

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Kasdi Merbah Ouargla

**Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre
et de l'univers**

Département de science de la terre et de l'univers



MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : géologie des hydrocarbures

-THÈME-

**Effets conjugués des eaux de gisement et d'injection
sur la production dans le champ de HASSI
MESSAOUD**

Soutenue le : 23/06/2021

Présenté Par :

**KENNOUNA Mohammed Laid
DEBBA Ibrahim
KOULL Radouane**

Jury:

**President
Examineur
Encadreur**

**Pr. HACINI Messaoud
Mr.HADDANN Abdennour
Mr.ZATOUT Merzouk**

**Pr
MCB
MCA**

2020/2021

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur Mr. Zattout Marzouk pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux.

Nous tenons à remercier tous les membres de jury, qui ont accepté d'examiner ce travail.

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de département de géologie qui ont contribué à notre formation.

En définitive, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur

Mohammed Laid et Ibrahim et Radouane

MERCI

Dédicace

Louange à Dieu, par la grâce duquel s'accomplissent les bonnes actions, louange à Dieu, un grand merci, bon et béni, comme il se doit pour la majesté de son visage et la grandeur de son autorité. Aujourd'hui, mon mémorandum a été achevé et Dieu m'a donné le succès en cela. Ma chère mère et mon cher père... qui ont travaillé dur pour accomplir une partie importante de ma vie, et j'adresse également un salut spécial à mes frères et compagnons sur mon chemin... Taha Abdel-Qadr, Ahmed Walid, Adam, Youssef et Elias... Ainsi que la bonne compagnie et tous mes amis qui ont été une raison de nous motiver et n'oubliez pas que Il a travaillé dur pour nous pour compléter ce souvenir, Dieu soit loué... Et je conclus ce remerciement à mon compagnon sur mon chemin et mon lien, et mon essence est Roukaia Dendougui, qui fait partie de ma vie. Que Dieu vous aide et vous atteigne des rangs plus élevés, si Dieu le veut.. Et remerciez Dieu toujours et pour toujours

Ibrahim Debba

Dédicace

Tout Nous remercions Allah tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail

Je dédie ce modeste travail :

A ceux qui m'ont donné la vie, l'espoir et l'amour, à ceux Qui m'ont encouragé le long de mes études : Ma très chère mère et mon très cher père, Que le dieu me les protège et me les garde ;

A Mes frères (Ahmmed Takai Elldin, Ayoub, Ameer)

Ma très cher sœur Manel, Et je n'oublie pas Khadija .

Et je n'oublie pas mon compagnon de vie Imane,

Et ma très cher ami kaouthar.

A tous mes amis surtout Imad et Souhaib et mon cousin Hicham et tout ma famille (Kennouna & Abimolod).

A tous les personnes (Bachir Hizi, abdellbari, oussama) qui m'ont aidé de proche Ou de loin pour réaliser ce travail .

Mohammed Laid

Dédicace

Je remercie Allah 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 :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A tous mes frères et mes sœurs.

Yahya tougg Ishak feb Jojo jojo Ko__ko

A toute ma famille.

Ameur koull Yakoubkoull Youneskoul Hicham koull

A tous mes amis.

d.j.a.f.e.r/J_o_u_d_a_/Koul.imade.eddine/Di_ss_ou_ben/

Abdelbassetdjaborebbi/capi_tcha/t_a.h.i.r._o/kh__al__ed__/abdesstar__97

youzer_sif1/id__dz/moh.ben/youcef_masri/harounemedjour/salah.germit.3

baha.abi/3a__la/Kapblac/Laidken/Bendouiou_hamza/I_m_a_d_03/Youneskoul

B_a_h_i_t_o_o/Aflah_hadj_achour/Abde__l__fetah/Younesjaponii

Maddahakram/Basstbasstas/Lalouaymen/Aym__our/Soufiane.kasmi/Ba-ss-te

Amine tina/Aymen benharoun/Djoudi dz/Hocine labaier/Ramsi tix

Neseredine belhocine /Nasredine hacini/Souhaib seddiki/Amine Bendouiou

youcef Tarek /azz edenia younes/konoz arrayan/riad naiti/

Monir pharm/nadir pharm/elmodira pharm/hichem beriala/nour eddine koull

Mon A Amour

A Tous ceux que j'aime et je respecte

RADOUANE KOULL

Liste du tableau

Tableau1:Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts à base de sulfate.....	22
Tableau 2 : Produits de solubilité de quelques fréquents dépôts à HMD.....	22
Tableau 3: Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien.....	22
Tableau 4 : Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température.....	26

Liste de la figure

Fig.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC, 2007).....	14
Fig.2 : Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud (WEC. 2007)	16
Fig. 3 : Colonne stratigraphique du champ de Hassi Messaoud (Sonatrch/DP, 2005.....	17
Fig4 : dépôt de sel contient le NaCl.....	26
Fig5: Dépôt de sel contient le CaCO ₃	27
Fig6: Dépôt de sel contient le SrSO ₄	27
Fig7 : Dépôt de sel contient le CaSO ₄	29
Fig8: Dépôt de sel contient le BaSO ₄	30
Fig9: poudre blanche de sulfate de baryum.....	33
Fig10 : Structure cristalline du sulfate de baryum.....	34
Fig11: la précipitation de BaSO ₄ dans les installations de fond et de surface	36
Fig12 : Influence de température sur la solubilité.....	38
Fig13: Influence de salinité sur la solubilité.....	38
Fig14: Influence de pression sur la solubilité.....	39
Fig15 : Dépôts dans le tubing.....	40
Fig16 : Outil de Milling (junk mile).....	44
Fig17 : Jet Blaster	47

Abréviations

CFPA	centre de formation professionnelle et de l'apprentissage
SN.Répal	société nationale de recherche et d'exploitation du pétrole en Algérie
S	une grandeur physique de la solubilité
K_s	produit de solubilité
MIC	la concentration minimale d'inhibition

Table des matières :

Dédicace.....	4
Liste du tableau.....	6
Liste du figure.....	7
الملخص.....	11
Résumé.....	11
INTRODUCTION GENERALE.....	10
CHAPITRE I : GENERALITES.....	12
I.1- Contexte géographique de champ HASSI MESSAOUD.....	12
I.2- Historique des travaux de recherche.....	13
I.2.1- Historique.....	13
I.2.2- Zonation de champ et numérotation des puits.....	14
I.3- Les eaux dans les champs pétroliers.....	17
I.3.1- Les eaux d'injection (water flood).....	17
I.3.2- Eaux de gisement.....	18
I. 3.3- l'incompatibilité des eaux d'injection et les eaux de gisement.....	19
CHAPITRE II : DEPOTS MINERAUX.....	22
II.1- Introduction.....	22
II.2- Formation des dépôts minéraux.....	22
II.2.1. Source et conditions de formation des dépôts.....	22
II.3- Les principales causes de formation des dépôts.....	23
II.3.1. Chute de pression.....	23
II.3.2. Changement de température.....	23
II.3.3. Changement des caractéristiques minérales.....	23
II.3.4. Mélange des eaux incompatibles.....	23
II.4- Influence des paramètres sur la formation des dépôts.....	24
II.4.1. Influence de la température.....	24
II.4.2- Influence de la pression.....	24
II.4.3. Influence de pH.....	24
II.4.4. Influence de la salinité.....	24
II.5- Les sels minéraux.....	25
II.5.1- Chlorure de sodium NaCl.....	25

II.5.2- Carbonates de calcium CaCO_4	25
II.5.3-Sulfate de strontium SrSO_4	26
II.5.4- Sulfate de calcium CaSO_4	27
II.5.5- Sulfate de baryum BaSO_4	28
II.6-Comparaison entre les trois dépôts.....	29
II.7- l'origine des sulfates de baryum.....	31
II.8- Caractéristiques des sulfates de baryum.....	31
II.8.1- l'origine des sulfates de baryum.....	31
II.8.2- Structure cristalline du sulfate de baryum.....	32
II.8.3- Solubilité du BaSO_4	34
II.9-Solubilité des dépôts de sels.....	35
II.10-Les paramètres influençant sur leur formation.....	36
II.10.1-Effet de la température.....	37
II.10.2-Effet des sels dissouts.....	37
II.10.3-Effet de la pression.....	38
II.10.4-Effet de pH.....	38
II.11-Problèmes engendrés par la formation des dépôts.....	39
II.12- Prévention des dépôts.....	40
II.12.1-Procédé soustractif.....	40
II.12.2-Procédé additive.....	40
II.12.3-Procédé curatif.....	40
II.13-Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers.....	41
II.13.1-Détection et suivi des dépôts.....	41
II.14- Traitement des dépôts de sulfate baryum.....	42
II.14.1- Traitement préventif.....	42
II.15- Traitement curatif.....	43
II.15.1-Milling.....	43
II.15.2-Snubbing.....	43
II.15.3-Jetting(jet hydraulique).....	43
CHAPITRE III : SIMULATION DES INTERCATIONS DES EAUX ALBIENNES ET CAMBRO- ORDOVICIENNES.....	46
III.1- Introduction.....	47
III.2-Fonctionnement du logiciel.....	47

III.3-Les données utilisées.....	48
Cations.....	48
Anions.....	50
III.4-Matériel et méthode.....	51
III.4.1-Méthode d'analyse d'un dépôt.....	51
III.5-Méthode d'analyse d'eau.....	51
III.5.1-Principe du dosage.....	51
III.6-Description de logiciel PHREEQC.....	52
III.6.1-Les indicateurs calculés par PHREEQC.....	53
III.6.2-Présentation de logiciel.....	54
III.7-Résultats et discussion de la simulation.....	58
III.7.1- Résultats de simulation.....	58
A/ Simulation de l'eau de gisement cambrienne.....	58
B/ Simulation de l'eau d'injection aux conditions de l'aquifère Albien.....	59
C/ Simulation du mélange des deux eaux au niveau du Cambrien et le long du puits.....	62
III.7.2- Discussion de la simulation.....	69
BIBLIOGRAPHIE.....	70

