

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement supérieur et de la recherche scientifique

N° Série :/2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnelle

Présenté par :

BENMEZIANE Takfarinas, CHETITAH Mohammed Amine

-THÈME-

Géochimie et Minéralogie des eaux de gisement et leur impact sur la production dans les zones de HMD (étude de cas)

Soutenue le 11/06/2024

Présidente : KORAICHI Asma

MAA Univ. K.M Ouargla

Examineur: SID ROUHOU Hadj Mohamed

MAA Univ. K.M Ouargla

Encadreur: KHEBBAZ Mohammed El-Ghali

MAA Univ. K.M Ouargla

Année universitaire 2023/2024

Remerciements



Tout d'abord, nous exprimons notre gratitude envers Allah le tout-puissant pour nous avoir donné la force et la volonté nécessaires pour accomplir ce travail.

*Nous souhaitons exprimer notre profond respect et notre gratitude envers notre encadrant **M. KHEBBAZ Mohammed El-Ghali** pour ses conseils, ses remarques et pour le temps qu'il nous a accordé tout au long de cette période.*

*Nous exprimons notre profonde gratitude envers les membres du jury, **M. SID ROUHOU Hadj Mohamed et Mme. KORAICHI Asma**, d'avoir accepté d'examiner et d'évaluer ce travail.*

Nous souhaitons aussi exprimer notre gratitude envers tous nos enseignants du département de Production des hydrocarbures qui nous ont offert une formation solide en ingénierie pétrolière.

Nous souhaitons profiter de cette opportunité pour exprimer notre sincère gratitude envers nos familles et nos amis, qui, grâce à leurs encouragements, nous ont permis de surmonter tous les défis.

Enfin, nous exprimons notre gratitude envers tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Takfarinas et Mohammed Amine

Dédicaces



*À mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien,
Leur prière tout au long de mes études
À ma chère sœur et à mes chers frères, pour leurs encouragements permanents, et leur soutien
moral.*

*À tous mes amis, Mami, Nadir, Lounnes, Djamel, Massi, Syphax, Walid
À tous mes amis de Passion Bilichie
Et à tous ceux dont je n'ai pas cité le nom.
Merci d'être toujours là pour moi.*

BENMEZIANE Takfarinas

*Je remercie Allah le tout puissant qui m'a donné la volonté et le courage d'entamer ce
travail.
Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :
À ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier
pour moi.
À mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien et son sacrifice afin que rien
n'entrave le déroulement de mes études.
À toute ma famille.
À tous mes amis et mon nièce Yakoub.
À tous ceux que j'aime et je respecte*

CHETITAH Mohammed Amine

ملخص

حقول نفط حاسي مسعود هو أهم حقول نفطي في الجزائر وعلى الصعيد العالمي. هذا الخزان عبارة عن تكوينات صخرية قابلة للاختراق. كما تحتوي مياهه (سومير) تركيبة جيوكيميائية معقدة وذات تركيز عالي بالشوارد الغالبة (Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-}). بالإضافة إلى ذلك، يعاني الحقل بأكمله من مشكلة الضغط المنخفض، لذا تقوم سوناطراك ب ضخ المياه للحفاظ على القدرة الانتاجية للحقل الا ان هذا الحل له تاثيرات جانبية تتمثل في تشكل ترسبات لأملاح تسبب مشاكل في انتاج النفط ومن أشهرها كبريتات الباريوم (BaSO_4) لذا اجريت تحاليل لمياه الخزان ومياه الحقن بهدف معرفة التركيز الدقيق للشوارد الموجودة فيهما والنتائج المتحصل عليها اجريت لها محاكاة مع برنامج PHREEQC الذي بين انه كلما زادت كمية الماء المحقون زادت معه نسبة تشكل كبريتات الباريوم (BaSO_4) والانواع الاخرى من الاملاح (السيليسيت، الجبس والهاليت) والحل لهذه المشكلة هو إضافة مادة كيميائية AD32 (مثبطة) مع ماء الحقن لتجنب تكوين كبريتات الباريوم والاملاح الاخرى.

الكلمات المفتاحية: PHREEQC, AD32, السيليسيت، الجبس، الهاليت، كبريتات الباريوم، سومير .

Résumé

Le gisement pétrolier de « Hassi Messaoud » est le gisement le plus important d'Algérie et au niveau du monde. Ce réservoir est des formations rocheuses perméables. Leur saumure contient également une composition géochimique complexe avec une forte concentration d'éléments majeurs (Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-}). De plus, tout le champ souffre du problème de basse pression, c'est pour ça que Sonatrach utilisait la solution de l'injection d'eau pour augmenter la capacité de production du champ, mais cette solution a des effets secondaires, représentés par la formation de dépôts de sel qui causent des problèmes dans la production pétrolière, dont le plus connu est le sulfate de baryum (BaSO_4). Des analyses ont donc été réalisées sur l'eau du réservoir et l'eau d'injection dans le but de connaître la concentration exacte des électrolytes présents dans ceux-ci, et les résultats obtenus ont été simulés avec le programme PHREEQC, qui a montré que plus la quantité d'eau d'injection était grande, plus le taux de formation de sulfate de baryum (BaSO_4) et d'autres types de sels (célestite, gypse et halite) augmentait. La solution à ce problème est d'ajouter un produit chimique (inhibiteur) AD32 avec l'eau d'injection pour éviter la formation de sulfate de baryum et les autres sels.

Mots clés : PHREEQC, AD32, célestite, gypse, halite, sulfate de baryum, saumure.

Abstract

The oil field of «Hassi Messaoud» is the most important deposit in Algeria and worldwide. This reservoir is permeable rock formations. Their brine also contains a complex geochemical composition with a high concentration of major elements (Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-}). In addition, the whole field suffers from the problem of low pressure, which is why Sonatrach used the solution of water injection to increase the production capacity of the field, but this solution has side effects, represented by the formation of salt deposits that cause problems in oil production, the best known of which is barium sulfate (BaSO_4). Analyses were therefore carried out on the tank water and the injection water in order to know the exact concentration of electrolytes present in them, and the results obtained were simulated with the PHREEQC program, which showed that the greater the amount of injection water, the higher the rate of formation of barium sulfate (BaSO_4) and other types of salts (celestite, gypsum and halite) increased. The solution to this problem is to add a chemical (inhibitor) AD32 with the injection water to prevent the formation of barium sulfate and other salts.

Key words: PHREEQC, AD32, celestite, gypsum, halite, barium sulfate, summary.

Table des Matières

Remerciements	I
Dédicaces	II
Résumé	III
Table des Matières	V
Liste des Figures :.....	IX
Liste des Tableaux.....	X
Liste des abréviations.....	XI
Introduction générale.....	1

Chapitre I : Généralité sur le champ HMD

I.1- Historique du champ de « Hassi Messaoud » :.....	4
I.2- Zonation de champ et numérotation des puits :.....	4
I.2.1- Champ Nord :	5
I.2.2- Champ Sud :	5
I.3- Situation géographique :.....	5
I.4- Situation géologique :	6
I.5- Description lithologique :	7
I.6- Les eaux dans les champs pétroliers :	9
I.6.1- Eau d'injection (water flood):	9
I.6.2- L'eau de lavage :	9
I.6.3- L'eau de maintien de pression :	9
I.6.4- Eau de gisement :	10
I.7- Développement de gisement et problèmes d'exploitation :	10
I.7.1- Production :	10
I.7.2- Liaison couche trou :	10
I.7.3- Maintien de pression :	11
I.7.4- Problèmes d'exploitation :	11

Chapitre II : Les eaux de gisement au champ de HMD

II.1- Définition des eaux de gisement :	13
II.2- Les sources des eaux de gisement :	13
II.2.1- Eaux de formation :	13
II.2.2- Eaux interstitielles :	13

II.2.3- Eaux connées :	13
II.2.4- Eaux de condensation :	13
II.2.5- Eaux de gisement :	14
II.3- Les ions présents dans les eaux de gisement :	14
II.3.1- Chlorure (Cl^-) :	14
II.3.2- Sodium (Na^+) :	14
II.3.3- Magnésium (Mg^{2+}) :	14
II.3.4- Baryum (Ba^{2+}) et Strontium (Sr^{2+}) :	14
II.3.5- Sulfates (SO_4^{2-}) :	15
II.3.6- Fer (Fe) :	15
II.3.7- Calcium (Ca^{2+}) :	15
II.4- L'effet des ions présents dans les eaux de gisement sur la qualité de l'eau :	15
II.4.1- Formation de dépôts :	15
II.4.2- Problèmes d'incompatibilité :	15
II.4.3- Qualité de l'eau :	16
II.5- Comment les eaux de gisement sont-elles utilisées dans l'industrie pétrolière :	16
II.6- Les eaux de gisement au champ de HMD :	16
II.7- La profondeur des eaux de gisement au champ de HMD :	17
II.8- La composition des eaux de gisement au champ de HMD :	18
II.9- Les paramètres physico-chimiques de l'eau souterraine dans la région de HMD :	18
II.9.1- La température :	18
II.9.2- Le pH :	18
II.9.3- La minéralisation et la conductivité :	19
II.9.4- La dureté :	19
II.9.5- Les faciès chimiques :	19
II.10- Les différents dépôts rencontrés dans le champ pétrolier HMD :.....	20
II.10.1- Dépôts minéraux :	20
II.10.1.1- NaCl (chlorure de sodium) :	20
II.10.1.2- CaCO_3 (carbonates de calcium) :	21
II.10.1.3- Sulfates:	21
II.11- Solubilité des dépôts de sels :	24

Chapitre III : Matériels et méthodes

III.1- Introduction :	28
III.2- Échantillonnage :	28
III.3- Transport et conservation au laboratoire :	28
III.4- Méthode d'analyse :	29
III.4.1- La température :	29
III.4.2- La salinité :	29
III.4.3- La teneur d'huile dans l'eau :	30
III.4.4- La conductivité :	32
III.4.5- pH :	32
III.4.6- Analyses des éléments chimiques (cation et anion) :	33
III.5- Méthode d'analyse d'un dépôt :	34
III.5.1- Analyse qualitative :	34
III.5.2- Analyse quantitative :	35
III.6- Logiciels et programmes utilisés :	35
III.6.1- « Excel » :	35
III.6.2- Logiciel « DIAGRAMME » :	36
III.6.3- Logiciel PHREEQC :	36
III.7- Les matériaux et les méthodes pour éliminer les sels des eaux de gisement :	36
III.7.1- La filtration :	36
III.7.2- Décantation :	37
III.7.3- Utilisation d'inhibiteurs de dépôt inorganiques :	37
III.7.3.1- Choix des inhibiteurs de dépôts :	37
III.7.3.2- Avantages des inhibiteurs de dépôts :	38
III.8- Les risques liés à la présence de sels dans les eaux de gisement :	38
III.9- Conclusion :	39

Chapitre IV : Etude de cas

IV.1- Introduction :	41
IV.2- Fonctionnement du logiciel :	41
IV.3- Description du logiciel PHREEQC :	42
IV.4- Les indicateurs calculés par PHREEQC :	43
IV.5- Présentation de logiciel :	44

IV.6- Résultats de la simulation :	48
IV.6.1- Simulation de l'eau du gisement de Cambrienne :	48
IV.6.2- Simulation de l'eau d'injection Albien :	49
IV.6.3- Interaction des eaux d'injection avec les eaux des gisements :	50
IV.7- Discussion de la simulation :	52
Conclusion générale	54
Bibliographie	56

Liste des Figures :

Fig.I.1: Carte des zones du champ de « Hassi Messaoud ». (Document Sonatrach 2008).....	4
Fig.I.2: Situation géographique du champ de HMD.....	6
Fig.I.3: Situation géologique du champ de HMD.....	6
Fig.I.4: Colonne stratigraphique du champ de HMD (Sonatrach/DP, 2005)	8
Fig.II.1: Situation géographique du champ de HMD (WEC, 2007).....	17
Fig.II.2: La série stratigraphique à la verticale du gisement de HMD.....	17
Fig.II.3 : Chlorure de sodium (NaCl).....	20
Fig.II.4: Carbonate de calcium (CaCO ₃).....	21
Fig.II.5: Dépôt de sel contenant le SrSO ₄	21
Fig.II.6: Dépôt de sel contient le CaSO ₄	22
Fig.II.7: dépôt de sel contenant le BaSO ₄	23
Fig.III.1: Bouteille d'échantillonnage.....	28
Fig.III.2: Point de prise d'échantillonnage.....	29
Fig.III.3: Dosimat Metrohm-plus 865/876.....	30
Fig.III.4: Système d'analyse de teneur en huile, HORIBA OCMA-310.....	31
Fig.III.5: Principe de séparation d'huile à l'eau.	31
Fig.III.6: Conductimètre Inolab-Cond720.	32
Fig.III.7: pH mètre Inolab 730.	33
Fig.III.8: Spectrophotomètre	34

Liste des Tableaux

Tab.II. 1: Solubilité de quelques fréquents dépôts à HMD.	25
Tab.II.2: les dépôts minéraux qui peuvent être solubles dans l'eau comme suit.	25
Tab.II.3: Nomenclature des dépôts des sels aux champs pétroliers.	26
Tab.IV.1: la composition chimique d'eau du gisement de cambrien :	48
Tab.IV.2: Tableau de molalité	49
Tab.IV.3: Indices de saturation des sels composés.....	49
Tab.IV.4: La composition chimique d'eau d'injection Albien	49
Tab.IV.5: Tableau de molalité	50
Tab.IV. 6: Indices de saturation des sels composés.....	50
Tab.IV.7: Tableau de molalité	50
Tab.IV.8: Indices de saturation des sels composés.....	51
Tab.IV.9: Tableau de molalité.....	51
Tab.IV.10: Indices de saturation des sels composés.....	52

Liste des abréviations

Abréviation	Définition
HMD	Hassi Messaoud
C.F.P.A	La compagnie française du pétrole algérien
NaCl	Chlorure de sodium
CaCO₃	Carbonates de calcium
SrSO₄	Sulfate de strontium
CaSO₄	Sulfate de calcium
BaSO₄	Sulfate de baryum
S	Une grandeur physique de la solubilité (exprimé en grammes par litre)
SI	Indice de saturation (exprimé en pourcentage %)
K	Perméabilité (exprimé en Darcy)

Introduction générale

Introduction Générale

Le champ pétrolier de « Hassi Messaoud » est le plus important d'Algérie et l'un des plus importants au niveau mondial. Il est représenté par un grand dôme anticlinal, de la province triasique, d'une superficie de 4200 km². Dans les sous-sols, les réserves pétrolières sont enfermées dans des formations rocheuses et poreuses, avec un sol semi-perméable dans la région pétrolifère de HMD (sud de l'Algérie). Les divers fluides tels que les hydrocarbures gazeux et liquides, ainsi que l'eau de formation, sont enfermés à des températures et pression élevées. À sa sortie des puits, le liquide est constitué de trois fractions (mélange tri-phasique) : l'huile, le gaz et l'eau également.

