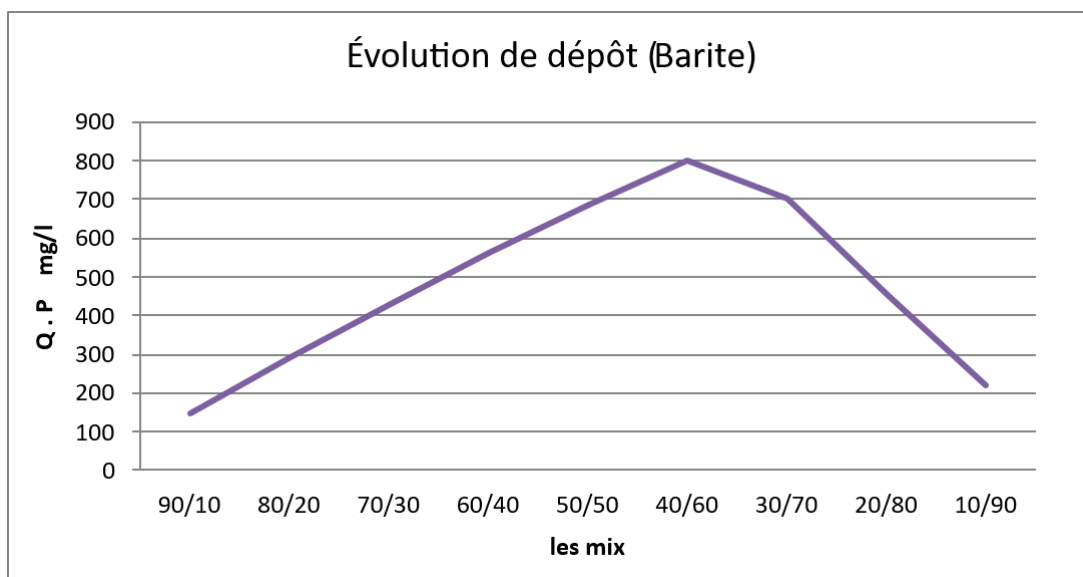
Tableau des quantités des minéraux précipités pour le scénario 3

mix	C.P(mg/l) Barite	Q.P(mg/l) Dolomite	Q.P(mg/l) Halite	Q.P(mg/l) calcite
90/10	144,6948758	32,22453581	5088,39149	0
80/20	289,9580646	74,28875962	0	0
70/30	429,1825747	112,405571	0	0
60/40	561,9685269	0	0	158,266426
50/50	687,1608881	0	0	189,102876
40/60	799,2370253	0	0	213,26248
30/70	702,5714244	0	0	229,396287
20/80	453,9950452	0	0	235,775159
10/90	221,0897402	0	0	226,789727

Les minéraux précipités dans le scénario 3 sont la barite, la dolomite, Halite et la calcite