ملخص

أعطت محاكاة التفاعلات بين ماء الحقن وماء الترسيبات وتأثيراتها الفردية والمجمعة باستخدام برنامج PHREEQC وقاعدة بيانات Pitzer الديناميكية الحرارية المشار إليها للمحاليل الملحية المركزة النتائج التالية: (1) شرح أصل الأسمنت الحديدي المتأخر الذي هو فرط ترسب المياه مع الهيماتيت والجيوثايت ؛ (2) شرح تكوين ترسيبات كبريتات الكالسيوم بسبب وصول المياه البيضاء إلى خزان كامبرو-أوردوفيشي ؛ (3) شرح لتكوين رواسب كبريتات الباريوم نتيجة خلط الماء بالحقن والترسيب. لذلك فإن عدم توافق مياه ألبان للحقن في حقل حاسي مسعود موضح من الناحية الجيوكيميائية

Résumé

La simulation des interactions entre les eaux d'injection et les eaux de gisement et leurs effets individuels et conjugués en utilisant le logiciel PHREEQC et la data base thermodynamique Pitzer indiquée pour les saumures concentrées a donné les résultats suivants : 1) explication de l'origine du ciment ferrugineux diagenétique tardif qui est la sursaturation de eaux de gisement en hématite et goethite ; 2) explication de la formation du dépôt de sulfate de calcium dû à l'arrivée des eaux albiennes au réservoir cambro-ordovicien ; 3) explication de la formation du dépôt de sulfate de baryum dû au mélange des eaux d'injection et de gisement. Est donc expliquée géo chimiquement l'incompatibilité des eaux albiennes pour l'injection dans le champ de Hassi Messoud.

Abstract

The simulation of the interactions between injection water and deposit water and their individual and combined effects using the PHREEQC software and the Pitzer thermodynamic database indicated for concentrated brines gave the following results: 1) explanation of the origin of the late digenetic ferruginous cement which is the super saturation of deposit water with hematite and goethite; 2) explanation of the formation of the deposit of calcium sulphate due to the arrival of albian waters at the Cambro-Ordovician reservoir; 3) explanation of the formation of barium sulphate deposit due to the mixing of injection and deposit water. The incompatibility of Albian waters for injection into the Hassi Messoud field is therefore geochemically explained.

INTRODUCTION GENERALE

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.

Le réservoir est situé sous la discordance hercynienne, il est protégé par une importante couverture argilo-salifère du Trias. L'eau de ce gisement est salée saturée en sels divers dissous (360-370 g/l) et a une masse volumique de 1,21 g/cm³ ; Sa viscosité est de 0,45cp. Le contact huile/eau se trouve à l'origine à 3380 m ($S_w = 100\%$). La brute, à sa sortie des puits, est composée de trois fractions (mélange triphasique) qui sont l'huile, le gaz et l'eau. La charge produite peut renfermer aussi du sable, de l'argile, de sels minéraux, de métaux lourds, des produits de corrosion et des gaz dissous (H₂S, CO₂ et O₂).

Dans le cadre de ce travail on s'intéresse plus particulièrement à l'étude et l'évaluation à partir de l'interprétation des analyses de l'eau de l'Albien (eaux d'injection) et Cambrien (saumures de gisement) dans le champ de HASSI MESSAOUD. En effet, durant l'injection des interactions se produisent entre ces deux eaux différentes. 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.

A cet effet, une simulation avec le logiciel PHREEQC sera réalisée et ses résultats seront comparés à ceux obtenus dans la réalité.

CHAPITRE I: GÉNÉRALITÉS

CHAPITRE I : GENERALITES

I.1- Contexte géographique de champ HASSI MESSAOUD :

Le champ de HASSI MESSAOUD est le plus grand gisement d'hydrocarbure en Algérie. Il contribue pour plus de 50 % de la production algérienne. Avec une superficie de l'ordre de 4200 Km², Il se situe à 650 km Sud - Sud-est du capital Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, et à 80 Km à l'est d'Ouargla. avait été octroyée à la société SN REPAL et la compagnie CFP(A)(Fig.1).

Ses coordonnées Lambert sont :

- X : 790.000 à 840.000 Est;

-Y : 110.000 à 150.000Nord.

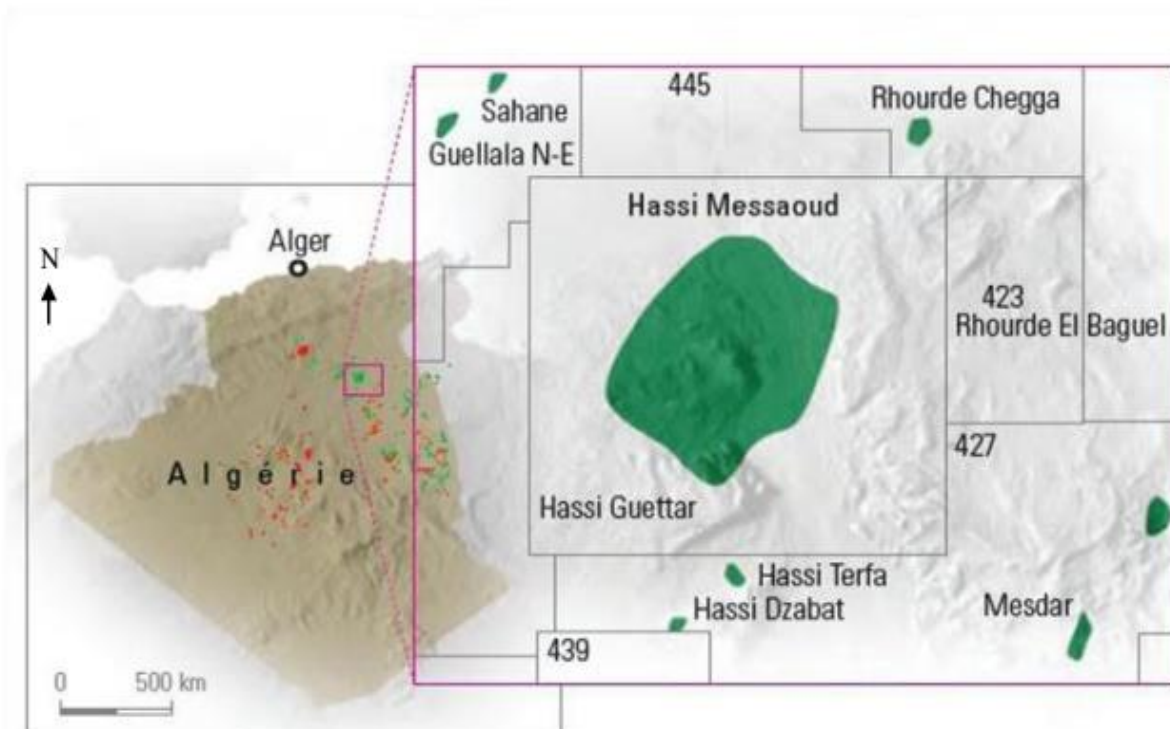


Fig.1 : Situation géographique du champ de HASSI MESSAOUD (WEC, 2007).

I.2- Historique des travaux de recherche

I.2.1- Historique :

Le gisement de HASSI-MESSAOUD découvert par deux compagnies séparées. Il s'agit de CFPA de la partie Nord du champ (OM, ON) et la SN.Répal dans le sud du champ. Ce champ a connu plusieurs activités qui ont permis la mise en évidence des hydrocarbures. L'évolution chronologique des travaux se présente comme suit:

En 1946, La SN.Répal avait démarré sa recherche au niveau de Sahara algérien, trois années plus tard, débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique.

En 1951, première opération sismique dans la région d'Ouargla. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens permettra à la SN.Répal et son associé la CFPA, de déposer leur première demande de permis de recherche.

Le jour du 16 Janvier 1956 représentait l'annonce du découvert du champ de HASSI- MESSAOUD par la SN. Répal dont le premier forage est commencé et implanté à la suite d'une campagne sismique réfraction. Dans le même année 15 Janvier, ce forage permet de découvrir les grès du cambrien productif d'huile à 3338 m de profondeur.

En Mai 1957, à 7 Km au Nord-Ouest de MD1, la CFPA a annoncé la confirmation de l'existence d'un gisement par le forage OM1.

De 1959 à 1964, 153 puits ont été mis en exploitation.

A partir de 1968, la nécessité d'approfondir la connaissance structurales et tectoniques du champ. La seule approche possible, passait en premier par la valorisation de quelques 8.200 m de carottes mécaniques antérieurement prélevées.

A partir de cette année, le rythme de forage s'est amélioré avec une moyenne de 32 puits par an. La production a atteint le seuil de 32,3 millions de tonnes en 1970.

Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, le nombre des forages est multiplié, pour atteindre une moyenne de 34 puits en 1977 (Yahiaoui, 2010).

I.2.2- Zonation de champ et numérotation des puits :

Le champ du HASSI MESSAOUD est subdivisé en 25 zones de productions, l'évolution de 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, la pression ...).

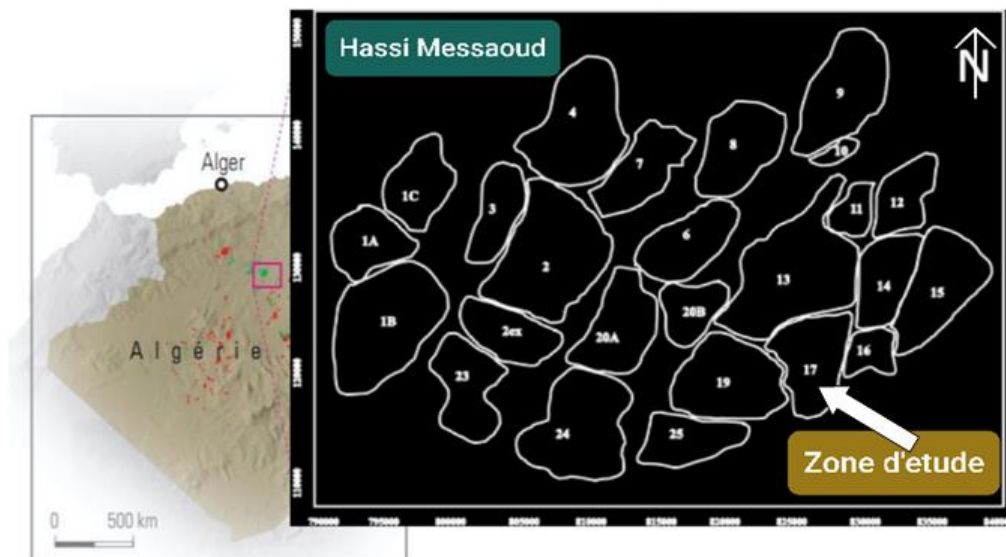


Fig.2 : Carte de zonation du champ de HASSI MESSAOUD (WEC. 2007)

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

Champ Nord:

Comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chrono-

Logique, exemple : 26Om

O : Majuscule, permis d'Ouargla.

m: Minuscule, carreau de 1600 km².

n: Minuscule, carré de 100 km².