Les eaux du gisement à HMD présentent une composition géochimique complexe, influencée par divers facteurs tels que la diagenèse des formations gréseuses et les interactions avec les minéraux présents. Ces eaux renferment souvent une forte salinité et des sels dissous, ce qui peut impacter la production pétrolière de plusieurs manières.

Dans l'industrie du pétrole et du gaz, l'eau est produite en tant que sous-produit de la production du pétrole et du gaz. La présence de l'eau peut entraîner de nombreux problèmes de la production, notamment la formation de dépôts minéraux, la corrosion accrue de l'équipement métallique, la charge des puits de gaz, les émulsions et l'activité bactérienne. Une analyse précise de l'eau peut indiquer la tendance pour beaucoup de ces problèmes de production.

Dans le cadre de ce travail, on s'intéresse plus particulièrement à l'étude et à l'évaluation à partir de l'interprétation des analyses de l'eau de gisement (Cambrien) et de l'eau d'injection dans le champ de HMD. La réussite de la récupération secondaire dépendra de la connaissance parfaite des produits résultant de ces interactions. Ceci en profondeur et le long des tubings de production.

À cet effet, une simulation avec le logiciel PHREEQC sera réalisée et ses résultats seront comparés à ceux obtenus dans la réalité, pour comprendre et gérer ces phénomènes.

Chapitre I :
Généralité sur le champ HMD

I.1- Historique du champ de « Hassi Messaoud » :

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de « Hassi Messaoud » comme étant un vaste dôme structural, la société SN REPAL implante, le 16 janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de HMD. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338 m comme étant producteurs d'huile. En mai 1957, la Compagnie française du pétrole algérien (C.F.P.A) a réalisé un puits Om1 à environ 7 Km au Nord / Nord-Ouest du puits Md1. Ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Par la suite, le champ de HMD fut divisé en deux concessions distinctes : La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation. Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1000 puits.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté, ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc.).[01]

I.2- Zonation de champ et numérotation des puits :

Le champ du HMD est subdivisé en 25 zones de production. L'évolution de la pression en fonction de la production permet de tracer des zones d'iso-pression. Les puits d'une même zone se caractérisent par les mêmes propriétés (le débit de production, ...).

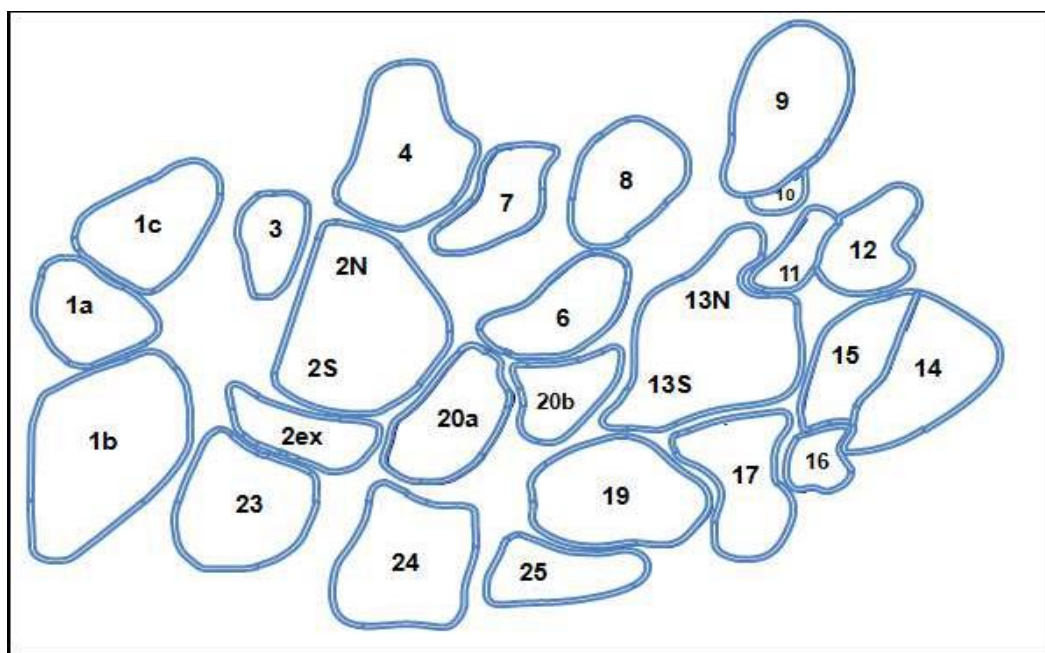


Fig.I.1: Carte des zones du champ de « Hassi Messaoud ». (Document Sonatrach 2008).

Le champ de « Hassi Messaoud » est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord et le champ, chacun ayant sa propre numérotation. [02]

I.2.1- Champ Nord :

Comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, par exemple : 26Omn

O : Majuscule, permis d'Ouargla.

m : Minuscule, carreau de 1600 km².

n : Minuscule, carré de 100 km².

2 : Abscisse, et 6 : ordonnée.

I.2.2- Champ Sud :

Elle est principalement chronologique, complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées. Ex : MD1_MD2_MD3 (**Fig. I. 4**).

I.3- Situation géographique :

Le champ de « Hassi Messaoud » se situe à 850 km sud / sud-est de l'Algérie et à 350 km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert sud Algérie est la suivante :

X : 790 000 – 840 000 m

Y : 110 000 – 150 000 m

Il est limité :

- Au Nord-Ouest par le gisement de Ouargla [Gellala, Benkahla, Hao-Berkaoui].
- Au Sud-Ouest par les gisements d'[El Gassi, Zotti et El Agreb].
- Au Sud-est par le gisement de [Rhourd El bagual, Masdar].
- Au Nord-Est par le gisement de [Rh Chegga].

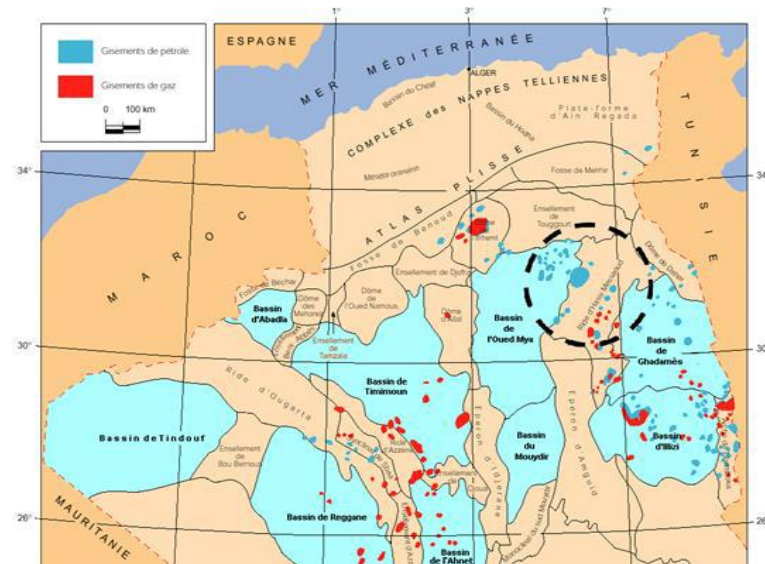


Fig.I.2: Situation géographique du champ de HMD.

I.4- Situation géologique :

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

- À l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt.
- À l'Est par la dépression de Berkine. [01]

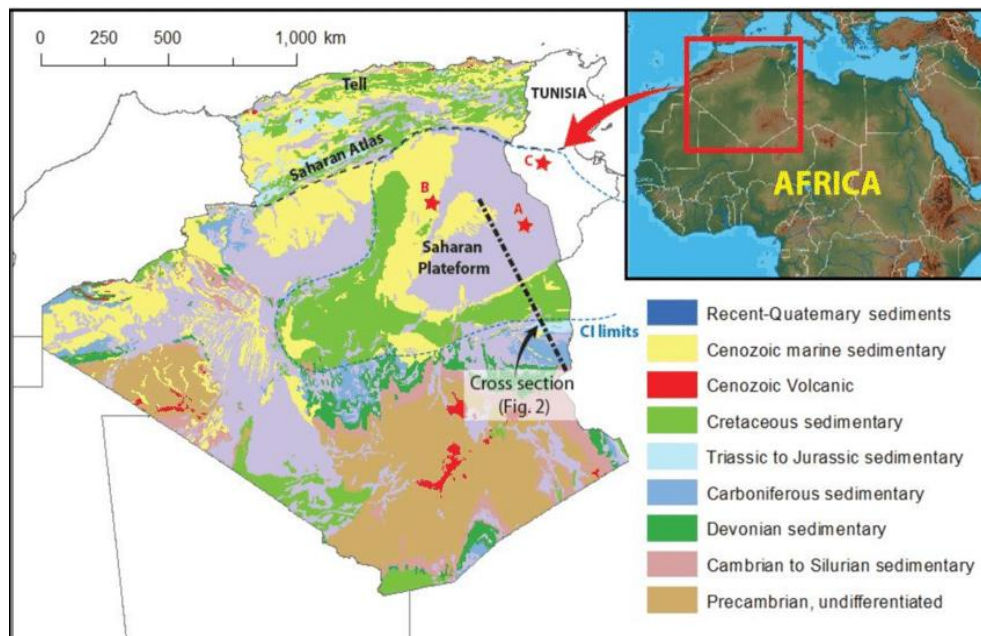


Fig.I.3: Situation géologique du champ de HMD.

I.5- Description lithologique :

La série stratigraphique du champ de « Hassi Messaoud » est représentée de haut en bas par les formations suivantes : [03]

1. Le socle granitique rose rencontré vers 4000 m de profondeur
2. Le Paléozoïque en discordance sur le socle, comprenant :
 - L'infracambrien (grès argileux rouges)
 - Le Cambrien (grès hétérogènes avec 3 lithozones R1, R2, R3)
 - L'Ordovicien (alternances de quartzites et argiles, argiles d'El Gassi, grès d'El Atchane, quartzites de Hamra)
3. Le Mésozoïque en discordance sur le Paléozoïque, avec :
 - Le Trias (grès, argiles rouges et bancs de sel)
 - Le Jurassique (argiles, grès, calcaires)
 - Le Crétacé (grès, argiles, calcaires, dolomies, anhydrite sur 1620 m d'épaisseur)
4. Le Cénozoïque (calcaires dolomitiques éocènes recouverts de sables miocènes et pliocènes)

La série devient plus complète vers la périphérie du champ. Plusieurs niveaux servent de repères stratigraphiques et sismiques (horizon B, limite Aptien-Barrémien, limite Cénomanién-Albien)

➤ **Représentation lithologique du gisement de HMD :**

Le réservoir de HMD se situe dans le Cambro-Ordovicien vers 3300 m, il est de forme anticlinale. La roche couverte est constituée par le complexe argilo gréseux et salifère du trias. La structure développée suit une direction générale Nord et Sud-Est. Ce sont des sédiments cambriens saturés en huile, constitués essentiellement de grès hétérogènes fins à très grossiers argentés. Le réservoir est constitué de 4 zones superposées R1 (Ri+Ra), R2 et R3. [03]

Ayant des différences physiques et pétrographiques fondamentales.

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DESCRIPTION
CZ	MIO PLIOCENE		239	SABLE, CALCAIRE
	EOCENE		122	CALCAIRE
MESOZOIQUE	SENONIEN	CARBONATE	107	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE
		ANHYDRITIQUE	209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE
		SALIFERE	149	SEL MASSIF
	TURONIEN		112	CALCAIRE
	CENOMANIEN		147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE
	ALBIEN		362	GRES, ARGILE
	APTIEN		24	DOLOMIE
	BARREMIEN		276	ARGILE, SABLE
	NEOCOMIEN		182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE
	MALM		226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE
	DOG	ARGILEUX	107	ARGILE, MARNE
		LAGUNAIRE	211	ANHYDRITE, DOLOMIE
	LIAS	LD1	66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
		LS1	90	SEL, ANHYDRITE
		LD2	55	DOLOMIE, MARNE
		LS2	58	SEL MASSIF
		LD3	31	DOLOMIE, MARNE
	SALIF	TS1	46	ANHYDRITE, ARGILE
		TS2	189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE
		TS3	202	SEL MASSIF
	ARGILEUX		113	ARGILE
	GRESEUX		0 à 35	GRES, ARGILE
	ERUPTIF		0 à 92	ANDESITE
PALEOZOIQUE	Quartzites de Hamra		75	Grès très fins
	Grès d 'El-Atchane		25	Grès fins glauconieux
	Argiles d 'El-Gassi		50	Argile verte ou noire
	Zones des Alternances		18	Alternances grès et argiles
	R Isométriques		42	GRES Isométriques, Silts
	R Anisométriques		125	GRES Anisométriques, Silts
	R 2		100	GRES Grossiers, Argile
	R 3		370	GRES Grossiers, Argiles
	Infra Cambrien		45	GRES Argileux rouge
	SOCLE			Granite porphyroïde rose
PROTEROZOIQUE				

Fig.I.4: Colonne stratigraphique du champ de HMD (Sonatrch/DP, 2005)

I.6- Les eaux dans les champs pétroliers :**I.6.1- Eau d'injection (water flood):**

C'est le procédé le plus ancien (fin XIXe siècle), et encore le plus employé. Son but n'est pas seulement la récupération, mais aussi d'accélérer la production, en plus de diminuer son déclin. Le moyen utilisé est souvent un maintien de pression. L'injection peut être soit du type réparti dans la zone à l'huile, soit du type périphérique dans un aquifère existant. [04]

Concernant les sources de l'eau, il s'agit le plus souvent des couches aquifères situées à faible profondeur de l'eau de mer ou de l'eau en surface à terre (lacs, rivières).

Par ailleurs, il faut que l'eau soit injectable : perméabilité suffisante et compatibilité avec l'eau du gisement. En effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place peut provoquer des précipités inscruables (BaSO_4) qui bouchent les puits. On distingue deux catégories d'eau [05].

I.6.2- L'eau de lavage :

Elle est en général injectée à la base du tubing en vue de nettoyer de temps à autre les puits et de dissoudre les dépôts de sel (chlorure de sodium) qui s'y trouvent. Certaines eaux de formation peuvent contenir 350 g/l de chlorure de sodium et être ainsi si proches de la saturation qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute provoque une précipitation importante de NaCl sur les parois du tubing jusqu'au bouchage et à la réduction de la section du tubing qui conduit à la chute de production.