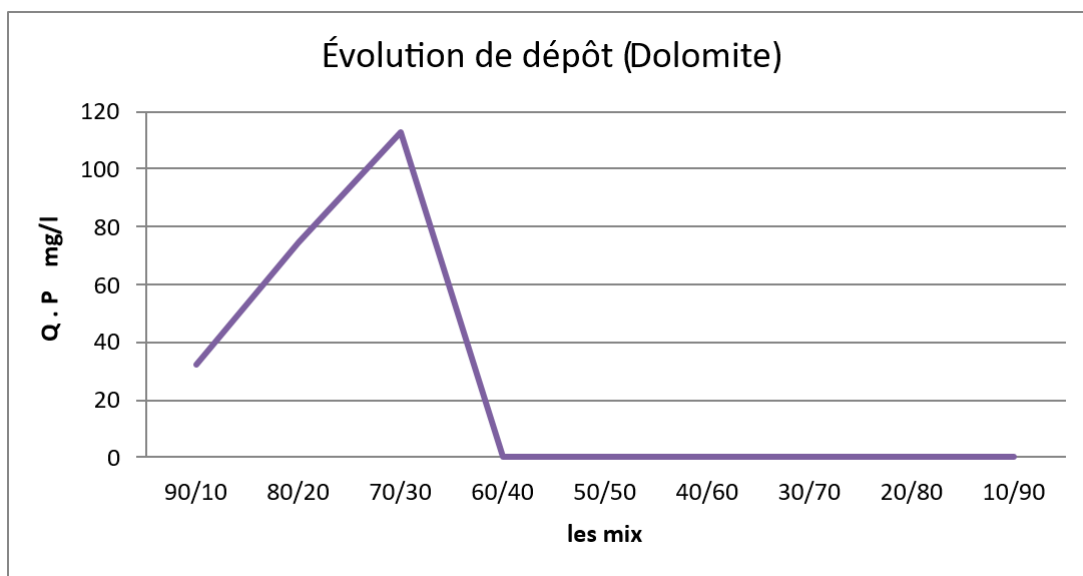
IV.4.3 Évolution des dépôts minéraux :

IV.4.3.1 Barite :



La courbe de la Barite présente les quantités précipitées les plus élevées de l'ensemble des scénarios. Les valeurs augmentent progressivement jusqu'à atteindre un maximum d'environ 799 mg/L pour le mélange 40/60, qui représente le mélange critique, avant de diminuer graduellement. Cette précipitation importante est liée à l'interaction optimale entre les ions Ba^{2+} et SO_4^{2-} dans les mélanges intermédiaires. Les indices de saturation confirment cette tendance avec des valeurs élevées atteignant environ $SI = 2,60$.

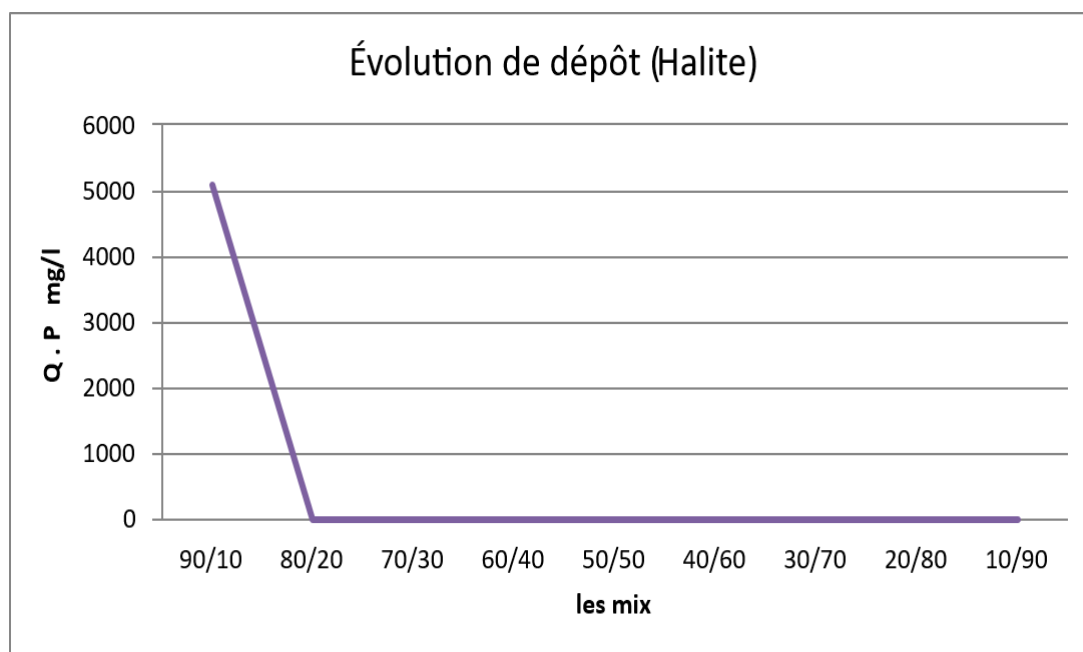
IV.4.3.2 Dolomite :



La courbe de la Dolomite révèle des quantités précipitées relativement faibles, limitées aux premiers mélanges. Les valeurs diminuent ensuite rapidement jusqu'à devenir nulles dans les mélanges suivants.