2 : Abscisse, et **6**:ordonnée.

Champ Sud:

Elle est principalement chronologique complétée par une Numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées. Ex: MD1_MD2_MD3 (Fig. 3).

Ère	Sys	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE		
CZ	NEOG	MIO PLIOCENE		239	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses		
		EOCENE		122	Calcaire dolomitique à silex		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie	
			ANHYDRITIQUE		209	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE		149	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes	
		TURONIEN		112	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée		
		CENOMANIEN		147	Anhydrite, marne, dolomie, calcaire et argile		
		ALBIEN		362	Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce		
		APTIEN		24	Dolomies cristallines et calcaires		
		BARREMIEN		276	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles		
		NEOCOMIEN		182	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux		
	JURASSIQUE	DOGGER	MALM		226	Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès	
			ARGILEUX		107	Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines	
		LIAS	LAGUNAIRE		211	Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises	
			LD1		66	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires	
			LS1		90	Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite	
			LD2		55	Dolomies à passées marnes grises	
			LS2		58	Sels translucides à quelques passées de marnes grises	
			LD3		31	Marnes grises à passées de dolomies	
		TRIAS	SALIFERE	TS1		46	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie
				TS2		189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile
TS3				202	Sel massif avec traces d'argiles		
ARGILEUX			113	Argiles rouges dolomitiques ou Silteuses injectée de sel et anhydrite			
GRESEUX			0 à 35	Grès fins à moyens à ciment argileux			
ERUPTIF		0 à 92	Andésite				
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites d'El Hamra		75	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite		
		Grès d'El Atchane		25	Grès fins feldspathiques et glauconieux		
		Argiles d'El Gassi		50	Argile verte ou noire à graptolites		
		Zone des Alternances		18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites		
	CAMBRIEN	R Isométriques		42	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites		
		R Anisométriques		125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques a entrecroisées		
		R 2		100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques		
		R 3		370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux		
Infra Cambrien		45	Grès argileux rouges				
SOCLE			Granite porphyroïde rose				

Fig. 3 : Colonne stratigraphique du champ de HASSI MESSAOUD (Sonatrch/DP, 2005)

I.3-Les eaux dans les champs pétroliers

I.3.1- Les eaux d'injection (water flood):

L'injection de l'eau est le procédé le plus ancien (fin XIX^e siècle) et le plus employé pour la récupération secondaire des hydrocarbures, mais aussi permet d'accélérer la production, en maintenant la pression de gisement. L'injection peut être soit du type réparti dans la zone à l'huile, soit du type périphérique dans un aquifère existant.

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, pour que l'eau soit injectable, il est nécessaire d'avoir une 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 inscristallins (BaSO_4) qui bouchent les puits. On distingue deux catégories d'eau.

I.3.1.1-L'eau de lavage :

Elle est en générale injectée à la base du tubing en vue de nettoyer de temps à autre les puits et dissoudre les dépôts de sel "chlorure de sodium" qui s'y trouvent. Certaines eaux de formation peuvent contenir 350g/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 provoquant 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 de l'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, 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.

I.3.1.2-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.

I.3.2-Eaux 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 important 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, bicarbonates et 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 pétrolières, soit de la roche magasin elle-même.

Il existe des différents types de l'eau de gisement tels que :

- **Eaux de condensation** : qui correspondent à la fraction d'eau en phase vapeur accompagnant les fluides de gisement. Elles sont théoriquement moins chargées en éléments chimiques. Elles sont produites à la tête des puits par condensation en quantité relativement faible.
- **Eaux de formation** : qui sont communément attribuées à l'aquifère du gisement et accompagnent la mise en place des hydrocarbures. Elles sont variées et classées suivant les éléments chimiques dominants qu'elle s'en ferment.
- **Eaux interstitielles** : ce sont des eaux que l'on retrouve dans les petits espaces entre les minuscules grains d'une roche.
- **Eaux connées** : le « connée » veut dire née, produite ou générée ensemble. Une eau connée peut être considérée comme une eau interstitielle d'origine syngénétique (formée au même moment que la roche mère). Une eau connée, est donc une eau fossile qui est sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique.

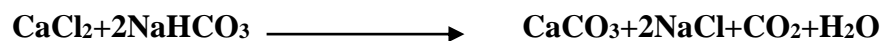
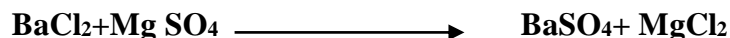
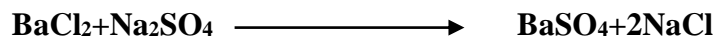
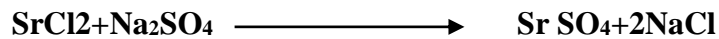
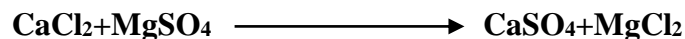
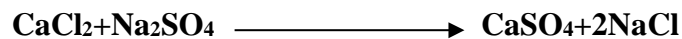
I. 3.3-l'incompatibilité des eaux d'injection et les eaux de gisement

I.3.3.1- Définition:

L'incompatibilité typique entre les eaux de gisements pétroliers et celles d'injection est le fait que des interactions chimiques peuvent se produire et faire précipiter des sels indésirables pour la réussite de l'injection. C'est le cas du champ de HASSI MESSAOUD durant où les eaux d'injection semblent non compatibles avec les eaux de gisement.

L'injection de l'eau reste tout fois l'une des techniques les plus utilisé pour la récupération secondaire de pétrole, et le succès de celle-ci, dépend primordialement de la compatibilité des eaux d'injection et les eaux de gisement. Car elles ne doivent en aucun cas provoquer une réduction de la perméabilité de la roche réservoir ; ni même une corrosion des installations de fond comme de surface.

Le problème de mélange de l'eau d'injection et de gisement, est la base de problème d'incompatibilité qui donne des précipités d'après les schémas des réactions suivant :



Sachant qu'une eau peut être chimiquement pure, malgré ces différentes composantes. Elle présente un équilibre ionique entre ses cations et ses anions.

En ajoutant une autre eau qui contenant autres ions, cet équilibre est rompu, alors on la formation des composés insoluble qui précipitent quitte à rétablir cet équilibre.

Ceci dit, deux eaux sont dites compatibles, si la réaction entre les composants chimiques ne donne

pas au mélange des composés insolubles.

L'analyse chimique élémentaire nous permet de faire une approche théorique en appliquant des paramètres physico-chimiques tels que : le produit de solubilité, concentration en cations et anions, la température et la pression.

I.3.3.2- Etude de la compatibilité des eaux à l'échelle de laboratoire :

Il consiste tout simplement de mise en contact deux eaux considérées (exemple : eau d'injection et l'eau de gisement), l'observation de ce qui se passe peut-être:

- ✓ Visuelle.
- ✓ Electrochimique : enregistrement de variation de pH et de conductivité
- ✓ Analytique : Filtration d'un précipité, calcination de dépôt obtenue (précipité), dosage des éléments contentent dans le filtrat.

On s'attachera à reproduire les conditions de température prévisibles du mélange, car la température est un facteur qui influe sur la solubilité des sels.

L'étude de la compatibilité des eaux à l'échelle de laboratoire peut s'effectuer selon les conditions de surface (pression atmosphérique -1atm-et la température ambiante-25°C-), ou bien selon les conditions de fond (haute pression et haute température).

CHAPITRE II :

DEPOTS MINERAUX

CHAPITRE II : DEPOTS MINERAUX

II.1- Introduction :

Le réseau de dessalage dans la région HASSI MESSAOUD a pour but principale de lavage des puits salés, sachant que la majorité des puits nécessite l'injection d'eau douce vu leur salinité élevée. Cette injection d'eau douce dans les puits provoque un deuxième problème qui est la formation des dépôts sulfatés qui résulte de l'incompatibilité entre l'eau d'Albien injectée qui contient les ions de sulfates et l'eau de formation (Cambrien) qui contient les cations alcalino-terreux (Mg, Ca, Sr, Ba).

II.2- Formation des dépôts minéraux

II.2.1. Source et conditions de formation des dépôts :

La formation des dépôts est due à :

- Les dépôts se forment à cause de l'incompatibilité entre les eaux de formation et celles d'injection lorsque la sursaturation est générée. Les eaux de formation sont chargées des cations Ca, Sr, Ba tandis que les eaux d'injection sont chargées en SO_4^{2-} , le mélange de ces eaux conduit à la formation des dépôts $CaSO_4$, $SrSO_4$, $BaSO_4$.

- Changement des conditions thermodynamiques : la pression et la température diminuent le long du tube de production (du réservoir jusqu'à la surface), ce qui conduit à des changements des conditions thermodynamiques. Celles-ci favorisent la formation des dépôts.

- Chute de pression : L'eau de formation du fond des puits de forage au fur et à mesure du processus de production est soumise à la réduction continue de la pression. Lorsque la pression est suffisamment réduite, certains gaz dissous s'échappent. La diminution de la concentration d'un de ces gaz provoque un déséquilibre conduisant à la formation de dépôts.