Afin de remettre les puits en production, on intervient sur le NaCl, en envoyant tout simplement une quantité d'eau douce. Parfois, l'injection de l'eau pose de sérieux problèmes d'incompatibilité avec les eaux de gisement. En effet, les eaux de gisement peuvent contenir des ions de baryum, de calcium et de strontium lorsqu'elles sont mises en contact avec des eaux, soit de lavage, soit de maintien de pression, qui contiennent des ions sulfatés. Il en résulte la formation des dépôts dans les installations. [07]

I.6.3- L'eau de maintien de pression :

Elle est utilisée comme un moyen de production lorsque la pression statique absolue en tête de puits diminue rapidement au cours d'exploitation d'un gisement et que la récupération en

place n'atteindra qu'un très faible pourcentage des réserves estimées si on n'a pas recours à un procédé artificiel permettant de suppléer à l'insuffisance de drainage naturel. [07]

I.6.4- Eau de gisement :

Il faut savoir que la production du brut s'accompagne toujours d'une production de gaz, de pétrole et d'une quantité d'eau plus ou moins importante suivant le gisement. La présence de l'eau est due à des causes diverses, à savoir des causes naturelles ; soit de la roche magasin elle-même qui peut en retenir des quantités considérables. Cette dernière est généralement très chargée en sels jusqu'à sursaturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum et strontium, sous forme de sulfates de carbonates, de bicarbonates et de chlorures.

L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement de production ; cette eau de gisement ou de formation, peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétroliers, soit de la roche magasin elle-même.

I.7- Développement de gisement et problèmes d'exploitation :**I.7.1- Production :**

Le gisement de HMD compte plus de 1284 puits, qui sont forés au Cambrien, dont 781 puits producteurs d'huile, 86 puits injecteurs de gaz et 30 puits injecteurs d'eau. Les réserves en place du gisement sont estimées à 7075.73 106 stdm3.

Dans les trois dernières années, l'huile récupérée est estimée à 946.97106 stdm3 avec un taux de récupération de 20 %.

Plus de la moitié des puits producteurs sont équipés de concentriques pour l'injection de l'eau douce (dessalage de dépôts de sel) et l'injection de gas-lift pour augmenter la récupération. Les index de productivité sont très variables ainsi que les débits qui varient entre 10 à 750 m3/j.

I.7.2- Liaison couche trou :

Jusqu'à la fin des années 60, les puits étaient en majorité complétés en trou ouvert (open Hole). Quelques puits cependant ont été équipés d'un liner cimenté ; depuis, l'utilisation de crépines (5" FJ Hydril) s'est généralisée, vers le milieu des années 80, la chute de production

inexpliquée de certains puits de la périphérie Ouest du champ, équipés de crépines, a permis de constater un bouchage de l'espace annulaire entre les parois du trou et la crépine par des dépôts organiques. Cette constatation a été faite à la suite de la destruction de la crépine au cours d'un work-over. Depuis, il a été décidé d'éliminer les crépines. Les nouveaux puits ou ceux repris en work-over sont systématiquement équipés d'un liner 4"1/2 cimenté ou laissés en découvert.

I.7.3- Maintien de pression :

Le maintien de pression est réalisé par le choix de l'injection de gaz miscible à haute pression (420 bars à la sortie de la station) suivant des caractéristiques du réservoir pour augmenter le taux de récupération.

Actuellement, 07 zones sont soumises à l'injection d'eau, dont 12 zones en déplétion naturelle et 06 sont en injection de gaz.

Pendant ces trois dernières années, le débit moyen de l'injection de gaz varie entre 35.281 million std m³/j et 44.665 million std m³/j.

I.7.4- Problèmes d'exploitation :

Le champ de HMD présente des problèmes de dépôts d'asphalte et de dépôt de sel. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est faite dans le puits.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau du gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum BaSO₄). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer, malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts. Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Celle-ci réduit d'une façon considérable l'index de productivité. [06]

Chapitre II :
Les eaux de gisement au
champ de HMD

II.1- Définition des eaux de gisement :

Le terme « eaux de gisement » désigne l'eau associée aux réservoirs de pétrole ou de gaz. Ces eaux peuvent contenir divers ions comme le baryum, le calcium et le strontium, ce qui peut entraîner des problèmes de compatibilité au contact d'autres types d'eau, provoquant des dépôts dans les installations.

De plus, les eaux provenant de différents niveaux de formations pétrolifères peuvent varier en termes de salinité et de composition chimique. L'exploitation des réservoirs d'eau souterraine, appelés aquifères, est une pratique courante pour répondre aux besoins croissants de consommation d'eau pour l'agriculture, l'industrie et l'usage domestique. [08]

II.2- Les sources des eaux de gisement :

Les eaux de gisement peuvent provenir de plusieurs sources, notamment :

II.2.1- Eaux de formation :

Ces eaux sont généralement attribuées à l'aquifère du gisement et accompagnent la mise en place des hydrocarbures.

II.2.2- Eaux interstitielles :

Ces eaux se trouvent dans les petits espaces entre les minuscules grains d'une roche. Elles peuvent être considérées comme des eaux fossiles qui sont sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique.

II.2.3- Eaux connées :

Une eau connée peut être considérée comme une eau interstitielle d'origine syngénésique (formée au même moment que la roche mère). Elle est donc une eau fossile qui est sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique.

II.2.4- Eaux de condensation :

Ces eaux correspondent à la fraction d'eau en phase vapeur accompagnant les fluides de gisement. Elles sont théoriquement moins chargées en éléments chimiques et sont produites à la tête des puits par condensation en quantité relativement faible. [10]

II.2.5- Eaux de gisement :

Ces eaux sont séparées dans les séparateurs tri-phasiques, puis sont pré-déshuilées et subissent un traitement de finition en vue d'un rejet en environnement. [09]

II.3- Les ions présents dans les eaux de gisement :

Les eaux de gisement contiennent principalement les ions suivants :

II.3.1- Chlorure (Cl^-) :

Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum et strontium, sous forme de sulfates, carbonates, bicarbonates et chlorures. La concentration en chlorures peut atteindre 209 192,76 mg/l.

II.3.2- Sodium (Na^+) :

Le sodium ne pose généralement pas de problème spécifique, sauf en cas de précipitation de chlorure de sodium (NaCl) à partir de saumures extrêmement salées. La concentration en sodium peut atteindre 77 110 mg/l. [11]

II.3.3- Magnésium (Mg^{2+}) :

La concentration en ions magnésium est généralement inférieure à celle des ions calcium. Le magnésium peut former des dépôts avec les ions carbonate, mais ces dépôts sont plus solubles que le CaCO_3 . La concentration en magnésium peut atteindre 3 222,4 mg/l. [11]

II.3.4- Baryum (Ba^{2+}) et Strontium (Sr^{2+}) :

Les eaux de gisement peuvent contenir des ions de baryum et de strontium qui, en présence d'ions sulfatés, peuvent former des dépôts. La concentration en baryum peut atteindre 820,78 mg/l et celle en strontium 1 894 mg/l. [09]

II.3.5- Sulfates (SO_4^{2-}) :

Les ions sulfates peuvent provenir du lessivage de gisements de gypse ou d'anhydrite. Ils peuvent réagir avec le baryum et le strontium pour former des dépôts. La concentration en sulfates peut atteindre 489,7 mg/l.

II.3.6- Fer (Fe) :

La concentration en ions fer peut atteindre 1217,5 mg/l.

II.3.7- Calcium (Ca^{2+}) :

L'ion calcium est un constituant majeur des eaux de gisement et sa concentration peut aller jusqu'à 30 000 mg/l. Il peut se combiner avec les ions bicarbonate, carbonate ou sulfate pour former des dépôts minéraux. La concentration en calcium peut atteindre 39 078 mg/l. [09]

II.4- L'effet des ions présents dans les eaux de gisement sur la qualité de l'eau :

Les ions présents dans les eaux de gisement peuvent avoir un impact significatif sur la qualité de l'eau, notamment en raison de leur potentiel à former des dépôts minéraux. Voici comment ces ions affectent la qualité de l'eau :

II.4.1- Formation de dépôts :

Les ions de baryum, de calcium et de strontium présents dans les eaux de gisement peuvent réagir avec d'autres ions, tels que les ions sulfatés, présents dans les eaux d'injection ou de lavage. Cette réaction peut entraîner la formation de dépôts minéraux dans les installations, ce qui peut obstruer les équipements et réduire l'efficacité des opérations. [09]

II.4.2- Problèmes d'incompatibilité :

Lorsque les eaux de gisement contenant ces ions entrent en contact avec des eaux d'injection ou de maintien de pression contenant des ions sulfatés, cela peut conduire à des problèmes d'incompatibilité. Ces interactions ioniques peuvent provoquer des précipitations indésirables et compromettre le bon fonctionnement des installations.

II.4.3- Qualité de l'eau :

La présence de ces ions en quantités élevées peut altérer la qualité de l'eau, rendant son utilisation plus complexe. Par exemple, des concentrations élevées de certains ions, comme le baryum, le strontium et le calcium, peuvent rendre l'eau impropre à certaines utilisations ou nécessiter un traitement spécifique pour répondre aux normes de qualité requises. [11]

II.5- Comment les eaux de gisement sont-elles utilisées dans l'industrie pétrolière :

Les eaux de gisement sont utilisées dans l'industrie pétrolière de différentes manières : Les eaux de gisement peuvent être utilisées comme moyen de production lorsque la pression statique absolue en tête de puits diminue rapidement, nécessitant parfois l'injection d'eau douce pour remettre les puits en production. Il est essentiel de noter que les eaux de gisement ne peuvent être simplement considérées comme des eaux marines ayant changé de composition, car leur composition chimique diffère significativement, notamment en termes de sels et de constituants. [09]

II.6- Les eaux de gisement au champ de HMD :

Les eaux de gisement au champ de HMD sont étudiées et évaluées, en particulier l'eau de formation Albien et l'eau de gisement Cambrien. L'analyse physicochimique de ces eaux est essentielle pour le succès des projets dans ce champ pétrolier. Les données générées par ces analyses sont cruciales pour les ingénieurs de la production et du contrôle des puits, car des données inexactes peuvent compromettre la réussite des projets. De plus, pour prévenir la croissance des dépôts, l'eau injectée est traitée avec des inhibiteurs de dépôts. Ces traitements sont essentiels pour maintenir la qualité de l'eau utilisée dans les processus d'injection et de production pétrolière au champ de HMD. [13]

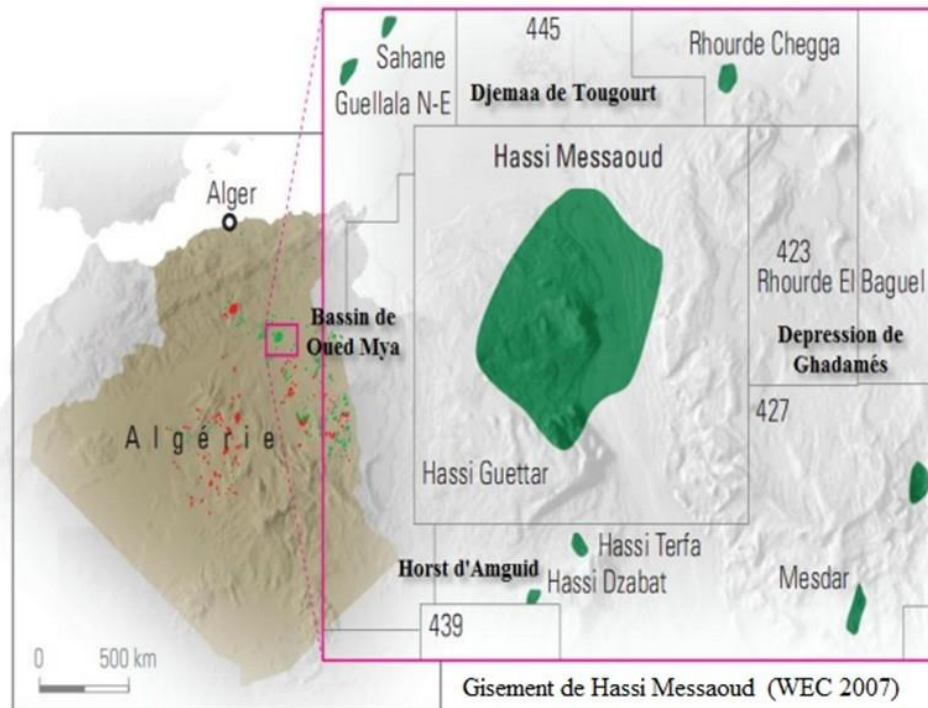


Fig.II.1: Situation géographique du champ de HMD (WEC, 2007).

II.7- La profondeur des eaux de gisement au champ de HMD :

Les eaux de gisement au champ de HMD se trouvent à des profondeurs très importantes, dans un réservoir dit Cambro-Ordovicien. Bien que les sédiments qui les contiennent soient marins et aient été originellement imbibés de solution d'origine marine, leur composition chimique est souvent très différente de celle de l'eau de mer. [11]

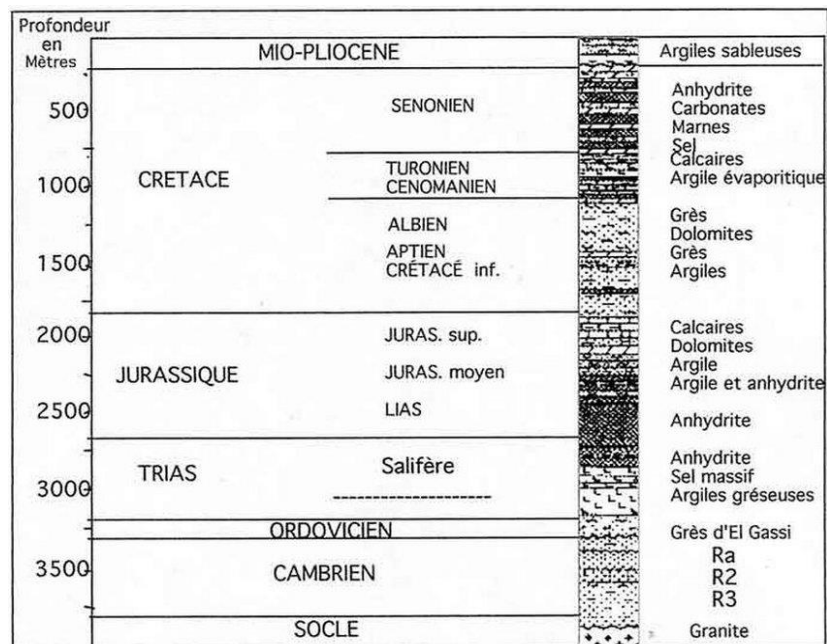


Fig.II.2: La série stratigraphique à la verticale du gisement de HMD.