La précipitation résulte de la combinaison des ions Ca^{2+} , Mg^{2+} et CO_3^{2-} , mais leur interaction devient progressivement moins favorable au cours du mélange. Cette évolution reste néanmoins compatible avec des indices de saturation positifs, supérieurs à $\text{SI} = 2,70$.

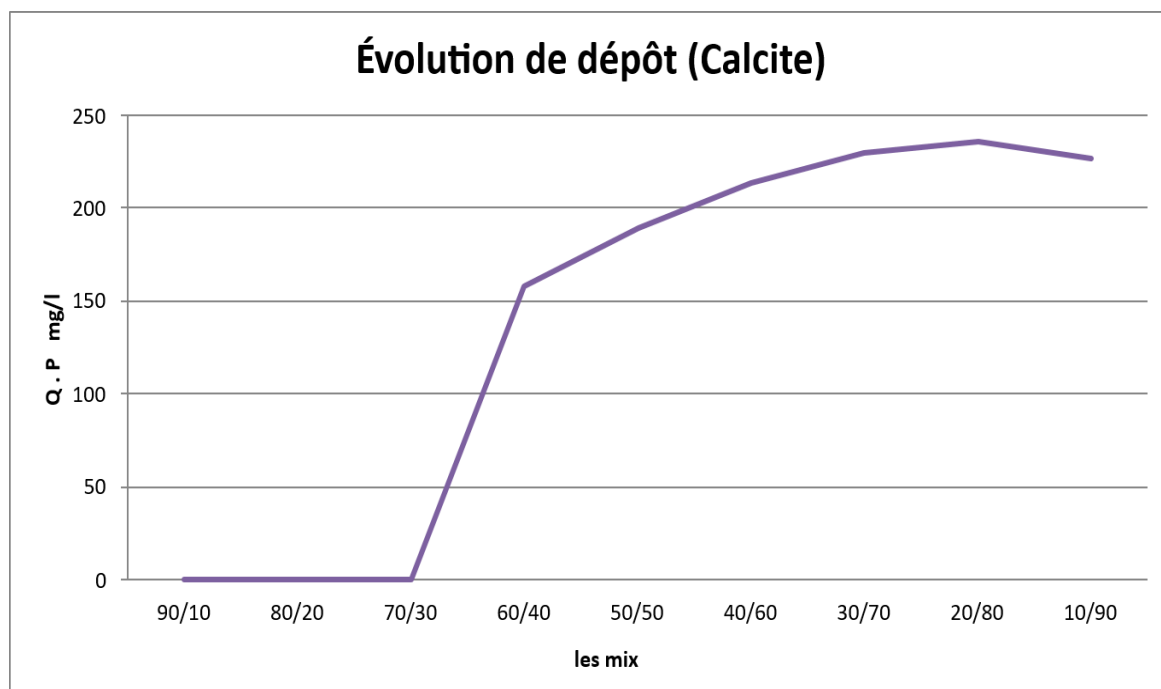
IV.4.3.3 l'Halite :



La courbe de l'Halite se distingue par une précipitation observée uniquement pour le mélange 90/10, avec une quantité très importante dépassant 5000 mg/L. Pour les autres mélanges, aucune précipitation significative n'est enregistrée.

Cette précipitation résulte de l'association des ions sodium (Na^+) et chlorure (Cl^-), présents à des concentrations élevées dans ce mélange. Ce comportement est cohérent avec un indice de saturation très proche de l'équilibre ($\text{SI} \approx 0,02$).