- Changement de température : Certains équipements de surfaces s'échauffent, tels que les moteurs ou les échangeurs de chaleur des pompes ce qui provoque la formation de dépôts. En effet, à titre d'exemple, la formation de carbonate de calcium, dans certains équipements, est due à la diminution de sa solubilité avec l'augmentation de la température.

Ceci étant, des études ont montré que s'agissant du $BaSO_4$, malgré l'augmentation de la solubilité avec l'augmentation de la température, le dépôt de sulfate de baryum se forme même à des températures élevées.

De façon générale, une élévation de température de 40° à 90° C provoque une augmentation de la solubilité de $BaSO_4$ et une diminution des solubilités de $CaSO_4$ et de $SrSO_4$.

- L'évaporation : elle augmente la concentration des solides dissous, ce qui conduit à la saturation.
- La sursaturation est accélérée par la présence des points spécifiques (impuretés, parois rocheuse) permettant d'initier la précipitation des dépôts : la nucléation, formation de premier germe solide dans la solution, suivant les étapes de germination puis la croissance du dépôt tant que les conditions thermodynamiques sont favorables

II.3- Les principales causes de formation des dépôts

II.3.1. Chute de pression :

L'eau de formation du fond des puits de forage au fur et à mesure du processus de production est soumise à la réduction continue de la pression. Lorsque la pression est suffisamment réduite, certains gaz dissous s'échappent.

La diminution de la concentration d'un de ces gaz provoque un déséquilibre conduisant à la formation de dépôts.

II.3.2. Changement de température :

Certains équipements de surfaces s'échauffent, tels que les moteurs ou les échangeurs de chaleur des pompes ce qui provoque la formation de dépôts.

Ceci étant, des études ont montré que s'agissant du BaSO_4 , malgré l'augmentation de la solubilité avec l'augmentation.

De façon générale, une élévation de température de 40° à 90° C provoque une augmentation de la solubilité de BaSO_4 et une diminution des solubilités de CaSO_4 et de SrSO_4 .

II.3.3. Changement des caractéristiques minérales :

Un changement dans les caractéristiques minérales des eaux, pourrait conduire à la formation de dépôts en raison du changement des forces ioniques des ions en solution.

La concentration totale des sels (sels totaux) contenus dans l'eau constitue un facteur important.

La solubilité du sulfate de baryum dans l'eau est également favorisée par la présence des sels étrangers dissous.

II.3.4. Mélange des eaux incompatibles :

Lors de la récupération secondaire, l'eau des puits de production, contenant divers minéraux, mélangée après la percée, à de l'eau d'injection provoque un changement dans les caractéristiques minérales en raison de l'incompatibilité des deux eaux qui conduit à la formation de dépôt.

Dans notre cas, l'instabilité par rapport au sulfate de baryum est une conséquence directe de cet

amalgame comme il est souvent le cas dans les champs d'hydrocarbures de la mer du Nord. En effet, lorsque deux eaux incompatibles, eau de formation contenant des ions de baryum et l'eau de mer contenant des ions sulfates sont mélangées, le dépôt de sulfate de baryum est formé.

II.4- Influence des paramètres sur la formation des dépôts :

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

II.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 CaCO_3 , SrSO_3 et CaSO_4 , mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de BaSO_4

II.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_4 .

II.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.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.

II.5- Les sels minéraux

II.5.1- Chlorure de sodium NaCl:

La précipitation des sels économiquement solubles dans des processus industriels a été de beaucoup d'intérêt dû à la formation des dépôts.

Le chlorure de sodium est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Certaines eaux de formation peuvent en contenir jusqu'à 350g/l, donc proche de la sursaturation qu'une très faible évaporation d'eau due à la chute de pression, provoque une précipitation importante de chlorure de sodium.

C'est toute fois le dépôt de sel le moins gênant pour le producteur et une simple injection d'eau douce suffi pour empêcher ces dépôts de se former.



Fig4 : dépôt de sel contient le NaCl

II.5.2- Carbonates de calcium CaCO₃ :

Les dépôts de carbonate sont prévus pour former en raison de chutes de pression pendant la production.

Les carbonates de calcium, sont des sels qui se forment suivant une réaction de précipitation par la combinaison des ions calcium avec les ions carbonates ou bicarbonates selon les deux réactions suivantes :

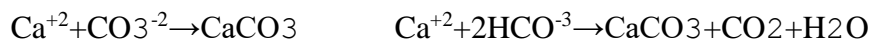




Fig5:Dépôt de sel contient le CaCO_3

II.5.3-Sulfate de strontium SrSO_4 :

Le dépôt de sulfate de strontium, est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium ; leur solubilité diminuée on 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.

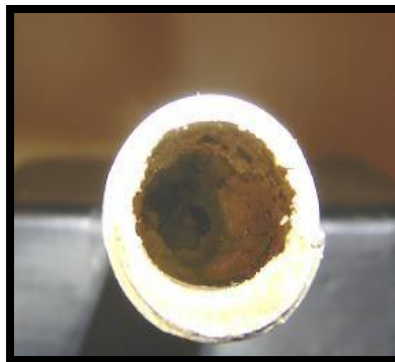


Fig6:Dépôt de sel contient le SrSO_4

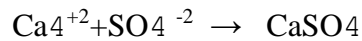
II.5.4- Sulfate de calcium CaSO_4 :

Ce sel peu soluble, voit sa solubilité diminuer quand la température augmente. Néanmoins, avant

d'envisager l'ultime solution du traitement chimique, on pourra essayer de tirer avantage d'une de ces caractéristiques : sa solubilité augmente avec la teneur en NaCl de la solution.

On évitera si possible de diluer l'eau incriminée. Au contraire, on recherchera la possibilité d'un mélange à une eau d'une salinité supérieure (sauf si cela enrichit défavorablement en ions SO_4^{-2} ou Ca^{++}). En fin, si un précipité persiste, on pourra probablement l'éliminer par filtration

La combinaison entre les ions Ca^{+2} et SO_4^{-2} donne la formation d'un précipité de sulfate de calcium selon la réaction suivante :



Il existe trois principales de sulfate de calcium qui sont :

- Gypse $\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O}$.
- Anhydre (anhydrite) CaSO_4 .
- Hémi hydrates $\text{CaSO}_4, 1/2\text{H}_2\text{O}$.

La majeure partie du sulfate de calcium trouvé comme dépôts dans un champs pétrolière est sous forme de gypse : $\text{CaSO}_4.2\text{H}_2\text{O}$.

Parmi les moyens de lutte, citons :

- *l'acidification qui est efficace, lorsque les dépôts ne sont pas trop anciens et donc, pas très durs.
- *les inhibiteurs à base poly phosphates.



Fig7 : Dépôt de sel contient le CaSO_4

II.5.5- Sulfate de baryum BaSO_4 :

C'est le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres, il faut éviter sa formation car, il forme des bouchons imperméables, comatants, inattaquables à l'acide et aux basses.

De façon générale, les problèmes posés par les dépôts sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité des deux eaux, Certaines eaux de gisement, contiennent de sels de baryum en solution. Si ces eaux viennent en contact avec une eau de sulfate qui contient des ions sulfates, le baryum précipite. Ce contact peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sel, ou lors l'injection d'eau douce dans le gisement telle qu'elle est pratiquée pour le maintien de la pression de ce gisement. 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.



Fig8: Dépôt de sel contient le BaSO_4

La précipitation de BaSO₄ se manifeste sur toute la chaîne de production, en fonds des puits et dans les installations de surface.

II.6-Comparaison entre les trois dépôts :

A titre de comparaison, la solubilité du BaSO₄ dans l'eau douce est de 2 mg/l, c'est-à-dire 10 fois inférieur à celle du CaCO₃, 100 fois inférieur à celle du SrSO₄ et mille fois inférieur à celle du CaSO₄, mais sa solubilité augmente avec la force ionique de l'eau et on peut trouver dans une eau de gisement jusqu'à 50 mg/l de sulfates dissous.

D'autres parts, la taille des cristaux est d'autant plus grande que la sursaturation de la solution est faible.

Le tableau ci-dessus donne une comparaison des solubilités du sulfate de baryum et de Sulfate de calcium, donc ce tableau montre que le premier qui se forme c'est le BaSO₄.

Tableau1:Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts à base de Sulfate.

Elément	BaSO ₄	SrSO ₄	CaSO ₄
Produit de solubilité K _{sp}	$1,1 \cdot 10^{-10}$	$2,8 \cdot 10^{-7}$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
Solubilité 'S' (mol/l)	$1,05 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-4}$	$7,8 \cdot 10^{-3}$

Tableau 2 : Produits de solubilité de quelques fréquents dépôts à HMD.

Nom du dépôt	Produit ionique	Produits de solubilité à 25°C
FeS	$[\text{Fe}^{+2}] \cdot [\text{S}^{-}]^2$	$3,2 \cdot 10^{-18}$
BaSO ₄	$[\text{Ba}^{+2}] \cdot [\text{SO}^{-24}]$	$1,1 \cdot 10^{-10}$
CaSO ₄ .2H ₂ O.	$[\text{Ca}^{+2}] \cdot [\text{O}^{-24}]$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
SrSO ₄	$[\text{Sr}^{+2}] \cdot [\text{SO}^{-24}]$	$2,8 \cdot 10^{-7}$
Ba CO ₃	$[\text{Ba}^{+2}] \cdot [\text{CO}^{-23}]$	$8,10^{-9}$
CaCO ₃	$[\text{Ca}^{+2}] \cdot [\text{CO}^{-23}]$	$4,8 \cdot 10^{-9}$

Mg CO ₃	[Mg ⁺²]. [CO ⁻²³]	1,0.10 ⁻⁵
--------------------	---	----------------------

Tableau 3: Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien.