II.8- La composition des eaux de gisement au champ de HMD :

Les eaux de gisement au champ de HMD se composent principalement de trois types :

- Les eaux connées, qui sont des eaux fossiles n'ayant pas été en contact avec l'atmosphère pendant une longue période géologique.
- Les eaux météoriques, provenant des précipitations.
- Les eaux de mélange, résultant de divers processus géologiques.

De plus, les eaux du gisement de HMD sont caractérisées par :

- Une forte salinité, avec une concentration en sels dissous de 360-370 g/l, les saturant.
- Une masse volumique élevée de 1,21 g/cm³.
- Une viscosité de 0,45 Cp dans les conditions initiales de gisement (480,2 kg/cm² et 120 °C).

Elles peuvent aussi contenir du sable, de l'argile, des sels minéraux, des métaux lourds, des produits de corrosion et des gaz dissous comme H₂S, CO₂ et O₂. [09]

II.9- Les paramètres physico-chimiques de l'eau souterraine dans la région de HMD :

Les principaux paramètres physico-chimiques de l'eau souterraine dans la région de HMD sont les suivants :

II.9.1- La température :

Elle joue un rôle important dans la solubilité des sels et des gaz dissous dans l'eau. Les eaux souterraines profondes ont généralement une température plus élevée que les eaux superficielles.

II.9.2- Le pH :

Les eaux souterraines de la région ont un pH généralement basique, autour de 7,5 à 8,2.

II.9.3- La minéralisation et la conductivité :

Les eaux sont fortement minéralisées, avec une conductivité élevée pouvant dépasser 10 ms/cm, indiquant une salinité importante.

II.9.4- La dureté :

Les eaux sont très dures, avec des teneurs élevées en calcium et magnésium, dépassant souvent les normes pour l'eau potable.

II.9.5- Les faciès chimiques :

Les eaux sont de type chloruré et sulfaté calcique et magnésien, avec une tendance à devenir chloruré sodique et potassique en aval de l'écoulement. Les anions dominants sont les chlorures et les sulfates. [13]

 **Les paramètres physico-chimiques mesurés dans les analyses des eaux souterraines de la région de HMD incluent :**

- ❖ Température
- ❖ Ph
- ❖ Minéralisation
- ❖ Conductivité
- ❖ Dureté totale
- ❖ Calcium (Ca^{2+})
- ❖ Magnésium (Mg^{2+})
- ❖ Sodium (Na^+)
- ❖ Potassium (K^+)
- ❖ Chlorures (Cl^-)
- ❖ Sulfates (SO_4^{2-})

Ces paramètres sont essentiels pour évaluer la qualité et la composition des eaux souterraines dans la région, notamment en termes de minéralisation, de dureté et de concentrations. Les analyses détaillées de ces paramètres permettent de déterminer la potabilité de l'eau et de mettre en place des mesures de traitement si nécessaire.

II.10- Les différents dépôts rencontrés dans le champ pétrolier HMD :

La présence de dépôts dans un champ pétrolier est principalement due à la présence d'ions (calcium, baryum, carbonates, etc.) dans l'eau, ce qui entraîne dans certaines conditions la formation de sels insolubles en raison de l'incompatibilité des eaux (injection et formation).

II.10.1- Dépôts minéraux :

Les dépôts minéraux ou inorganiques sont principalement constitués de :

1. Les chlorures
2. Les carbonates
3. Sulfates
4. Les oxydes et autres substances ferreuses (sulfures et carbonates)

En général, les dépôts de type (4) sont causés par des facteurs liés directement à des phénomènes de corrosion et à la présence de micro-organismes. [08]

Les carbonates et les sulfates sont à l'opposé, pour les raisons suivantes.

- ❖ La différence entre l'eau d'injection et l'eau de formation.
- ❖ L'impact de la chaleur.
- ❖ La fluctuation de la pression.

II.10.1.1- NaCl (chlorure de sodium) :

Le sel de NaCl est le sel le plus abondant, certaines eaux de formation peuvent contenir jusqu'à 340g/l dans le cambrien.

Cependant, c'est le dépôt de sel le moins problématique, car la solubilité du NaCl est assez élevée pour qu'une simple injection d'eau douce empêche la formation de ces dépôts.



Fig.II.3 : Chlorure de sodium (NaCl)

II.10.1.2- CaCO_3 (carbonates de calcium) :

Il est prévu que les dépôts de carbonate se forment en raison de baisses de pression lors de la production. Selon les deux réactions suivantes, les carbonates de calcium sont des sels qui se forment suite à une réaction de précipitation où les ions calcium sont combinés avec les ions carbonates ou bicarbonates. [15]

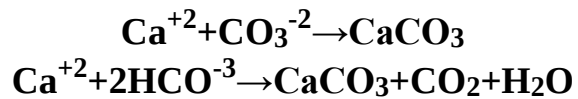


Fig.II.4: Carbonate de calcium (CaCO_3)

II.10.1.3- Sulfates:**A. Sulfate de strontium (SrSO_4) :**

Le dépôt de sulfate de strontium, est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium ; leur solubilité diminuée en fonction de la température.

La précipitation de SrSO_4 peut se produire par :

- ❖ Evaporation de l'eau.
- ❖ Elévation de la température.
- ❖ Mélange d'eaux incompatibles. [08]

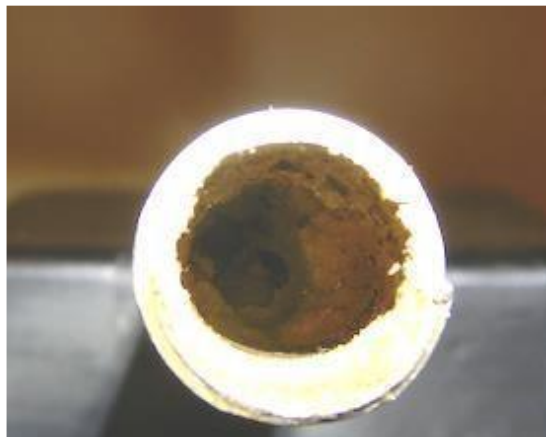


Fig.II.5: Dépôt de sel contenant le SrSO_4

B. Sulfate de calcium (CaSO_4) :

Une des causes majeures de la formation des dépôts de sulfate de calcium est la baisse de pression que l'effluent subit le long du puits. L'évaporation partielle de l'eau de gisement peut conduire aussi à la sursaturation, donc à une précipitation rapide.

L'augmentation de la température peut également provoquer une précipitation de sulfate de calcium.

Le sulfate de calcium existe sous forme de trois composés chimiques d'hydratations différentes :

- ❖ $\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O}$ Gypse ou d'hydraté
- ❖ $\text{CaSO}_4, \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$ Héli hydraté.
- ❖ CaSO_4 Anhydre

La majeure partie du sulfate de calcium trouvé comme dépôt dans un champ pétrolier est sous forme de gypse : $\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O}$. [08]

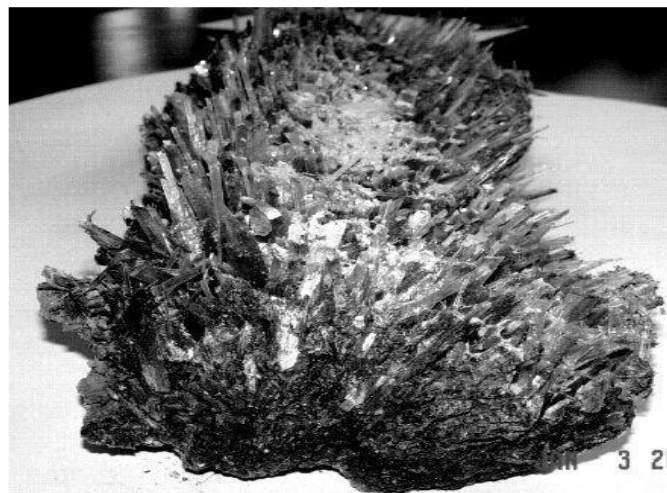


Fig.II.6: Dépôt de sel contient le CaSO_4

C. Sulfate de baryum (BaSO_4) :

Il s'agit du dépôt le plus collant et le plus dangereux parmi les autres, il est essentiel de ne pas le créer, car il crée des bouchons imperméables, comatants, inattaquables à l'acide et aux bases.

En règle générale, les dépôts de sulfate de baryum sont causés par l'incompatibilité entre les deux eaux. Il y a des sels de baryum en solution dans certaines eaux de gisement. En cas de contact entre ces eaux et une eau de sulfate contenant des ions sulfates, le baryum se déverse.

Lors du lavage continu effectué pour prévenir les dépôts de sel, ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement telle qu'elle est effectuée pour maintenir la pression de ce gisement, ce contact peut se produire. L'eau injectée finit par atteindre des puits producteurs, et c'est dans ces puits que le mélange se fait et la précipitation du BaSO_4 a lieu. [08]

Sa formation a lieu suivant la réaction suivante :

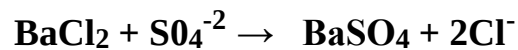


Fig.II.7: dépôt de sel contenant le BaSO_4

La précipitation de BaSO_4 se manifeste sur toute la chaîne de production, en fond des puits et dans les installations de surface.

C.1- L'origine des sulfates de baryum :

Suite à l'interaction de l'eau contenue dans le réservoir de HMD (eau de gisement – Cambrien qui est chargée en baryum (Ba^{+2}), et l'eau injectée (eau d'injection-Albien- qui est chargée en élément sulfate (SO_4^{-2}), il se forme le dépôt de sulfate de baryum et donne des résultats néfastes sur les équipements utilisés lors du dessalage : bouchage des puits et corrosion. Ces deux phénomènes influent beaucoup sur le procédé d'extraction de pétrole et par conséquent une diminution de la production pétrolière. [08]

II.11- Solubilité des dépôts de sels :**Définition :**

Les sels ont comme origine les eaux produites en même temps que le pétrole ; ces eaux qui peuvent provenir soit de l'aquifère se trouvant à la base du gisement pétrolifère, soit de la roche réservoir elle-même qui peut en retenir des quantités importantes. Ces eaux sont généralement très chargées en sels et quelquefois jusqu'à saturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné, en quantités très variables, de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium, sous forme de sulfates, carbonates, bicarbonates, chlorures, iodures et bromures.

Par exemple, dissoudre un sel dans l'eau implique de séparer les ions dispersés dans le solvant, ce qui entraîne une solvatation. Pour rompre une liaison ionique, il est nécessaire de fournir de l'énergie, car les ions séparés sont moins stables que lorsqu'ils sont liés.

La solubilité d'un sel varie considérablement selon les cas ; alors que de nombreux sels sont complètement solubles, tels que le Na_2SO_4 , le K_2SO_4 et le $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$, certains sont partiellement solubles et d'autres sont insolubles, tels que le BaSO_4 .

Le produit de solubilité permet d'expliquer et de prévoir si une réaction de précipitation se vérifie et si la précipitation est complète. Lorsque le produit des concentrations des deux ions en solution est supérieur à la valeur du produit de solubilité du sel correspondant, la précipitation de sel se poursuit jusqu'à ce que le produit des concentrations de ces deux ions en solution n'égale le produit de solubilité. [08]

- **Remarque :**

- La notion de solubilité ne s'applique en général qu'aux sels peu solubles.
- Les sels sont dits très solubles lorsque « S » est de l'ordre de 10^{-1} mol/l ; les sels sont dits peu solubles lorsque « S » est de l'ordre 10^{-4} mol/l.

Tab.II. 1: Solubilité de quelques fréquents dépôts à HMD.

Nom du dépôt	Produit ionique	Produits de solubilité à 25°C
FeS	$[\text{Fe}^{2+}].[\text{S}^{-2}]$	$3,2 \cdot 10^{-18}$
BaSO₄	$[\text{Ba}^{2+}].[\text{SO}_4^{-2}]$	$1,1 \cdot 10^{-10}$
CaSO₄ .2H₂O	$[\text{Ca}^{2+}].[\text{SO}_4^{-2}]$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
SrSO₄	$[\text{Sr}^{2+}]. [\text{SO}_4^{-2}]$	$2,8 \cdot 10^{-7}$
BaCO₃	$[\text{Ba}^{2+}].[\text{CO}_3^{-2}]$	$8 \cdot 10^{-9}$
CaCO₃	$[\text{Ca}^{2+}]. [\text{CO}_3^{-2}]$	$4,8 \cdot 10^{-9}$
MgCO₃	$[\text{Mg}^{2+}]. [\text{CO}_3^{-2}]$	$1,0 \cdot 10^{-5}$

Tab.II.2: les dépôts minéraux qui peuvent être solubles dans l'eau comme suit.

Anions	Solubilité	Exceptions
Nitrates NO₃⁻	Très solubles	
Chlorures Cl⁻	Solubles	AgCl, Hg ₂ Cl ₂ , PbCl ₂
SO₄⁻²	Souvent	solubles Sulfates alcalino-terreux et de plomb
CO₃⁻²	Insolubles	Carbonates des alcalins et d'ammonium
OH⁻	Insolubles	Hydroxydes des alcalins, Sr, Ba et de Ca peu solubles
S⁻²	Insolubles	Sulfures des alcalins, alcalino-terreux et d'ammonium

❖ La composition des dépôts varie suivant la nature d'eau produise, les principaux dépôts connus aux champs pétroliers sont établis en bas :

Tab.II.3: Nomenclature des dépôts des sels aux champs pétroliers.

Nom chimique	Formule chimique	Nom de minéral
Chlorure de sodium	NaCl	Halite
Carbonate de calcium	CaCO ₃	Calcite
Carbonate de fer	FeCO ₃	Sidérite
Oxyde ferreux	Fe ₂ O ₃	Hématite
Oxyde ferrique	Fe ₃ O ₄	Magnétite
Sulfate de calcium	CaSO ₄	Anhydrite
Sulfate calcium hydrate	CaSO ₄ .2 H ₂ O	Gypse
Sulfate de baryum	BaSO ₄	Barite
Sulfate de strontium	SrSO ₄	Selstil

Chapitre III : Matériels et méthode

III.1- Introduction :

La réalisation de cette étude a fait appel à plusieurs méthodes de travail, des mesures sur site (mesures des paramètres hydrodynamiques et physico-chimiques) et à des analyses au laboratoire (éléments chimiques). L'interprétation des données a été réalisée à l'aide de plusieurs logiciels d'informatique. L'ensemble des caractéristiques techniques du matériel utilisé et le principe de fonctionnement de certains logiciels ont été discutés dans ce chapitre.