IV.4.3.4 Calcite :



La courbe de la Calcite montre une augmentation progressive des quantités précipitées après son apparition dans les mélanges intermédiaires. La quantité maximale, d'environ 236 mg/L, est atteinte pour le mélange 20/80, correspondant au mélange critique de ce minéral.

Cette évolution est liée à l'association des ions calcium (Ca^{2+}) et carbonate (CO_3^{2-}), favorisant la formation du carbonate de calcium. Les indices de saturation demeurent positifs durant la simulation, avec des valeurs proches de $\text{SI} = 1,90$.

IV.5 Comparaison de la précipitation des minéraux :

IV.5.1 Barite:

La comparaison des trois scénarios montre que les quantités de Barite précipitées augmentent lorsque la température et la pression diminuent. Les valeurs maximales passent d'environ 642 mg/L dans le S 1 (120°C ; 300 bar) à 764 mg/L dans le S 2 (60°C ; 300 bar), puis atteignent près de 799 mg/L dans le S 3 (25°C ; 1 bar).

Cette évolution est liée à la diminution de la solubilité de la Barite lorsque la température baisse. Dans ces conditions, la solution atteint plus facilement l'état de sursaturation, ce qui favorise la précipitation du sulfate de baryum (BaSO_4). Ainsi, le S 3 représente le cas le plus critique pour la formation des dépôts de Barite.

IV.5.2 Dolomite :

Les résultats montrent que la Dolomite présente les quantités précipitées les plus importantes dans le premier scénario. La quantité maximale atteint environ 321 mg/L à 120°C, contre 246 mg/L à 60°C. Dans le troisième scénario, la précipitation de la Dolomite devient beaucoup plus faible et disparaît même dans plusieurs mélanges.

Ce comportement indique que les conditions de température et de pression élevées favorisent davantage la formation de la Dolomite. La diminution de ces paramètres réduit progressivement la stabilité de ce carbonate double, ce qui limite sa précipitation dans les conditions proches de la surface.

IV.5.3 Calcite :

La Calcite est observée dans les trois scénarios, mais les quantités précipitées diffèrent selon les conditions thermodynamiques. Les valeurs maximales atteignent environ 331 mg/L dans le premier scénario, 256 mg/L dans le S 2 et 236 mg/L dans le troisième scénario.

Cette évolution suggère que la Calcite présente une précipitation plus importante dans les conditions de température et de pression élevées. Lorsque la température et la pression diminuent, l'équilibre géochimique du système est modifié, ce qui entraîne une réduction progressive des quantités déposées.

IV.5.4 l'Halite :

La précipitation de l'Halite n'est observée que dans le S 3 (25°C ; 1 bar), où une quantité importante est enregistrée pour le mélange 90/10. En revanche, aucune précipitation n'apparaît dans les deux premiers scénarios.

Cette différence peut être expliquée par l'effet combiné de la température et de la pression sur l'état de saturation de la solution. Dans les conditions du troisième scénario, les concentrations élevées des ions sodium (Na^+) et chlorure (Cl^-) des eaux de formation ont favorisé au début de l'injection la précipitation de l'Halite, et en augmentant les volumes des eaux albiennes injectées, le mélange devient progressivement moins saturé vis-à-vis de l'Halite. À l'inverse, dans les scénarios à pression et température plus élevées, la solution demeure sous-saturée, ce qui empêche la formation de dépôts de NaCl.

IV.6 Conclusion :

La comparaison des trois scénarios met en évidence l'influence importante de la température et de la pression sur la formation des dépôts minéraux. La diminution de ces paramètres favorise la précipitation de la Barite, tandis que la Dolomite et la Calcite présentent des quantités plus importantes dans les conditions du réservoir. Parmi tous les minéraux étudiés, la Barite constitue le dépôt le plus critique en raison des quantités précipitées élevées observées dans l'ensemble des scénarios, particulièrement dans les conditions de faible température et de faible pression.