	ALBIEN	CAMBRIEN
	(mg/l)	(mg/l)
HCO ₃) -	170	0
CO ₃ 2-	0	0
Cl-	420	210 000
(SO ₄) 2-	600	0
Ca 2+	210	36 000
Mg 2+	70	6 500
Ba 2+	0	800
Sr 2+	0	970.00
Na+	250	80 000
K+	40	6 000
Fer total	0	5 500

PH	7.0	3.5
Densité à 25 °C	1.00	1.23
Profondeur (m)	1050-1350	3300-3400

II.7- 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 **SO₄⁻²**), il se forme le dépôt de sulfate de baryum et donne des résultats néfastes sur les équipements utilisés lors le dessalage : bouchage des puits et corrosion des installations. Ces deux phénomènes influent beaucoup sur le procédé d'extraction de pétrole et par conséquent une diminution de la production pétrolière.

II.8- Caractéristiques des sulfates de baryum

II.8.1- 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 le dessalage : bouchage des puits et corrosion des installations. Ces deux phénomènes influent beaucoup sur le procédé d'extraction de pétrole et par conséquent une diminution de la production pétrolière



Fig9:poudre blanche de Sulfate De Baryum

II.8.2- Structure cristalline du Sulfate de Baryum :

Les cristaux de BaSO_4 comme ceux du SrSO_4 sont, d'une part, orthorhombiques à mailles très voisines, d'autre part, ils sont de nature poreuse avec tendance à absorber les ions étrangers qui peuvent co-précipiter. Par contre le CaSO_4 est, monoclinique à mailles très différentes de celles du BaSO_4 et du SrSO_4 .

Le Sulfate de Baryum cristallise dans le système orthorhombique (groupe Pnma). Ses paramètres de maille varient selon les auteurs. Miyake (Miyake et al. 1978) obtient :

$$a = 8,88 \text{ \AA} ; b = 5,46 \text{ \AA} ; c = 7,16 \text{ \AA}$$

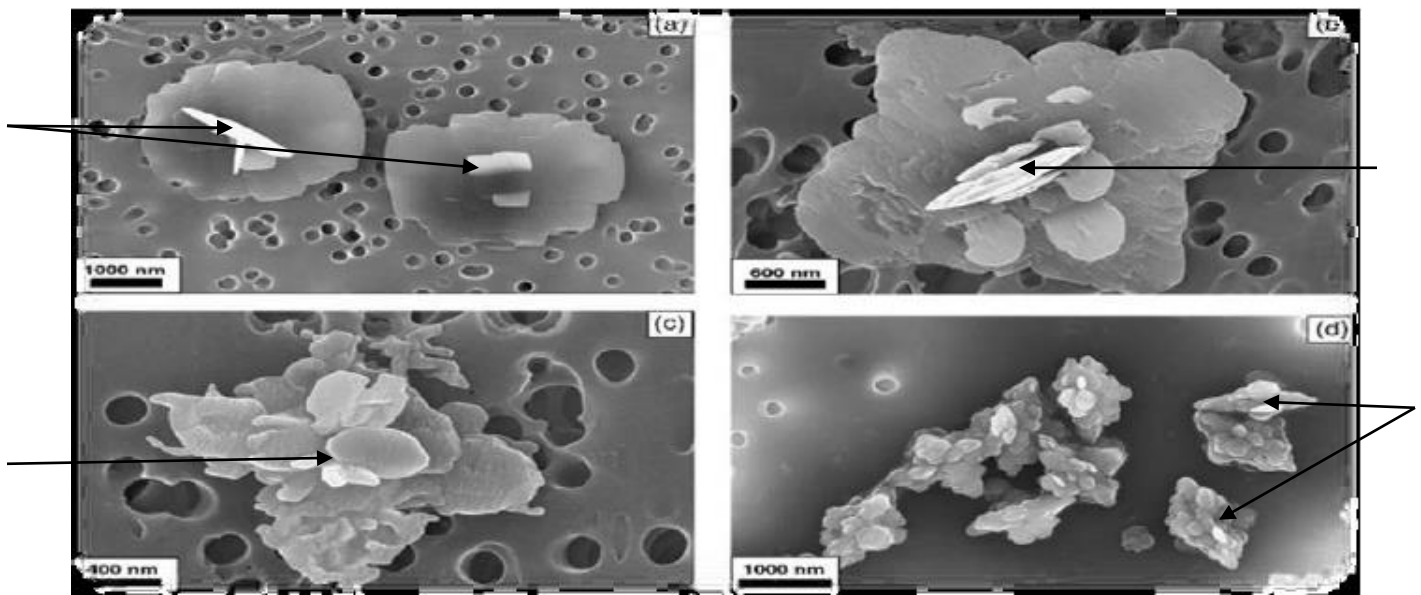


Fig10 : Structure cristalline du sulfate de baryum

II.8.3- Solubilité du BaSO₄

La solubilité est la capacité d'une substance, appelée soluté, à se dissoudre dans une autre substance, appelée solvant, pour former un mélange homogène appelé solution.

En thermodynamique, la solubilité est une grandeur physique notée **S** désignant la concentration massique maximale du soluté dans le solvant, à une température donnée. La solution ainsi obtenue est alors saturée. La solubilité s'exprime en g/L ou en mol/L.

Le BaSO₄ est, en effet, le sel de sulfate qui a la plus faible solubilité. A 25 °C, Rosseinsky 1958 mesure par conductimètre une solubilité égale à $1,04 \times 10^{-5}$ mol/l soit 2,5 mg/l.

Le produit de solubilité du BaSO₄ à 25°C est égal à $1,10 \cdot 10^{-10}$.

La solubilité de BaSO₄ dans l'acide sulfurique concentré (densité 1,853) est de 15.89 g dans 100g de solution saturée à 25 °C. La solubilité chute rapidement quand la solution d'acide sulfurique est diluée (0,05 g par 100 g de solution diluée contenant 83 % d'acide concentré).

La solubilité a été mesurée par Kohlrausch dont voici les résultats exprimés en mg de sel par 100 cm³ d'eau.

Tableau 4 : Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température.

T (°C)	0,77	3,33	18	26,75	34
BaSO₄ (mg)	0,171	0,207	0,230	0,266	0,291

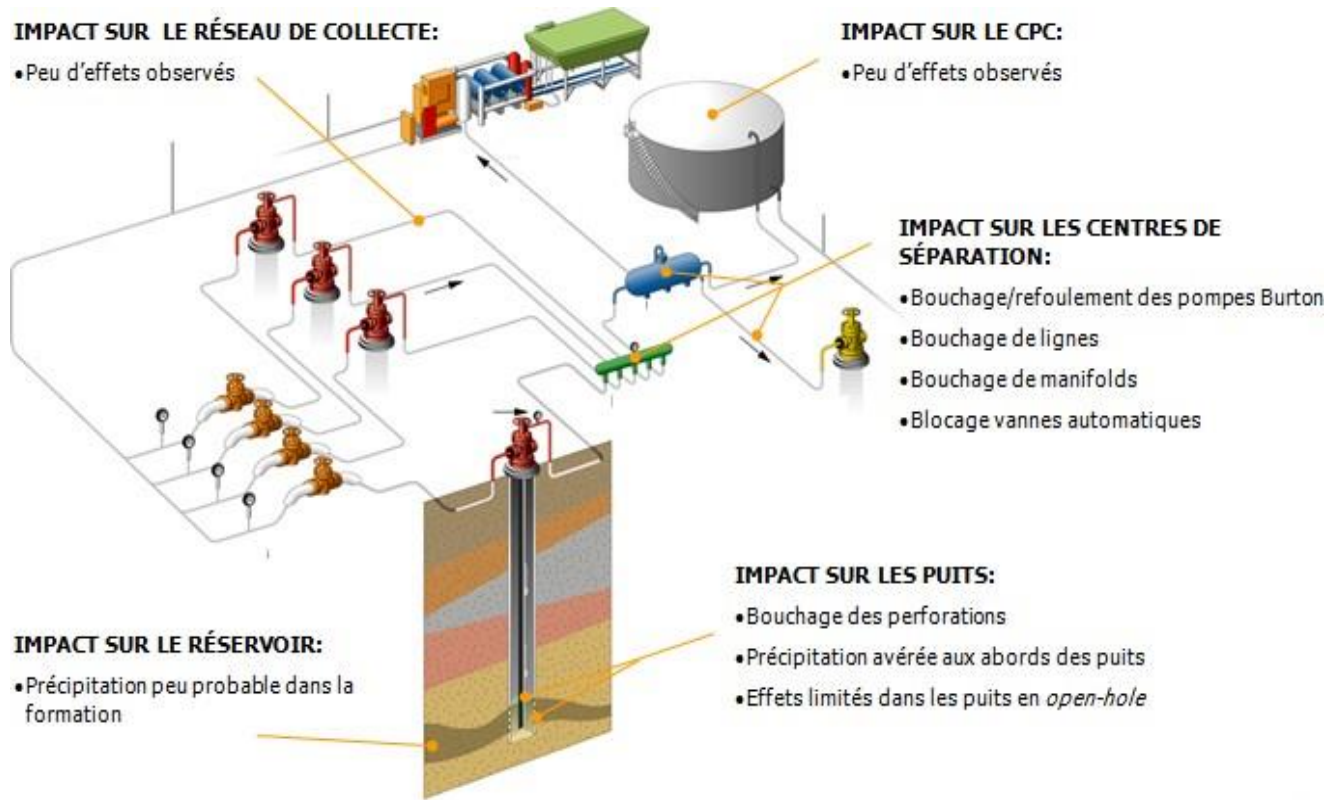


Fig11: la précipitation de BaSO₄ dans les installations de fond et de surface

II.9-Solubilité des dépôts de sels :

Les sels ont comme origines 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 quelque fois jusqu'à la 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.

Dissoudre un sel dans l'eau par exemple, revient donc à séparer les ions qui se trouvent dispersés dans le solvant et cela grâce au phénomène de solvation pour rompre une liaison ionique, il faut donc fournir de l'énergie, les ions séparés sont moins stables que lorsqu'ils sont liés. La solubilité d'un sel est très variable d'un cas à un autre ; alors que de nombreux sels sont entièrement solubles comme le Na₂SO₄, K₂SO₄ et (NH₄)₂SO₄ un certain nombre de sels sont partiellement solubles et d'autre insolubles BaSO₄.