III.2- Échantillonnage :

Le prélèvement d'un échantillon d'eau est une opération délicate à laquelle le plus grand soin doit être apporté ; il conditionne les résultats analytiques et l'interprétation qui en sera donnée. L'échantillon doit être homogène, représentatif et obtenu sans modifier les caractéristiques physicochimiques de l'eau (gaz dissous, matières en suspension, etc.). [06]

Les échantillons d'eau ont été prélevés à l'aide des bouteilles en verre (Fig.III.1), préalablement rincées avec l'eau de procès.

III.3- Transport et conservation au laboratoire :

Tout flacon d'échantillonnage doit être clairement identifié et être accompagné d'informations suffisantes concernant l'échantillon. Les prélèvements seront transportés dans des glacières dont la température doit être comprise entre 4 à 6 °C. Même dans de telles conditions, l'analyse bactériologique doit débuter dans un délai maximal de 8 heures après le recueil de l'échantillon. Si exceptionnellement l'analyse doit être reportée, il faut entreposer les échantillons à 4 °C. [16]



Fig.III.1: Bouteille d'échantillonnage.



Fig.III.2: Point de prise d'échantillonnage.

III.4- Méthode d'analyse :

Les analyses quotidiennes poursuivent le rendement des différents équipements des unités de traitement et l'efficacité des produits chimiques qu'on a injectés :

III.4.1- La température :

La température de l'eau joue un rôle essentiel dans le confort des utilisateurs. Elle offre également la possibilité de rectifier les paramètres d'analyse dont les valeurs sont associées à la température (notamment la conductivité). En outre, en montrant des différences de température de l'eau sur un milieu, on peut obtenir des informations sur l'origine et le débit de l'eau.

Il convient de mesurer la température sur place. En général, les dispositifs de mesure de la conductivité ou du pH sont équipés d'un thermomètre intégré.

III.4.2- La salinité :

La salinité est se faite par une méthode volumétrique à l'aide d'un Dosimat Metrohm-lus 865/876. Les Dosimat Metrohm facilitent les tâches de manipulation de liquide : ils sont utilisés comme instruments indépendants contrôlés manuellement ou bien comme burettes automatiques pour les titreur Titrons/Titrons Plus.

La distribution sur simple pression d'un bouton est idéale dans le cas de titrages manuels utilisant un indicateur coloré. À partir du volume distribué, il est possible de calculer

automatiquement un résultat et d'imprimer un rapport de résultats. Différents paramètres de calcul peuvent être définis au préalable.

Dans notre cas, on utilise le nitrate d'argent AgNO_3 comme titreur et le chromate de potassium comme indicateur colorant. En ajoutant le titreur jusqu'au premier changement de couleur.

Au premier temps, l' AgNO_3 est en réaction avec le Cl^- lorsque la couleur est changée ; donc l' AgNO_3 est entré en réaction avec le chromate. La valeur enregistrée sur le dosimat est entrée comme facteur dans la formule suivante :

$$\text{Cl}^- = \frac{V_{\text{AgNO}_3} * (N=0,01) * (\text{masse molaire} = 35,45) * 1000}{V \text{ d'échantillon}}$$



Fig.III.3: Dosimat Metrohm-plus 865/876.

III.4.3- La teneur d'huile dans l'eau :

La teneur d'huile dans l'eau se fait à l'aide de l'appareil HORIBA OCMA-310 qui peut évaluer la quantité d'hydrocarbures de traces dans le sol ou l'eau, ainsi que de vérifier pour les hydrocarbures résiduels sur des produits déjà nettoyés. L'OCMA-310 utilise le spécial S-316 Solvant HORIBA (Figure.III.5) pour extraire les composants de l'huile à partir d'échantillons d'eau huileuse, des échantillons de sol ou des surfaces de produits. L'extrait est mesuré à l'aide

d'absorption infrarouge, une technique de spectrophotométrie à infrarouge non dispersif qui est spécifique des hydrocarbures tels que le pétrole.

L'OCMA-310 mesure l'absorption dans la gamme 3,4-3,5 micromètre. Tous les hydrocarbures, y compris les huiles, absorbent le rayonnement infrarouge entre 3,4-3,5 micromètres. Par conséquent, l'unité de mesure tous les hydrocarbures présents dans le solvant d'extraction rapidement et avec précision, sans distorsion de la valeur en raison de la présence du solvant.



Fig.III.4: Système d'analyse de teneur en huile, HORIBA OCMA-310.

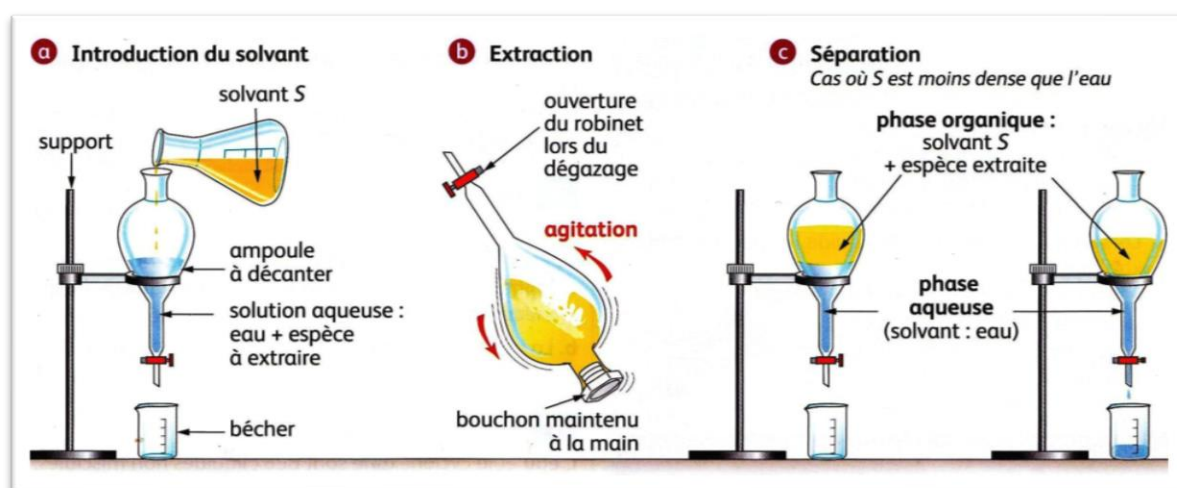


Fig.III.5: Principe de séparation d'huile à l'eau.

III.4.4- La conductivité :

La mesure de conductivité électrique se fait par un conductimètre Inolab-Cond720, muni de l'élément de mesure qui consiste en une sonde constituée de deux électrodes recouvertes de noir de platine.

➤ **Principe de méthode :**

La conductivité électrique mesure le pouvoir conducteur d'une eau. Le courant est produit par les ions inorganiques présents à l'état dissous. La détermination de la conductivité s'effectue par la mesure de la résistance d'une colonne d'eau délimitée par deux électrodes. Une différence de potentiel est appliquée entre les électrodes immergées dans la solution et la chute de potentiel engendrée par la résistance de la solution est inversement proportionnelle à la conductivité de l'eau.



Fig.III.6: Conductimètre Inolab-Cond720.

III.4.5- pH :

La mesure de pH se fait à l'aide d'un pH mètre Inolab 730 qui se base sur la méthode d'électrométrie ; cette dernière s'applique au moyen d'une électrode en verre à tout type d'eau ou de solution. Dont le pH est compris entre 1 et 11, et la température entre 0 et 600 °C.

➤ **Principe de méthode :**

La différence de potentiel existant entre une électrode en verre et une électrode de référence (calomel KCl_3 saturé) plongeant dans une même solution est une fonction linéaire du pH de

cette solution. La détermination consiste en la mesure d'une différence de potentiel, elle s'effectue à l'aide d'un dispositif potentiomètre. [17]



Fig.III.7: pH mètre Inolab 730.

III.4.6- Analyses des éléments chimiques (cation et anion) :

❖ Par spectrophotomètre :

Cet appareil est utilisé pour analyser les éléments prédominants dans l'eau comme le calcium, le magnésium, le sodium et le potassium, le strontium, le sulfate, le chlorure, le baryum. Et pour les éléments qui peuvent être rencontrés à l'état de traces comme le chrome, le cuivre, le fer, le manganèse, le zinc, le lithium, etc...

➤ Principe :

Cette méthode mesure l'émission d'une radiation par les atomes. Lorsqu'un atome d'un élément est excité par une énergie, il devient instable et va donc restituer cette énergie sous forme de radiation lumineuse pour revenir à son état initial. L'utilisation de ce phénomène constitue la base de la spectrométrie d'émission. [18]

Le même élément dispersé à l'état atomique dans une flamme possède également la propriété d'absorber tout rayon de la même fréquence. Il en résulte une absorption du rayonnement incident liée à la concentration de l'élément considéré par une relation de la forme :

$$\text{Log } I_0 / I = K L C$$

I_0 , intensité de la radiation incidente ;

I , intensité de la radiation après la traversée de la flamme ;

L , longueur du chemin optique ;

C , concentration dans la solution de l'élément considéré ;

K , constante



Fig.III.8: Spectrophotomètre

III.5- Méthode d'analyse d'un dépôt :

III.5.1- Analyse qualitative :

L'analyse qualitative vise à avoir une idée générale de la nature du dépôt en examinant ses caractéristiques physiques et chimiques :

- La couleur
- L'odeur
- Rigidité
- Présence du fer (caractérisation avec barreau magnétique)
- Dégagement de gaz : par exemple on ajoute de l'acide chlorhydrique (HCl) pour vérifier s'il y a un dégagement de gaz comme H_2S ou CO_2

III.5.2- Analyse quantitative :

Après la détermination de la nature du dépôt, on procède aux étapes suivantes :

- **Attaque acide :**

Pour analyser un dépôt minéral, on effectue une attaque acide en utilisant un mélange d'acides forts comme HCl et HNO₃. Ces acides vont rompre les liaisons entre les différents composants du dépôt.

- **Attaque alcaline :**

Cette étape consiste à augmenter la fusion entre les composants du dépôt en utilisant des fondants alcalins comme :

- Carbonate de sodium (Na₂CO₃) pour séparer la silice (SiO₂)
- Sulfate de sodium (Na₂SO₄)
- Carbonate de baryum (BaCO₃)

Ces fondants permettent de séparer et d'isoler les différents composés présents dans le dépôt pour une analyse plus poussée.

III.6- Logiciels et programmes utilisés :

Le traitement de données statistiques et géostatistique manuellement est difficile ou pratiquement impossible dans la plupart des cas. Ceci exige l'utilisation de l'outil informatique pour toutes les étapes de l'étude statistique et géostatistique, depuis l'élaboration des fichiers jusqu'à la cartographie et la visualisation des résultats. Plusieurs logiciels ont été utilisés dans cette étude :

III.6.1- « Excel » :

Excel qui est un tableur a été utilisé essentiellement pour la saisie et la gestion de fichiers de données. Les fichiers de données des paramètres physico-chimiques ont été faits au préalable à l'aide de ce logiciel. En général, il a été utilisé pour certains calculs et aussi pour qu'ils soient bien adaptés à tout traitement statistique et représentation graphique des résultats.

III.6.2- Logiciel « DIAGRAMME » :

C'est un logiciel de création des diagrammes spécifiques à l'hydrogéologie et de validation des données analytiques à partir des données importées d'un tableur.

III.6.3- Logiciel PHREEQC :

Pour simuler les interactions entre les eaux d'injection et les eaux de gisement, développer un profil global du potentiel d'encrassement et de corrosion et anticiper les effets de ces interactions. [19]

✓ Les applications utilisées sont :

- Solution pour les spéciations (le contenu des corps chimiques et leurs molécules, Na, NaOH, NaCl)
- Mix pour simuler le mélange de deux eaux.

La précision des mesures des sels minéraux dans les eaux de gisement au champ de HMD est assurée par des analyses chimiques élémentaires poussées permettant de déterminer avec précision la composition ionique des eaux. Ces analyses incluent la quantification des cations (calcium, magnésium, sodium, potassium) et des anions (chlorures, sulfates, carbonates, bicarbonates), ainsi que des éléments traces comme le baryum et le strontium. Les résultats de ces analyses sont essentiels pour comprendre la composition des eaux de gisement et adapter les traitements en conséquence, garantissant ainsi une mesure précise des sels minéraux présents dans ces eaux chargées en minéraux. [19]

III.7- Les matériaux et les méthodes pour éliminer les sels des eaux de gisement :

Pour éliminer les sels des eaux de gisement, les matériaux et les méthodes utilisés varient en fonction des besoins spécifiques. Selon les recherches consultées, voici quelques approches courantes :

III.7.1- La filtration :

La filtration est une méthode efficace pour éliminer les sels dissous des eaux de gisement. Les filtres utilisés peuvent être des filtres à membrane, des filtres à charbon actif ou

des filtres à résine échangeuse d'ions. Les filtres à membrane utilisent des membranes poreuses pour retenir les particules et les ions, tandis que les filtres à charbon actif utilisent le charbon actif pour absorber les impuretés. Les filtres à résine échangeuse d'ions utilisent des résines spécifiques pour échanger les ions indésirables contre des ions plus neutres. [08]

III.7.2- Décantation :

La décantation est une méthode de séparation des particules solides des liquides. Dans le contexte des eaux de gisement, elle est utilisée pour séparer les sels dissous dans l'eau. Ce processus implique la sédimentation des particules solides, permettant ainsi de clarifier l'eau en éliminant une partie des sels.

III.7.3- Utilisation d'inhibiteurs de dépôt inorganiques :

Les inhibiteurs de dépôts sont des substances chimiques spécifiques conçues pour interférer avec la formation de dépôts de sels. Ils peuvent agir de plusieurs manières :

- ❖ **Inhibition de la précipitation** : les inhibiteurs empêchent la formation de dépôts en inhibant la précipitation des ions de sels.
- ❖ **Inhibition de la croissance** : les inhibiteurs ralentissent la croissance des dépôts déjà formés, empêchant ainsi leur accumulation.

III.7.3.1- Choix des inhibiteurs de dépôts :

Pour être efficaces, les inhibiteurs de dépôts doivent être choisis avec soin en fonction des conditions opérationnelles spécifiques de l'installation. Les facteurs à prendre en compte incluent :

- **Type de sel** : les inhibiteurs doivent être compatibles avec le type de sel présent dans l'eau de gisement.
- **Température** : les inhibiteurs doivent être résistants à la température opérationnelle.
- **pH** : les inhibiteurs doivent être compatibles avec le pH de l'eau de gisement.
- **Concentration** : les inhibiteurs doivent être utilisés en quantité appropriée pour éviter tout effet négatif sur les installations.