Conclusion générale

Conclusion générale :

Cette étude a permis d'évaluer, à l'aide du logiciel PHREEQC, les risques de formation de dépôts minéraux lors du mélange de l'eau injectée de l'Albien avec l'eau de formation (l'ordovicien) du champ de Haoud Berkaoui sous différentes conditions de température et de pression.

Les résultats montrent que la Barite constitue le dépôt le plus important, avec des quantités maximales passant d'environ 642 mg/L à 120°C et 300 bar à près de 799 mg/L à 25°C et 1 bar. Cette évolution indique que la diminution de la température et de la pression favorise sa précipitation. La Calcite et la Dolomite présentent, quant à elles, des quantités plus élevées dans les conditions de réservoir, atteignant respectivement environ 331 mg/L et 321 mg/L dans le premier scénario.

L'Halite n'a été observée que dans le troisième scénario, correspondant aux conditions superficielles, ce qui traduit un risque localisé de dépôts salins après la remontée des fluides vers la surface.

Grâce à cette étude, il a été possible d'identifier les minéraux susceptibles de précipiter lors des opérations d'injection d'eau et d'évaluer leur comportement dans différentes conditions thermodynamiques. Les simulations réalisées ont notamment permis de mieux comprendre les risques de formation des dépôts minéraux dans les conditions profondes du réservoir, caractérisées par des températures et des pressions élevées, ainsi que l'évolution de ces risques lors de la remontée des fluides vers la surface.

Cette étude confirme ainsi l'intérêt de la simulation géochimique comme outil d'aide à la prévision des phénomènes d'entartrage et à l'optimisation de la gestion des opérations d'injection d'eau dans les champs pétroliers de Haoud Berkaoui.

Recommandations

Réaliser des analyses physico-chimiques régulières des eaux d'injection et des eaux de formation afin de suivre l'évolution de leur composition et de détecter précocement les risques de précipitation minérale.

Effectuer systématiquement des simulations géochimiques avant toute modification des conditions d'injection (débit, qualité de l'eau ou source d'approvisionnement) afin d'évaluer les risques potentiels de formation de dépôts.

Accorder une attention particulière à la Barite, identifiée comme le minéral présentant les quantités de précipitation les plus importantes dans les différents scénarios étudiés.

Mettre en place un programme de surveillance et de contrôle des dépôts minéraux dans les puits et les installations de production afin de limiter les problèmes d'entartrage.

Conclusion générale

Étudier l'efficacité de l'utilisation d'inhibiteurs de dépôts (scale inhibitors) pour réduire la formation de la Barite, de la Calcite et de la Dolomite lors des opérations d'injection d'eau

Développer des modèles géochimiques plus détaillés couplant les phénomènes d'écoulement et les réactions chimiques afin d'améliorer la prévision du comportement des dépôts minéraux dans le réservoir.

Bibliographie.