Dans le cas d'un composé ionique solide (AB) qui se dissocie en A^- et B^+ indiquent la concentration en gramme ions/litre, la constante d'équilibre de la réaction de dissolution est appelée produit de solubilité et est notée K_s (T), elle ne dépend que de la température et en générale, elle augmente avec celle-ci. 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'égalise le produit de solubilité.

- ✓ 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.
- ✓ Plus le K_s est faible moins le sel est soluble.

II.10-Les paramètres influençant sur leur formation :

Produit de solubilité quelques fréquent dépôts à HMD(Tableau2)page

II.10.1-Effet de la température :

Elle a une action très importante sur la solubilité et la croissance cristalline de calcium, baryum et strontium de sulfate. Une augmentation de la température réduit la solubilité de $CaCO_3$, $SrSO_4$ et le $CaSO_4$, mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de $BaSO_4$.

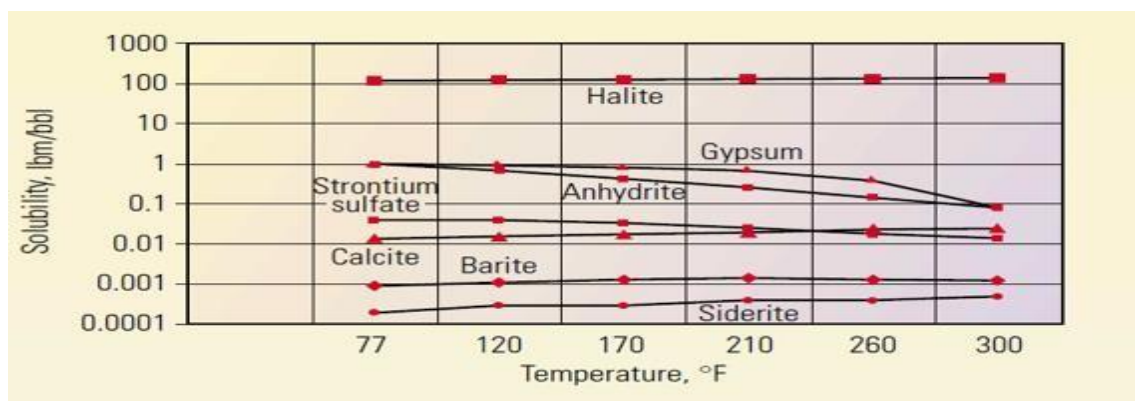


Fig12 : Influence de température sur la solubilité

II.10.2-Effet des sels dissouts :

Les sels dissouts dans l'eau favorisent la solubilité de BaSO_4 , tout à fait comme dans le cas de CaCO_3 et CaSO_4 . Par exemple, 100 000mg/l de NaCl augmente la solubilité de BaSO_4 de 2.03 à 3.1g/là 25°C.

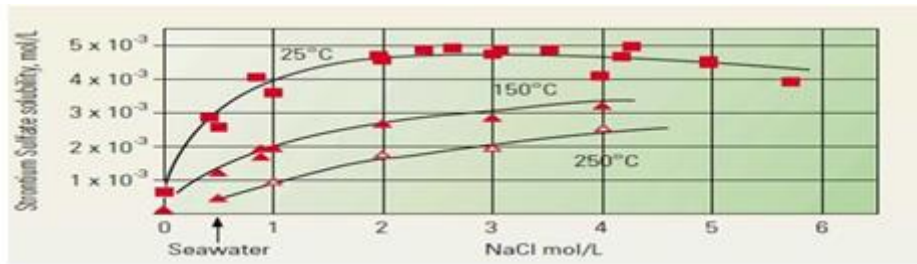


Fig13:Influence de salinité sur la solubilité

II.10.3-Effet de la pression :

La variation de pression provoque des variations de concentration du gaz dissout, et dans ce cas, des déplacements d'équilibre susceptible 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 .

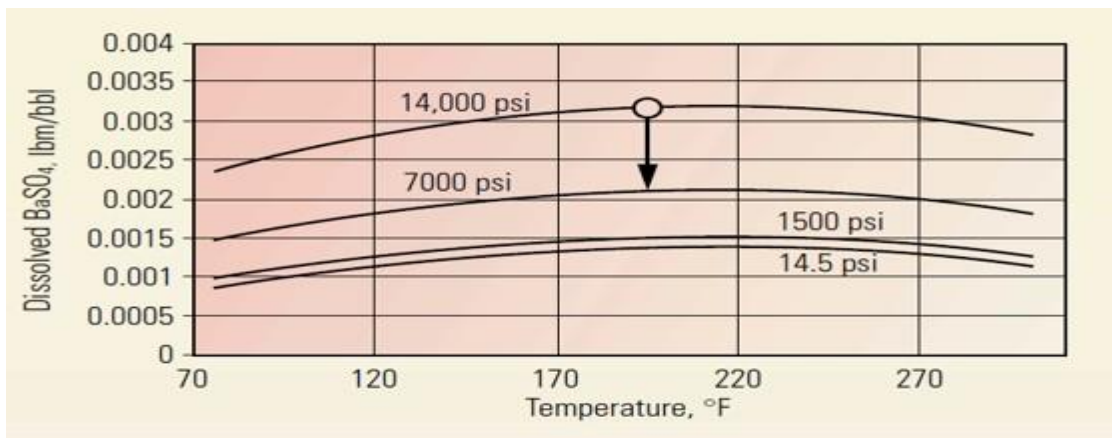


Fig14:Influence de pression sur la solubilité

II.10.4-Effet de pH :

La solubilité des sels augmente avec la diminution du pH est cela est dû à la forte activité des ions

H⁺.

En effet, quand on est en présence d'un pH acide, l'activité de H⁺ (qui a pour origine la dissociation des acides fortes comme le H₂SO₄, 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.11-Problèmes engendrés par la formation des dépôts :

Les dépôts peuvent provoquer des dégâts industriels, économiques et environnementaux, qui sont principalement :

-la réduction de la section de passage des canalisations avec la dégradation de l'état de surface, ces tartres adhérents augmentent les pertes de charge et par conséquent, les dépenses énergétiques liées à la circulation des fluides.

Il faut aussi noter qu'une surface corrodée peut être menacé par la formation des dépôts.

Cependant, l'incrustation peut, dans certains cas, protéger la crépine (ouvrage de forage) contre la corrosion. Cette dernière provoque une destruction irréparable plus au moins rapide de ces dépôts calcaires qui réduisent la consommation du courant, et isole le métal du milieu corrosif (protection cathodique)

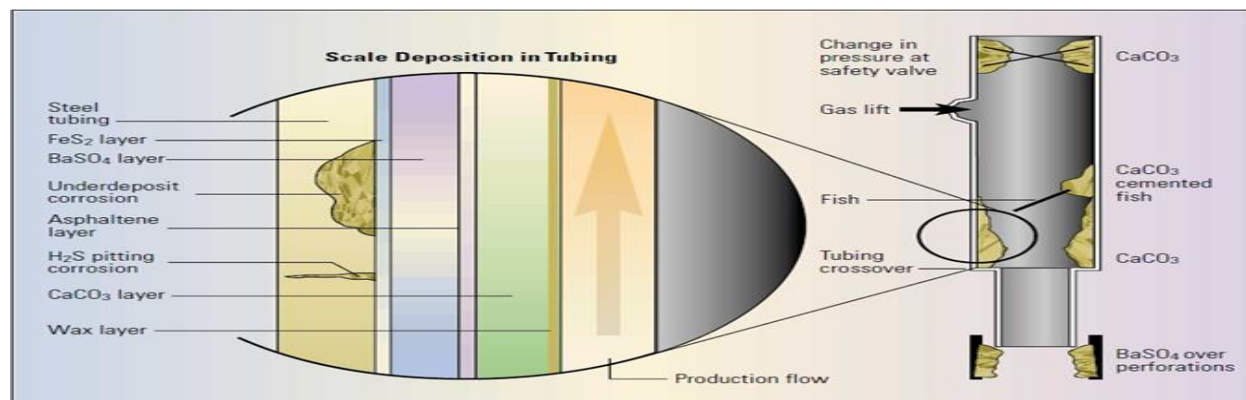


Fig15 : Dépôts dans le tubing

II.12- Prévention des dépôts :

Pour éviter le dépôt de NaCl, le lavage à l'eau périodique en continu, parait la solution la plus

indiquée ; ce problème ne devrait d'ailleurs pas se poser lorsque l'eau produite contient moins de 80% d'eau de gisement. Cependant, un risque plus grave de perte de productivité des puits d'endommagement des installations, est causé par la précipitation des sulfates de baryum, calcium et strontium.

.Il existe plusieurs possibilités de prévenir les dépôts :

II.12.1-Procédé soustractif :

En éliminant les ions formateurs de dépôts ; dans notre cas, peut agir que par élimination des ions sulfates contenus dans l'eau d'injection, en précipitant ceux-ci par BaCl₂ suivant la réaction

suivante: $SO_4^{2-} + BaCl_2 \rightarrow BaSO_4 + 2Cl^-$



II.12.2-Procédé additive :

On additionne une substance faisant reculer le produit de solubilité en alternant le processus de croissance des cristaux formés, il en découle que de ces possibilités seul l'inhibition chimique semble être favorable techniquement et surtout économiquement.

L'efficacité d'un inhibiteur de dépôt varie suivant le type de produit utilisé et le type d'entartrant rencontré. Des travaux ont montré que l'entartrage pouvait être évité par l'addition de concentration infinitésimal de l'inhibition.

Ce mécanisme appelé « effet de seuil » définit comme l'inhibition de la précipitation de dépôts par des concentrations très faibles, au-delà, le produit perd son action d'inhibition par le phénomène de désorption en réagissant comme agent séquestrant (complexant).

II.12.3-Procédé curatif:

Il s'effectue par partage mécanique à l'aide de racleur, or, cette méthode n'est pas efficace est cause de fissures au niveau de tubing.