III.7.3.2- Avantages des inhibiteurs de dépôts :

- ✓ **Réduction des coûts :** en évitant les problèmes de corrosion et de blocage, les inhibiteurs de dépôts peuvent réduire les coûts de maintenance et de remplacement des équipements.
- ✓ **Amélioration de la performance :** les inhibiteurs de dépôts permettent de maintenir une bonne performance des installations, ce qui peut augmenter la production et la qualité des hydrocarbures.
- ✓ **Meilleure sécurité :** en réduisant les risques de corrosion et de blocage, les inhibiteurs de dépôts contribuent à une sécurité améliorée des installations et des opérations.
- ✓ **Injection d'eau douce :**

L'une des méthodes consiste à injecter de l'eau douce dans les puits pour remettre les puits en production en cas d'incompatibilité majeure avec l'eau de gisement. [08]

- ✓ **Distillation :**

La distillation est un procédé de séparation basé sur la différence de point d'ébullition entre l'eau et les sels dissous. L'eau est chauffée jusqu'à ébullition, ce qui permet de séparer les vapeurs d'eau des sels qui restent dans le résidu. Cette méthode est efficace, mais énergivore et nécessite un équipement spécialisé.

III.8- Les risques liés à la présence de sels dans les eaux de gisement :

Les risques liés à la présence de sels dans les eaux de gisement peuvent être multiples et variés, selon les sources consultées :

- ✓ **Risques sanitaires et environnementaux :**

Les anciennes mines fermées peuvent entraîner des risques sanitaires et environnementaux, tels que l'émanation de gaz dangereux, liés à la présence de sels dans les eaux de gisement.

- ✓ **Formation de dépôts :**

Lorsque les eaux de gisement contenant des ions de baryum, de calcium et de strontium entrent en contact avec d'autres eaux, des dépôts peuvent se former, ce qui peut poser des problèmes d'incompatibilité et entraîner des complications dans les installations.

✓ Risques technologiques :

La présence de sels de sodium, de potassium et d'autres éléments dans les eaux de gisement peut constituer un risque technologique, notamment lorsqu'ils sont en dissolution, ce qui peut nécessiter des mesures de sécurité et de prévention pour éviter des incidents. [19]

III.9- Conclusion :

Les eaux de gisement sont des saumures très concentrées en sels dissous. Leur thermodynamique est très sensible aux conditions de température et de pression, surtout la température. Pour cette raison, C'est pourquoi il est essentiel de les étudier avant de procéder aux opérations d'injection.

Chapitre IV :

Etude de cas

IV.1- Introduction :

Une analyse de l'eau peut être un élément extrêmement informatif. L'analyse de l'eau peut aider à identifier la zone de production, la contamination de la zone de production, la tendance à la corrosion et/ou au dépôt de tartre, joue un rôle essentiel dans la sélection des produits chimiques de production et peut aider à la conception et au développement de systèmes de récupération secondaire et tertiaire pour l'industrie du pétrole et du gaz. Cependant, l'analyse de l'eau doit être échantillonnée, analysée et interprétée correctement. De plus, il doit être représentatif du système testé. Le champ pétrolier de HMD connaît plusieurs types de dépôts de sel qui diffèrent d'un puits à l'autre. D'autre part, un seul puits peut comporter plusieurs types de dépôts d'origines différentes.

L'objectif de cette étude est d'analyser et simuler les eaux provenant du gisement de MDHA11, qui a prouvé que l'incompatibilité des eaux (Albien et Cambrien) est le facteur le plus important dans la formation du dépôt.

Notre évaluation se base sur trois critères importants :

- Les résultats des analyses des échantillons d'eau par dosage dans le laboratoire.
- Les calculs sont faits par le logiciel PHREEQC utilisant les données pour prédire la précipitation des dépôts minéraux.
- L'aperçu des échantillons des dépôts de sels pour étudier l'efficacité du traitement. [15]

IV.2- Fonctionnement du logiciel :

PHREEQC est un programme informatique permettant de simuler des réactions chimiques et des processus de transport des eaux naturelles de surface, de profondeur et des eaux polluées. Le programme est basé sur la chimie à l'équilibre des solutions aqueuses interagissant avec les minéraux, gaz, solutions solides, échangeurs et surfaces de sorption, mais comprend également la capacité de modéliser les réactions cinétiques avec des équations de taux entièrement spécifiées par l'utilisateur sous la forme d'instructions de base. Les réactifs peuvent être reliés entre eux de manière cinétique et équilibrée, par exemple en liant le nombre de sites de surface à la quantité d'un réactif cinétique consommé (ou produit) au cours d'une période de modèle.

PHREEQC est basé sur le programme Fortran PHREEQE (Park Hurst et al, 1980). PHREEQE était capable de simuler une variété de réactions géochimiques pour un système comprenant :

- Mélange d'eaux.
- Ajout de réactions irréversibles nettes à la solution.
- Phases de dissolution et de précipitation pour atteindre l'équilibre avec la phase aqueuse. [15]
- Effets du changement de température.

PHREEQE calcule les concentrations d'éléments, les molalités et les activités des espèces aqueuses, pH, saturation indices, et transferts molaires des phases pour atteindre l'équilibre en fonction des valeurs réversibles et irréversibles spécifiées par les réactions géochimiques.

IV.3- Description du logiciel PHREEQC :

PHREEQC permet à un chimiste du traitement de l'eau d'évaluer le potentiel de dépôt de produits d'alliage courants sur la plage de composition chimique de l'eau, température, pression, PH et CO₂ attendus dans une eau de surface, une saumure ou un mélange. PHREEQC peut évaluer le potentiel de dépôt pour les agents de lessivage courants aux températures minimale et maximale prévues (et aux valeurs de pH ou de CO₂ les plus basses et les plus élevées attendues) et aider à prévoir les problèmes de dépôt en fond de trou ou lorsqu'une eau est amenée à la surface. PHREEQC évalue également les mélanges d'eau aux rapports, pressions, pressions partielles et températures que vous avez sélectionnées.

PHREEQC fournit des informations supplémentaires sous la forme d'indicateurs d'échelle pour les principaux encrassements qui sont utiles et qui seraient populaires si elles n'étaient pas si difficiles à calculer avec un crayon, du papier, des tableaux et une calculatrice.

PHREEQC permet au système de traitement de l'eau de passer en revue les indicateurs populaires et certains moins connus de manière relativement indolore, afin de broser un tableau plus complet des problèmes et des problèmes potentiels liés à une eau. [15]

❖ En résumé, PHREEQC est utilisé pour :

- 1) Développer un profil global du potentiel d'échelle pour les scalants communs sur toute la gamme des paramètres critiques anticipés.

- 2) Modéliser le potentiel de dépôt d'une eau de formation à la surface.
- 3) Évaluer le potentiel de dépôt de mélanges d'eau dans différents rapports, pressions et températures.
- 4) Examiner rapidement ces indicateurs lorsque la qualité de l'eau change ou que des contraintes environnementales forcent le fonctionnement avec une qualité de l'eau réduite et un potentiel de dépôt accru.
- 5) Pour en savoir plus sur l'interaction de la chimie de l'eau et des conditions de fonctionnement (pH, température, pressions partielles de gaz, pression) on utilise le programme comme simulateur de système.
- 6) Gagner du temps. PHREEQC peut calculer et sauvegarder manuellement les indices que vous calculez actuellement, stocker les analyses d'eau et les indices calculés. Dans de nombreux cas, PHREEQC vous permet de préparer des profils graphiques de qualité de présentation dans à peu près le même temps qu'il faudrait pour calculer manuellement les indices de Langelier et de Stiff-Davis.

IV.4- Les indicateurs calculés par PHREEQC :

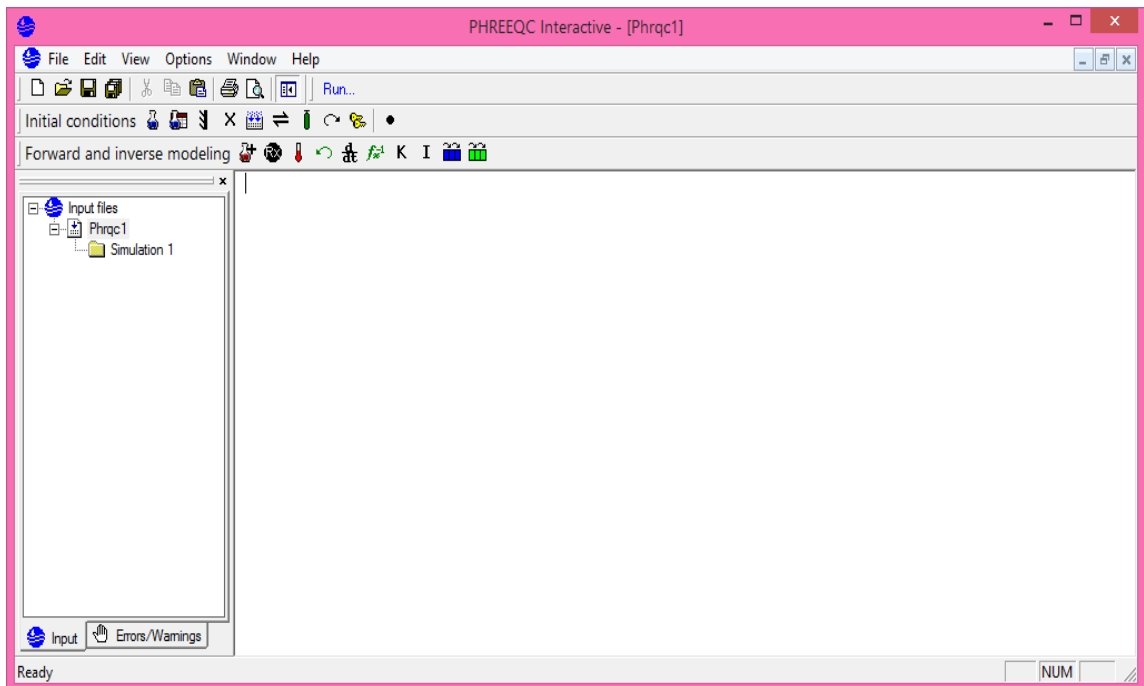
PHREEQC calcule des indicateurs de potentiel dépôt pour le sulfate de baryum (baryte), le carbonate de baryum, le carbonate de calcium (whitérine), le sulfate de calcium (anhydrite et gypse), le sulfate de strontium (célestite), le phosphate de calcium (hydroxyapatite et phosphate tricalcique), l'hydroxyde de fer amorphe, phosphate de fer (sternite), carbonate de fer (sidérite), silice amorphe, fluorure de calcium (fluorite) et hydroxyde de magnésium. Il calcule également des indices simples et communs à titre de référence. [15]

❖ Niveau de saturation :

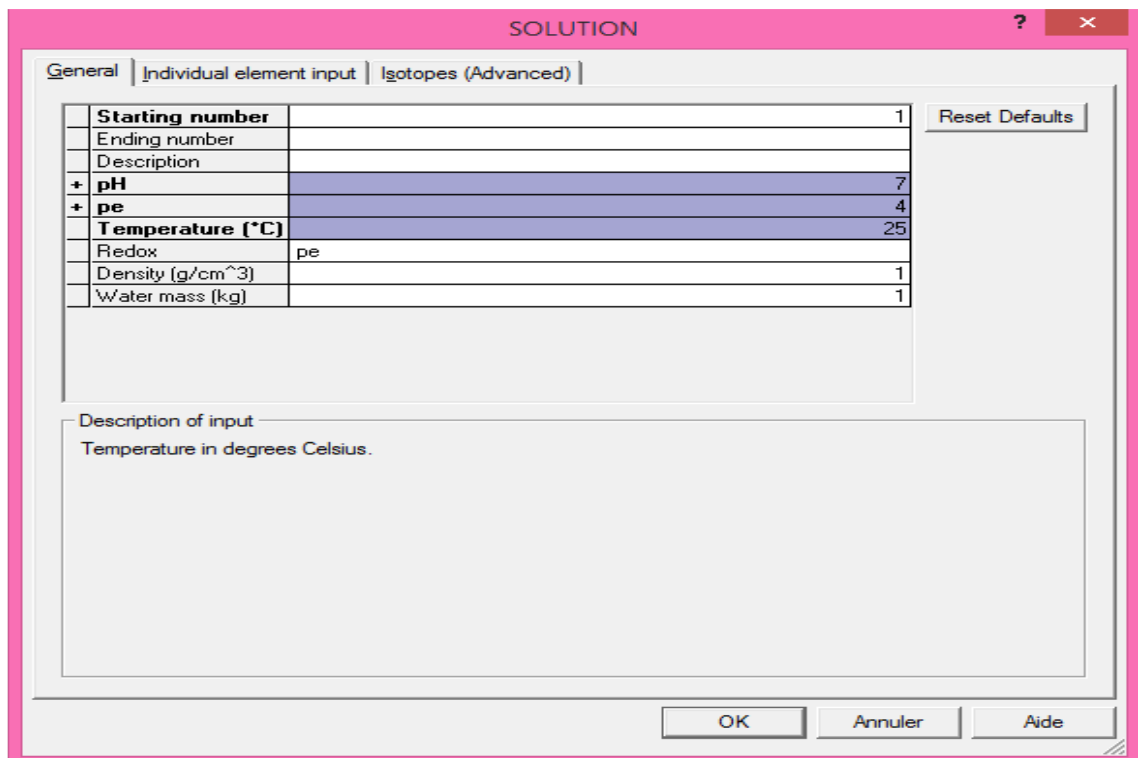
Le niveau de saturation a été déjà discuté comme base de nombreux indices couramment utilisés par les agents de traitement de l'eau. Le niveau de saturation est défini comme le rapport du produit de l'activité ionique des réactifs au produit de solubilité. Le niveau de saturation peut être défini comme suit pour les scalaires de systèmes de refroidissement courants en fonction de leurs produits de solubilité respectifs.

IV.5- Présentation de logiciel :

a. Interface principale



b. Création d'un fichier Input d'une solution à simuler



c. Sélection des ions présents et des unités dans la solution

SOLUTION ? x

General | Individual element input | Isotopes (Advanced)

Default units: **mmol/kg water** Charge balance: (none)

Select elements/redox states

Select majors | Select trace | Custom select | Modify custom...