- [1] Fichiers « généralité de région de Berkaoui » obtenu à Sonatrach DP.
- [2] A BOUTELLI, H MESSAOUDI, Optimisation du système de dessalage d'un puits en modélisant les conditions de dépôt de sel, en utilisant les données de jaugeages et les contrôles Wire Line, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017
- [3] A MEBROUKI, S MEZZAR, M OULD HABIBOULLAH, Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétroliers du champ de Haoud Berkaoui, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2013
- [4] B NOUREDDINE, B AZZEDDINE, L'incorporation de l'external Casing Packer dans la phase 13 3/8" à Haoud Berkaoui (Cas du puits OKJ-22, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017
- [5] HOUARI Idir Menad, CONTRIBUTION A L'ETUDE DE L'EVOLUTION GEOCHIMIQUE DES EAUX DE LA NAPPE DU COMPLEXE TERMINAL DU SAHARA SEPTENTRIONAL, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2012
- [6] S BEN ABDALLAH, A SANDALI, Etude de l'injection d'eau et son effet sur la production dans le champ Ourhoud (Hassi Berkine), Université Kasdi Merbah Ouargla, 2020
- [7] TOTAL Exploration & Production, Le Process : Injection d'eau, Manuel de formation, Cours EXP-PR-PR150-FR, Révision 0.2, dernière révision : 07/06/2007
- [8] Gouget, Duga, Manuel de traitement des eaux d'injection, Ed Technip, 1973.
ISBN
2710802228.Books.google.com.
- [9] M Bilal, O Mohammed, G Fares, Impacte de dépôt sur la production de la région HMD : Les cas des puits RDC9 et MDZ625 (Champ de Hassi-Massoud), Université Kasdi Merbah Ouargla ,2018
- [10] IDIR, Houari Menad. Hydrogéologie. Polycopié de cours, 2ème année Master, Université de Kasdi Merbah Ouargla, Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers, Département de e science de la terre et de l'univers, 2025/2026.
- [11] Y BENZID, I BEDDIAF, KH ARBI, Apports du logiciel PHREEQC à la prédiction de l'effet de l'injection d'eau sur les qualités réservoirs du Cambro-Ordovicien du champ De Hassi Guettar, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2024

الملخص :

تتناول هذه الدراسة المحاكاة الجيوكيميائية لعملية حقن المياه في الحقول البترولية بحوض بركاوي باستعمال برنامج فريكسي، يهدف هذا العمل إلى دراسة التفاعلات بين المياه المحقونة (مياه الألبان) ومياه المكمن وتقييم مخاطر تشكل الترسبات المعدنية الناتجة عن عملية الخلط. تم إنجاز المحاكاة تحت ثلاث حالات مختلفة من الضغط ودرجة الحرارة لدراسة تأثير الظروف الترموديناميكية على ترسب المعادن. أظهرت النتائج أن معدن البارييت يمثل الخطر الأكبر لتشكل الترسبات، خاصة في الظروف السطحية، بينما يزداد ترسب الكالسيت والدولوميت في ظروف المكمن. تؤكد هذه الدراسة أهمية المحاكاة الجيوكيميائية في التنبؤ بمشكلات الترسيب المعدني والمساهمة في تحسين عمليات حقن المياه في الحقول البترولية.

الكلمات المفتاحية: محاكاة جيوكيميائية، حقن المياه، رواسب صلبة، حوض بركاوي

Résumé :

Cette étude porte sur la simulation géochimique de l'injection d'eau dans les champs pétroliers de Haoud Berkaoui à l'aide du logiciel PHREEQC. L'objectif est d'évaluer les interactions entre l'eau injectée (Albien) et l'eau de formation ainsi que les risques de précipitation des minéraux susceptibles de former des dépôts solides. Les résultats montrent que la Barite représente le principal risque d'entartrage, particulièrement dans les conditions de surface, tandis que la Calcite et la Dolomite précipitent davantage dans les conditions du réservoir. Cette étude confirme l'intérêt de la simulation géochimique pour la prévision et la gestion des phénomènes de dépôt dans les opérations d'injection d'eau.

Mots-clés : Simulation géochimique, injection d'eau, dépôts solides, Haoud Berkaoui

Abstract:

This study focuses on the geochemical simulation of a water injection operation in the Haoud Berkaoui oil fields using the PHREEQC software. The main objective is to evaluate the interactions between injected water (Albian water) and formation water, as well as the risk of mineral scale formation. Three temperature and pressure scenarios were simulated to assess the influence of thermodynamic conditions on mineral precipitation. The results indicate that Barite represents the major scaling risk, especially under surface conditions, whereas Calcite and Dolomite precipitate preferentially under reservoir conditions. The study highlights the importance of geochemical simulation as a predictive tool for managing scale formation and optimizing water injection operations.

Keywords: Water Injection, Geochemical Simulation, Scale deposits, Haoud Berkaoui.