II.13-Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers

En général les dépôts de sels provoquent, au niveau des équipements des unités de traitement du

brut, les inconvénients suivants :

- ✓ Diminution d'échange thermique ce qui implique une augmentation de la température
- ✓ Diminution de section de passage donc une diminution de la production et accroissement des pertes de charge Possibilité de la corrosion sous dépôts des installations de surface (tête des puits, les vannes, conduites ...) et du fond (casing, tubing ...)
- ✓ Diminution de l'écoulement des hydrocarbures dû à la réduction de la perméabilité
- ✓ Formation des dépôts conduit à des grands investissements de réparation et Work Over des équipements du fond de puits producteurs et injecteurs
- ✓ Colmatage de la roche réservoir qui entoure les puits producteurs.

II.13.1-Détection et suivi des dépôts :

Pour assurer les meilleures conditions de production, après avoir complété et raccordé le puits au réseau de production, une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux (2) fois par semaine).

L'équipe de production, doit à chaque ronde, relever les paramètres suivants en tête de puits :

- ✓ Pression de tête.
- ✓ Pression de ligne (en aval de la dusse).
- ✓ Température de l'effluent.

En plus de ça, et pendant la surveillance de ces puits, ils procèdent à :

- ✓ L'examen des pressions des espaces annulaires.
- ✓ La vérification du bon fonctionnement des installations d'injection d'eau de dessalage.
- ✓ L'état des dusses (éventuellement).

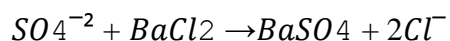
C'est en cas de non-correspondance des résultats que l'on peut détecter la présence d'un bouchage (lorsque la chute de pression de tête est importante).

II.14- Traitement des dépôts de sulfate baryum

II.14.1- Traitement préventif

II.14.1.1. 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 $BaCl_2$ suivant la réaction suivante:



II.14.1.2. 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.14.1.3. Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation

La technique du "squeeze" d'inhibiteur consiste en l'arrêt de la production du puits à traiter, puis injection d'un certain volume de solution aqueuse inhibitrice dans le réservoir et fermeture de celui-ci pour laisser l'inhibiteur s'adsorber sur la roche. Cette opération peut durer de quelques jours à quelques semaines avant de remettre le puits en production, selon l'état d'endommagement par précipitation de la zone de réservoir aux abords des puits. Lors de la reprise de la production, l'inhibiteur est progressivement libéré dans l'eau.

Toutefois, pour être efficace, il doit être libéré dans les eaux de production à un taux suffisant qui permet de prévenir la formation des dépôts. Cette valeur est appelée la concentration minimale d'inhibition (MIC) : concentration la plus basse d'inhibiteur pour laquelle les dépôts ne se forment pas/ne croissent pas.

Ce mécanisme est appelé aussi « effet de seuil », définit comme l'inhibition de la précipitation de dépôts par des concentrations très faibles. Au-delà, le produit perd son action d'inhibition par le phénomène de désorption en réagissant comme agent séquestrant (complexant).

II.14.1.4. Les mécanismes d'action des inhibiteurs

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

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

➤ **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.

➤ **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.15- Traitement curatif

II.15.1-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.

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 oeuvre 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.15.2-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

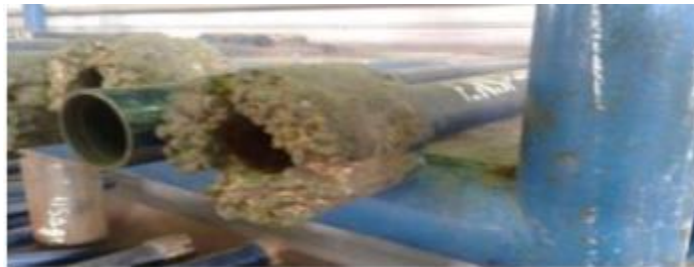


Fig 16: Outil de Milling (junk mile)

II.15.3-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 Blaster compose d'un nozzle en tête qui assure leur passage, deux nozzles latérales provoquent la rotation de l'outil et un drift pour le contrôle de nettoyage.

- Investigation de 360° du puits assurée 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).

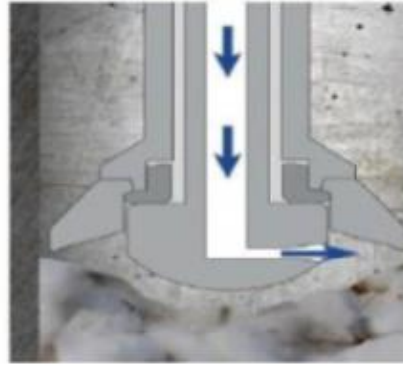


Fig17 : Outil de Jet

CHAPITRE III :

**SIMULATION DES INTERCATIONS
DES EAUX ALBIENNES ET CAMBRO-
ORDOVICIENNES**

CHAPITRE III : SIMULATION DES INTERCATIONS DES EAUX ALBIENNES ET CAMBRO-ORDOVICIENNES

III.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 correctement, analysée correctement et interprétée correctement. De plus, il doit être représentatif du système testé. Le champ pétrolier de HMD connaît plusieurs types des dépôts de sel qui diffèrent d'un puits à l'autre, d'autre part, un seul puits peut comporter plusieurs types des dépôts d'origines différentes. Notre étude sur les puits : WELL 0, WELL 1, WELL 2, WELL 3, WELL 4, a montré que l'incompatibilité des eaux (Albien et Cambrien) est le facteur le plus influençant de formation du dépôt.

Notre évaluation se base sur trois critères importants :

1. Les résultats des analyses des échantillons d'eau par dosage dans laboratoire.
2. Les calculs faits par logiciel PHREEQC utilisant les données pour prédire la précipitation des dépôts minéraux.
3. L'aperçu des échantillons des dépôts de sels pour étudier l'efficacité de traitement.

III.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 les 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. Cinétique et équilibre les réactifs peuvent être interconnectés, par exemple en liant le nombre de sites de surface à la quantité d'une cinétique réactif consommé (ou produit) au cours d'une période de modèle.

PHREEQC est basé sur le programme Fortran PHREEQE (Parkhurst et al, 1980). PHREEQE était

capable de simulant 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.
- Effets du changement de température.

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

III.3-Les données utilisées :

- ✓ Données obtenues par les analyses des échantillons dans laboratoire des puits : well0, well1, well2,(Échantillons de dépôt minéral).
- ✓ Les concentrations des composants chimiques (cations et anions) des échantillons eaux albien (puits MDHA11) et cambrien(Référentielle)
- ✓ Les paramètres physico-chimiques de ces eaux :

➤ **Cations:**

○ **Baryum (Ba²⁺)**

Le baryum est important en raison de sa capacité à se combiner avec l'ion sulfate et à précipiter le sulfate de baryum. Ce composé est extrêmement insoluble dans l'eau et la plupart des acides. La formation de sulfate de baryum entraînera de graves problèmes d'obturation. En outre, les isotopes radioactifs du radium co-précipitent souvent avec le baryum et forment un dépôt de matière radioactive naturelle.

○ **Strontium (Sr²⁺)**

Comme les ions baryum et calcium, le strontium peut se combiner à l'ion sulfate pour former du sulfate de strontium insoluble. Bien que plus soluble que le sulfate de baryum, il risque fort de co-précipiter avec le sulfate de baryum.

○ **Sodium(Na⁺)**

La plupart des sels de sodium sont solubles dans l'eau ; par conséquent, le sodium est un constituant majeur des champs de pétrole et des eaux potables. En règle générale, le sodium ne pose aucun problème spécifique. La seule exception serait la précipitation de chlorure de sodium (NaCl) à partir de saumures extrêmement salées.

○ **Calcium (Ca²⁺)**

L'ion calcium est un constituant majeur des saumures de champs pétrolifères et sa concentration peut aller jusqu'à 30 000 mg / L, bien qu'il soit généralement beaucoup plus faible. Cet ion revêt une importance majeure en raison de sa capacité à se combiner avec les ions bicarbonate, carbonate ou sulfate et à précipiter les dépôts minéraux, adhérents et / ou en suspension.

○ **Magnésium (Mg²⁺)**

La concentration en ions magnésium est généralement bien inférieure à la concentration en ions calcium. L'importance primordiale de l'ion magnésium est également sa capacité à former des écailles avec les ions carbonate ; cependant, ces dépôts de magnésium sont 50 fois plus solubles dans l'eau que le CaCO₃. La plupart des autres sels de magnésium, tels que le MgSO₄, sont assez solubles dans l'eau et posent peu de problèmes dans l'environnement des champs de pétrole. Il convient de noter que pour l'application de la qualité de l'eau d'alimentation des chaudières, le calcium et le magnésium sont surveillés et contrôlés afin de prévenir les dépôts / dépôts dus aux températures et aux services de la chaudière.

○ **Fer (Fe²⁺)**

La teneur en fer naturel dans la plupart des eaux de champs de pétrole varie. Plusieurs fois, sa présence signifie une corrosion active. Les comptes de fer sont souvent utilisés dans les systèmes « doux » (systèmes ne contenant pas de sulfure d'hydrogène) pour surveiller et semi-quantifier les taux de corrosion. Dans les systèmes « acides », le fer sera présent sous forme de sulfure de fer et est souvent responsable des problèmes d'obturation en fond de trou ou dans les équipements de surface. Le sulfure de fer est presque toujours un indicateur de corrosion, d'activité bactérienne ou de mélanges incompatibles d'eau.

○ **Manganèse (Mn²⁺)**

En règle générale, le manganèse ne se trouve pas naturellement dans les eaux de formation (exception, formation de Barnett Shale). Le manganèse est un matériau d'alliage utilisé dans le processus de broyage de l'acier ; par conséquent, sa présence peut être un indicateur de la corrosion active des composants métalliques. Une fois analysées, des tendances peuvent être développées pour permettre à l'ingénieur d'évaluer la corrosion active ou l'efficacité d'un programme d'inhibiteur de corrosion. Les teneurs en manganèse sont généralement analysées en association avec les teneurs en fer totales et correspondent généralement à 1 / 100ème de la teneur en fer lorsqu'elles proviennent

des matériaux métalliques. Un niveau cible de manganèse, basé sur des « règles empiriques », est égal ou inférieur à 0,2 mg /L.