☐ Al	☐ C	☐ Cl	☐ Fe	☐ Li	☐ N	☐ Na	☐ HS-
☐ Alkalinity	☐ CO3-2	☐ Cu	☐ Fe+2	☐ Mg	☐ N2	☐ O2	☐ SO4-2
☐ B	☐ CH4	☐ Cu+	☐ Fe+3	☐ Mn	☐ NO2-	☐ P	☐ Si
☐ Ba	☐ Ca	☐ Cu+2	☐ H2	☐ Mn+2	☐ NH4+	☐ Pb	☐ Sr
☐ Br	☐ Cd	☐ F	☐ K	☐ Mn+3	☐ NO3-	☐ S	☐ Zn

	Element	Conc.	[Units]	[Phase]	[S.I.]	[As / GFW]	[Redox]
1							
2							
3							
4							
5							
6							

Description of input

Concentration units -- Default concentration units. Three groups of concentration units are allowed, concentration (1) per liter ("L"), (2) per kilogram solution ("kgs"), or (3) per kilogram water ("kgw"). All concentration units for a solution must be within the same group. Within a group, either grams or moles may be used, and prefixes milli (m) and micro (u) are acceptable. Parts per thousand, "ppt"; parts per million, "ppm"; and parts per billion, "ppb", are acceptable in the "per kilogram solution" group. Default is

OK Annuler Aide

d. Saisie des données (les dosages)

SOLUTION ? x

General | Individual element input | Isotopes (Advanced)

Default units: **mg/L** Charge balance: (none)

Select elements/redox states

Select majors | Select trace | Custom select | Modify custom...

☐ Al	☐ C	☒ Cl	☐ Fe	☒ Li	☐ N	☒ Na	☐ HS-
☐ Alkalinity	☐ CO3-2	☐ Cu	☐ Fe+2	☒ Mg	☐ N2	☐ O2	☒ SO4-2
☐ B	☐ CH4	☐ Cu+	☐ Fe+3	☐ Mn	☐ NO2-	☐ P	☐ Si
☐ Ba	☒ Ca	☐ Cu+2	☐ H2	☐ Mn+2	☐ NH4+	☐ Pb	☒ Sr
☐ Br	☐ Cd	☐ F	☒ K	☐ Mn+3	☐ NO3-	☐ S	☐ Zn

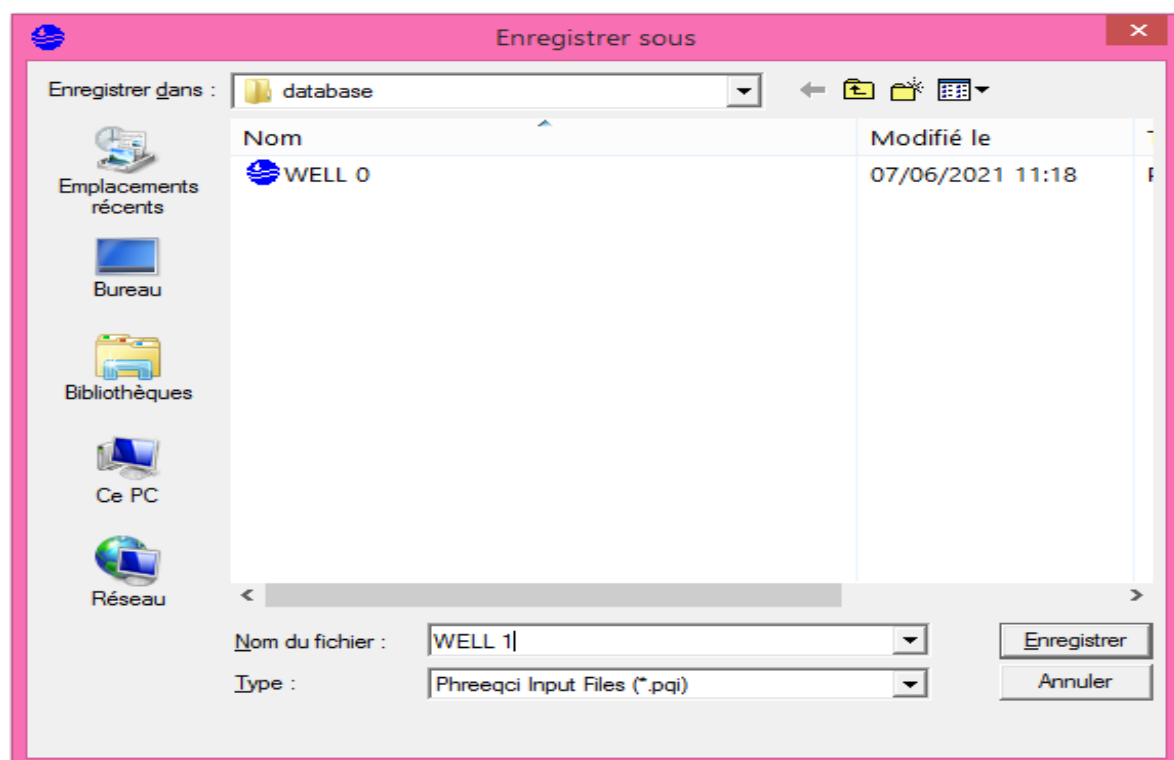
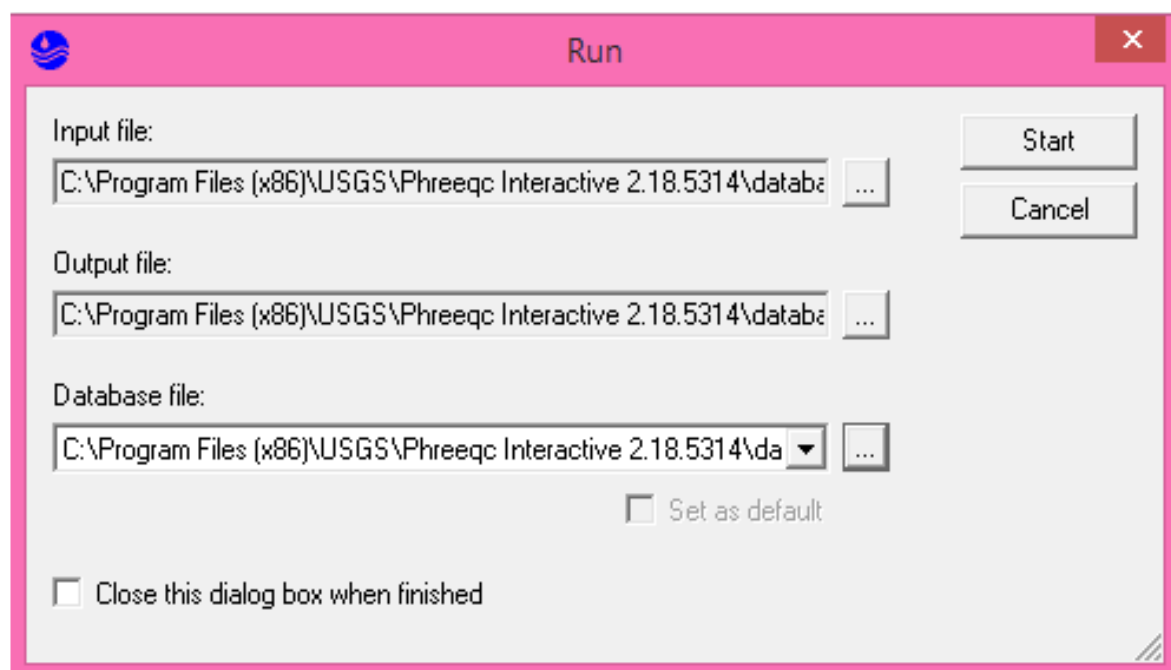
	Element	Conc.	[Units]	[Phase]	[S.I.]	[As / GFW]	[Redox]
1	Cl	0.0	(Default)				
2	K	0.0	(Default)				
3	Li	0.0	(Default)				
4	Mg	0.0	(Default)				
5	Na	0.0	(Default)				
6	Ca	0.0	(Default)				

Description of input

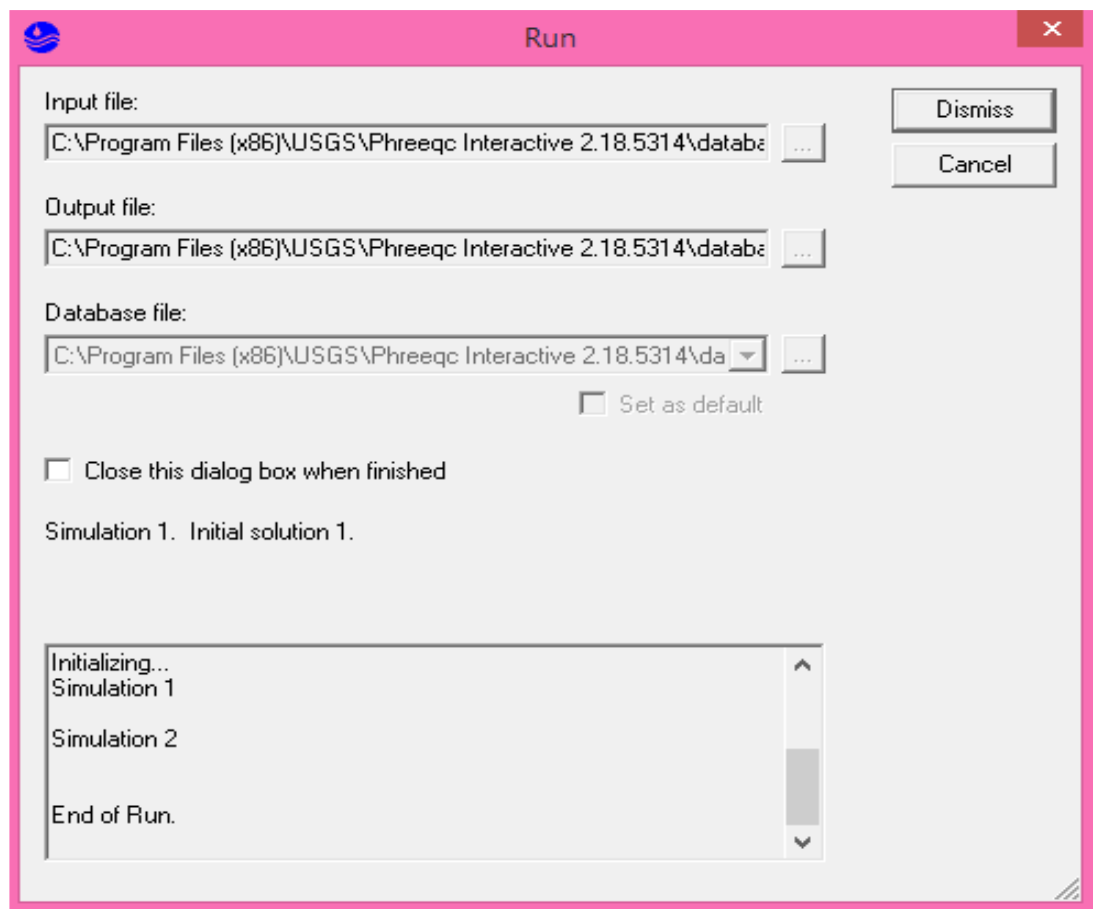
Concentration -- Concentration of element in solution or sum of concentrations of element valence states in solution.

OK Annuler Aide

e. Sauvegarde du fichier input (le nommer et l'enregistrer)



f. Run exécution



g. Lecture du fichier output les résultats

PHREEQC Interactive - [WELL 1]

File Edit View Options Window Help

Initial conditions

Forward and inverse modeling

Output files

- consultation
- gisement
- mixing
- mixing25
- mixing25 50 50
- mixing25 50 50 barium
- MDHA 1
- MDHA 2
- MDHA 3
- MDHA 4
- WELL 0
- MDHA 5
- WELL 1**

Reading data base

Reading input data for

End of run.

Na 249
Ca 182
Sr 2.8
S(6) 595
water 1 # kgq

Beginning of initial solution calculations.

Initial solution 1.

-----Solution composition-----

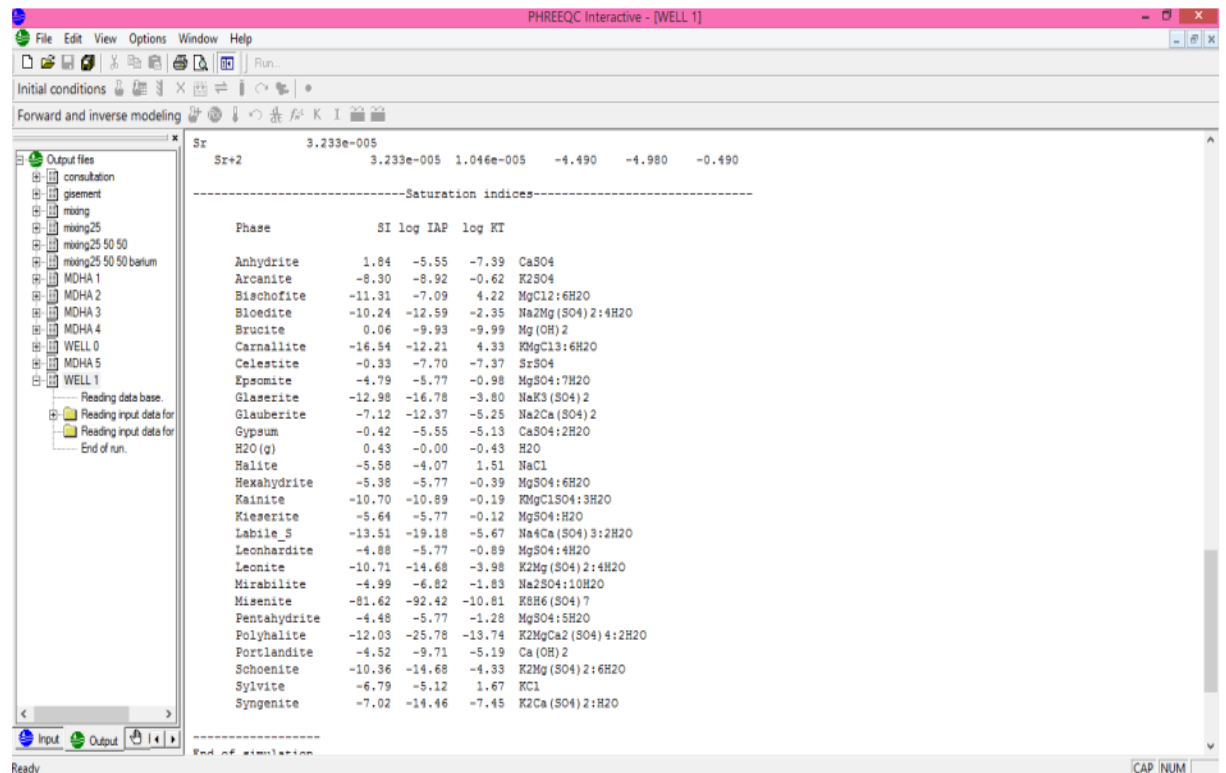
Elements	Molality	Moles
Ca	4.594e-003	4.594e-003
Cl	1.193e-002	1.193e-002
K	9.833e-004	9.833e-004
Li	1.312e-005	1.312e-005
Mg	2.664e-003	2.664e-003
Na	1.096e-002	1.096e-002
S(6)	6.266e-003	6.266e-003
Sr	3.233e-005	3.233e-005

-----Description of solution-----

pH = 8.100
pe = 4.200
Specific Conductance (uS/cm, 125 oC) = 10194
Density (g/cm3) = 0.98961
Activity of water = 0.999
Ionic strength = 3.907e-002
Mass of water (kg) = 1.000e+000
Total alkalinity (eq/kg) = 6.233e-004
Total carbon (mol/kg) = 0.000e+000
Total CO2 (mol/kg) = 0.000e+000
Temperature (deg C) = 125.000

Ready

CAP NUM



IV.6- Résultats de la simulation :

IV.6.1- Simulation de l'eau du gisement de Cambrienne :

Tab.IV.1: la composition chimique d'eau du gisement de cambrien :

Paramètres	Résultats des analyses
pH	2.93
Température	25 °C
Densité	1.23
Na ⁺	80 000 mg / l
K ⁺	9760 mg / l
Ca ⁺²	33066 mg / l
Mg ⁺²	9521.3 mg / l
Ba ⁺²	1150 mg / l
Sr ⁺²	970 mg / l
Fe ⁺²	1217.5 mg / l
Co ₃ ²⁻	0 mg / l
So ₄ ⁻²	0 mg / l
Cl ⁻	221606.3 mg / l

Tab.IV.2: Tableau de molalité

Eléments	Molalité	Moles
Ba	9.595e-03	9.595e-03
Ca	9.453e-01	9.453e-01
Cl	7.162e+00	7.162e+00
Fe(2)	2.498e-02	2.498e-02
K	2.860e-01	2.860e-01
Mg	4.488e-01	4.488e-01
Na	3.987e+00	3.987e+00
Sr	1.269e-02	1.269e-02

Tab.IV.3: Indices de saturation des sels composés

Phase	Saturation indice	log IAP	log K	
H ₂ (g)	-13.91	-17.01	-3.10	H ₂
H ₂ O(g)	-1.61	-0.11	1.50	H ₂ O
Halite	0.10	1.67	1.57	NaCl
O ₂ (g)	-55.68	-58.57	-2.89	O ₂
Sylvite	-0.99	-0.09	0.90	KCl ₃

▪ Les sels précipitent :

✓ Halite

IV.6.2- Simulation de l'eau d'injection Albien :

Tab.IV.4: La composition chimique d'eau d'injection Albien

Paramètres	Résultats des analyses
pH	7.1
Température	25 °C
Densité	1.13
Na ⁺	391.7 mg / l
K ⁺	47.11 mg / l
Ca ⁺²	332 mg / l
Mg ⁺²	97 mg / l
Ba ⁺²	0 mg / l
Sr ⁺²	0 mg / l
Fe ⁺²	1.44 mg / l
CO ₃ ²⁻	0 mg / l
SO ₄ ⁻²	1097 mg / l
Cl ⁻	652 mg / l

Tab.IV.5: Tableau de molalité

Eléments	Molalité	Moles
Ca	7.347e-03	7.347e-03
Cl	1.631e-02	1.631e-02
Fe(2)	2.287e-05	2.287e-05
K	1.069e-03	1.069e-03
Mg	3.539e-03	3.539e-03
Na	1.511e-02	1.511e-02
S(6)	1.013e-02	1.013e-02

Tab.IV. 6: Indices de saturation des sels composés

Phase	Saturation indice	log IAP	log K	
Anhydrite	-0.75	-5.03	-4.28	CaSO ₄
Gypsum	-0.45	-5.03	-4.58	CaSO ₄ ·2H ₂ O
H ₂ (g)	-22.25	-25.35	-3.10	H ₂
H ₂ O(g)	-1.50	-0.00	1.50	H ₂ O
Halite	-5.35	-3.78	1.57	NaCl
Mélanterite	-5.33	-7.54	-2.21	FeSO ₄ ·7H ₂ O
O ₂ (g)	-38.79	-41.68	-2.89	O ₂
Sylvine	-5.84	-4.94	0.90	KCl ₃

- On n'a pas des sels précipités

IV.6.3- Interaction des eaux d'injection avec les eaux des gisements :

La composition chimique d'eau albien et d'eau Cambrien, présentée dans les tableaux Tab.IV.7 et Tab.IV.8:

Tab.IV.7: Tableau de molalité

Eléments	Molalité	Moles
Ba	8.722e-03	9.595e-02
Ca	8.601e-01	9.461e+00
Cl	6.513e+00	7.164e+01
Fe	2.271e-02	2.498e-01
K	2.601e-01	2.861e+00
Mg	4.083e-01	4.491e+00
Na	3.626e+00	3.989e+01
S	9.208e-04	1.013e-02
Sr	1.153e-02	1.269e-01

Tab.IV.8: Indices de saturation des sels composés

Phase	Saturation indice	log IAP	log K	
Anhydrite	-0.87	-5.15	-4.28	CaSO ₄
Barite	2.41	-7.44	-9.84	BaSO ₄
Celestite	-0.66	-7.32	-6.66	SrSO ₄
Fe(OH) ₃ (a)	-9.87	-4.98	4.89	Fe(OH) ₃
FeS(ppt)	-9.62	-13.53	-3.92	FeS
Goethite	-3.88	-4.88	-1.00	FeOOH
Gypsum	-0.76	-5.34	-4.58	CaSO ₄ ·2H ₂ O
H ₂ (g)	-9.96	-13.06	-3.10	H ₂
H ₂ O(g)	-1.60	-0.10	1.50	H ₂ O
H ₂ S(g)	-8.97	-16.91	-7.94	H ₂ S
Halite	-0.05	1.52	1.57	NaCl
Hematite	-5.66	-9.67	-4.01	Fe ₂ O ₃
Mackinawite	-8.89	-13.53	-4.65	FeS
Melanterite	-6.38	-8.59	-2.21	FeSO ₄ ·7H ₂ O
O ₂ (g)	-63.56	-66.45	-2.89	O ₂
Pyrite	-2.05	-20.53	-18.48	FeS ₂
Sulfur	-4.94	-0.05	4.88	S
Sylvite	-1.09	-0.19	0.90	KCl ₃

▪ Les sels précipitent :

✓ Barite

IV.6.4- Interaction des eaux d'injection avec les eaux des gisements en augmentant le volume d'eau d'injection :

Tab.IV.9: Tableau de molalité

Eléments	Molalité	Moles
Ba	4.797e-03	9.595e-03
Ca	4.763e-01	9.527e-01
Cl	3.589e+00	7.179e+00
Fe	1.250e-02	2.500e-02
K	1.435e-01	2.871e-01
Mg	2.261e-01	4.523e-01
Na	2.001e+00	4.002e+00
S	5.065e-03	1.013e-02
Sr	6.343e-03	1.269e-02

Tab.IV.10: Indices de saturation des sels composés

Phase	Saturation indice	log IAP	log K	
Anhydrite	-0.44	-4.72	-4.28	CaSO ₄
Barite	2.90	-6.94	-9.84	BaSO ₄
Celestite	-0.09	-6.75	-6.66	SrSO ₄
Fe(OH) ₃ (a)	-8.68	-3.78	4.89	Fe(OH) ₃
FeS(ppt)	-15.16	-19.08	-3.92	FeS
Goethite	-2.73	-3.73	-1.00	FeOOH
Gypsum	-0.24	-4.82	-4.58	CaSO ₄ ·2H ₂ O
H ₂ (g)	-11.54	-14.64	-3.10	H ₂
H ₂ O(g)	-1.55	-0.05	1.50	H ₂ O
H ₂ S(g)	-14.78	-22.72	-7.94	H ₂ S
Halite	-0.87	0.70	1.57	NaCl
Hematite	-3.41	-7.42	-4.01	Fe ₂ O ₃
Mackinawite	-14.43	-19.08	-4.65	FeS
Melanterite	-5.11	-7.32	-2.21	FeSO ₄ ·7H ₂ O
O ₂ (g)	-60.31	-63.20	-2.89	O ₂
Pyrite	-11.83	-30.30	-18.48	FeS ₂
Sulfur	-9.17	-4.29	4.88	S
Sylvite	-1.67	-0.77	0.90	KCl ₃

- Les sels précipitent :

- ✓ **Barite**

IV.7- Discussion de la simulation :

- ✓ Les observations sur le terrain sont en accord avec les résultats de la simulation par PHREEQC de l'injection des eaux albiennes pour la récupération des HC du Cambrien. Effectivement, tous les sels identifiés dans les tubings, notamment le sulfate de baryum, ont été obtenus avec des niveaux de saturation positifs.
- ✓ Les études menées sur l'eau Albien (eau d'injection) du puits MDHA11 et l'eau Cambrien (eau de gisement) confirment que l'incompatibilité due à l'existence des ions sulfate (SO₄²⁻) dans Albien et des ions baryum (Ba²⁺) et strontium (Sr²⁺) dans Cambrien entraîne la formation de dépôts minéraux.
- ✓ L'indice de saturation obtenu de Celestite, Gypsum et Halite sont négatif alors que ces sels sont présents avec des quantités importantes dans les tubings. Cela s'explique par

l'utilisation d'une base de données thermodynamique inefficace et les erreurs causées par la simulation et les analyses physico-chimiques. Il faut utiliser la data base appropriée pour obtenir les IS positifs.

- ✓ L'anhydrite rencontrée en surface n'a pas été obtenue par PHREEQC en raison des volumes de mélange. Toute notre simulation a été basée sur le mélange volume-volume alors que, dès que l'injection s'installe, le volume des eaux albiennes devient important et la simulation doit être actualisée.
- ✓ L'analyse des données mentionnées précédemment à l'aide du logiciel PHREEQC a donné les résultats des tableaux (10 et 8) ; À chaque augmentation du volume d'Albien dans le mélange, le dépôt de BaSO₄ et d'autres types de sels augmente sans cesse.

Conclusion générale

Conclusion générale

La récupération secondaire de pétrole par injection d'eau ou de gaz est une pratique courante pour améliorer la production et réduire les coûts. Cependant, cette méthode peut entraîner des problèmes tels que les percés d'eau et les dépôts de sulfate de baryum. Pour résoudre ces problèmes, il est recommandé d'ajouter un retardateur chimique à l'eau d'injection et de maintenir des conditions de contrôle et des paramètres physico-chimiques appropriés pour l'inhibiteur de dépôt AD32. De plus, des tests réguliers des eaux produites et une surveillance trimestrielle de l'eau d'injection sont nécessaires pour détecter les problèmes et ajuster les actions correctives.

En résumé, cette recherche a montré que la simulation peut aider à comprendre et à prévoir les problèmes associés à la récupération secondaire de pétrole. Les résultats simulés ont expliqué la présence de divers minéraux dans les tubings et ont souligné l'importance d'utiliser des outils tels que PHREEQC avant les opérations d'injection. En fin de compte, une combinaison de méthodes appropriées et de surveillance régulière est essentielle pour optimiser la production de pétrole tout en minimisant les effets indésirables.

Bibliographie

Bibliographie

- [01]. KRARROUBI Ratiba « Problème de coincement au niveau du turonien sur le champ de HMD » Mémoire d'ingénieur. Univ Boumerdes. 2006.
- [02]. A. SID, Y. MAKHLOUF « Critères de choix des paramètres et la minimisation des problèmes au cours de forage, Champs Hassi Messaoud » Mémoire de Master, Univ Ouargla. 2012.
- [03]. D. SAADA « Choix des paramètres de forage et la minimisation du temps non productif au cours de forage Cas : Hassi Messaoud » Mémoire de Magister. Univ. Ouargla 2013.
- [04]. Melle BOUAYAD Khadidja, Melle MAMECHE Amel ; (2013), Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Pétrochimie ; Etude de la formation d'un dépôt au niveau des filtres de l'unité de traitement des gaz associées (UTGA-TFT), TIN FOUYE TABANKOURT
- [05]. IFP, février 1965, Traitement des eaux d'injection pour récupération secondaire revue de l'IFP, N°7
- [06]. RODIER J., BAZIN C., BROUTIN J. P., CHAMBON P., CHAMPSAUR H., et RODI L. (2005) : L'analyse de l'eau, eaux naturelles, eaux résiduaires, eau de mer, chimie, physico-chimie, microbiologie, biologie, interprétation des résultats. Ed. Dunod, Paris. P1384.
- [07]. Division production chimique pétroliers industrie pétrolières, CATALOGUE CECA
- [08] THEME Analyse et traitement des dépôts de sulfate de baryum(BaSO_4) dans le champ de HMD (puits ONIZ432, MD660 et OL6)2018
- [09]<https://dspace.univouargla.dz/jspui/bitstream/123456789/28011/1/M%C3%A9moire%20de%20fin%20du%20etude.pdf>
- [10] <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC02/All-WPC02/WPC-2055/200630>
- [11] <https://di.univ-blida.dz/jspui/bitstream/123456789/5931/1/Untitled.pdf>
- [12].<https://dspace.univouargla.dz/jspui/bitstream/123456789/23215/1/BENGANA%20%2B%20TATI%20correct%20.pdf>
- [13] <https://www.asjp.cerist.dz/en/downArticle/154/9/3/7470>
- [14] <https://www.energy.gov.dz/?article=monsieur-le-ministre-de-lrenergie-en-visite-dans-la-wilaya-de-hassi-messaoud-%28ouargla%29>
- [15] Description of Input and Examples for PHREEQC Version 3: A Computer Program for Speciation, Batch-Reaction, One-Dimensional Transport, and Inverse Geochemical Calculations

Bibliographie

- [16] REJSEK F.(2002) : Analyse des eaux, Aspects réglementaires et techniques. Série Sciences et technique de l'environnement. p360.
- [17] CRD.(1996) : les mode opératoire d'analyse physico-chimie des eaux. Analyse d'eau
- [18] DEBIECHE.T.H.(2002) : Evolution de la qualité des eaux (salinité, azote et métaux lourds) sous l'effet de la pollution saline, agricole et industrielle. Thèse Doct. L'Université de Franche. Annexe1.p vi.
- [19] Analyse et Traitement des eaux avant réinjection dans les puits d'huile – Champ Hassi Messaoud.