○ **Anions:**

○ **Sulfate(SO_4^{-2})**

L'ion sulfate est important en raison de sa capacité à réagir avec le calcium, le baryum et / ou le strontium pour former des dépôts insolubles dans l'acide. Cela sert également de nutriment pour les bactéries sulfato-réductrices (SRB).

○ **Chlorure(Cl^-)**

Le chlorure est presque toujours le principal anion produit dans les saumures de champs de pétrole. C'est également un constituant majeur des eaux douces. Bien que le dépôt de sel dans les saumures à forte teneur en sel puisse poser problème, les chlorures soulèvent généralement le problème suivant : une augmentation de la conductivité entraîne une augmentation de la conductivité et donc une corrosion accrue. De plus, les chlorures sont utilisés pour aider à déterminer l'identité d'une formation productrice. Les niveaux de chlorure peuvent aider à surveiller les puits pour détecter les fuites dans les cuvelages ou les emballeurs, ainsi que la pénétration des eaux de crue dans les applications en crue.

○ **Carbonate et Bicarbonate (CO_3^{-2} et HCO_3^-)**

Ces ions sont importants car ils constituent le tampon naturel pour l'eau. Ces ions influenceront le pH de l'eau et le pH de l'eau déterminera quel ion, ou les deux ions, sont présents dans un échantillon d'eau. Les bicarbonates sont présents dans les eaux dont le pH est compris entre 4,5 et 8,2. Au-dessus de 8,2, des carbonates peuvent également être présents. Ces ions peuvent se combiner avec des cations pour former des dépôts minéraux insolubles. La plupart des dépôts de carbonate sont solubles dans l'acide chlorhydrique.

○ **pH** - **Contenu en solides suspendus**

○ **Résistivité** - **Oxygène dissous**

○ **Dioxyde de carbone dissous** - **Sulfure sous forme de H_2S**

Population bactérienne - **Teneur en huile**

III.4-Matériel et méthode :

III.4.1-Méthode d'analyse d'un dépôt :

III.4.1.1-Analyse qualitative :

L'analyse qualitative (aspect physique et chimique) est pour avoir une idée générale sur la nature de ce dépôt :

- La couleur
- L'odeur
- Rigidité
- présence du Fer (caractérisation avec barreau magnétique)
 - Dégagement de gaz, exp : **H₂S** ou **CO₂** ajout de **HCl**.

III.4.1.2-Analyse quantitative :

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

a-Attaque acide :

Pour analyser un dépôt minéral on fait une attaque acide, on utilise des acides forts combinés (HCl + HNO₃) ces acides vont détruire les liaisons entre les composants du dépôt.

b-Attaque alcaline:

Cette étape consiste à augmenter la fusion entre les composons, en utilisant le Carbonate de Sodium pour séparer la Silice, le Sulfate de Sodium et le Carbonate de Baryum.

III.5-Méthode d'analyse d'eau :

III.5.1-Principe du dosage :

Le dosage est basé sur la formation d'un complexe incolore des ions (Mg⁺⁺, Ca⁺⁺...) avec des complexons qui forment des liaisons ioniques et semi-polaires ; la complexion employée est l'EDTA (sel de l'acide éthylène-diamine-tétra-acétique)

La formation du complexe est incolore pour cela, on utilise des indicateurs colorés comme : euriochrome noir T, le mur oxide.

III.6-Description de 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 P 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 P 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.

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 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. PHREEQC fournit un profil complet des coûts de main-d'œuvre pour le calcul de quelques

indices à l'aide d'un nomographe ou d'un slip chimie de l'eau.

III.6.1-Les indicateurs calculés par PHREEQC:

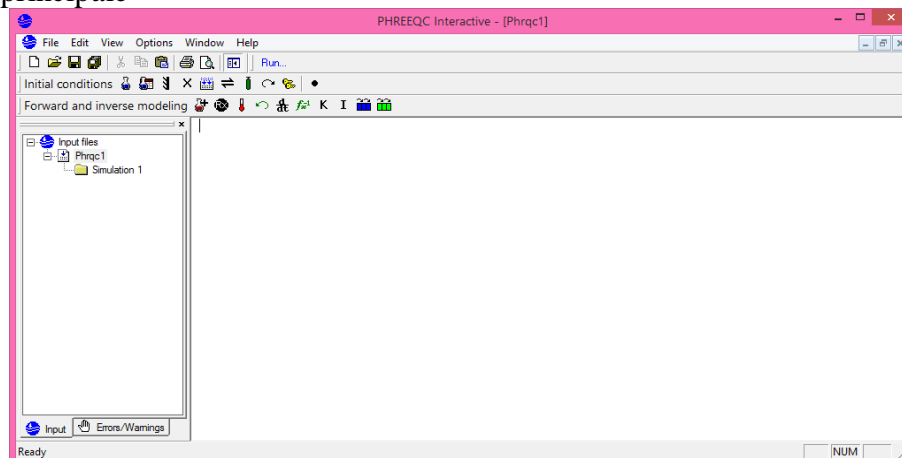
PHREEQC calcule des indicateurs de potentiel dépôt pour le sulfate de baryum (baryte), le carbonate de baryum, le carbonate de calcium (whitérite), le sulfate de calcium (anhydrite et gypse), le sulfate de strontium (célestite), le phosphate de calcium (hydroxyapatite et phosphate tricalcique), l'hydroxyde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

-Niveau de saturation:

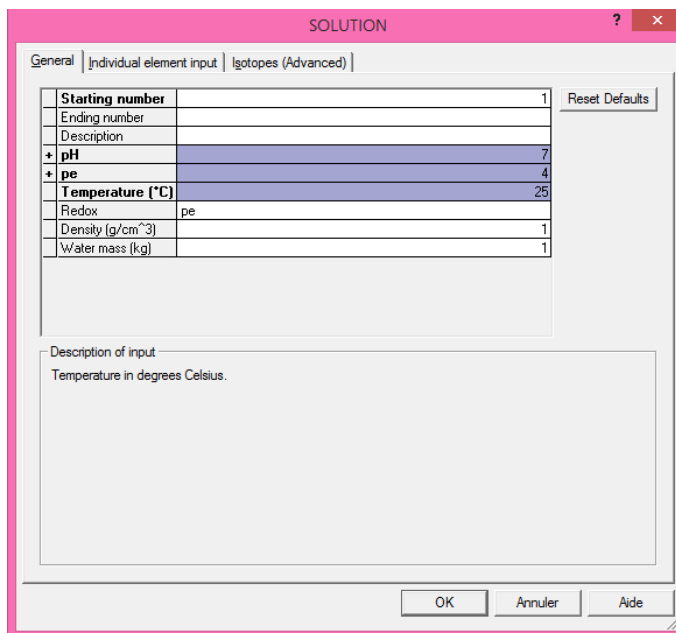
Le niveau de saturation a été déjà discuté comme base de nombreux indices couramment utilisés par les agents de traitement de l'eau. Le niveau de saturation est défini comme le rapport du produit de l'activité ionique des réactifs au produit de solubilité. Le niveau de saturation peut être défini comme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

III.6.2-Présentation de logiciel

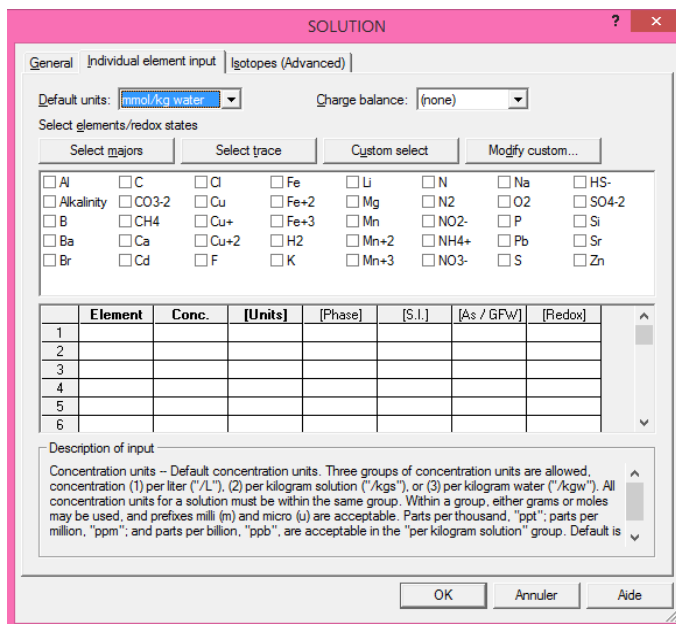
1-Interface principale



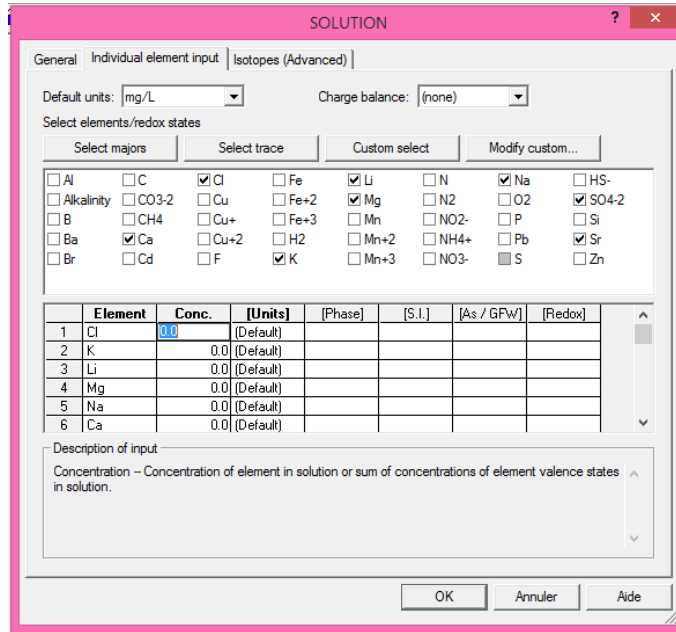
2-Création d'un fichier Input d'une solution à simuler



3-Sélection des ions présents et les unités dans la solution

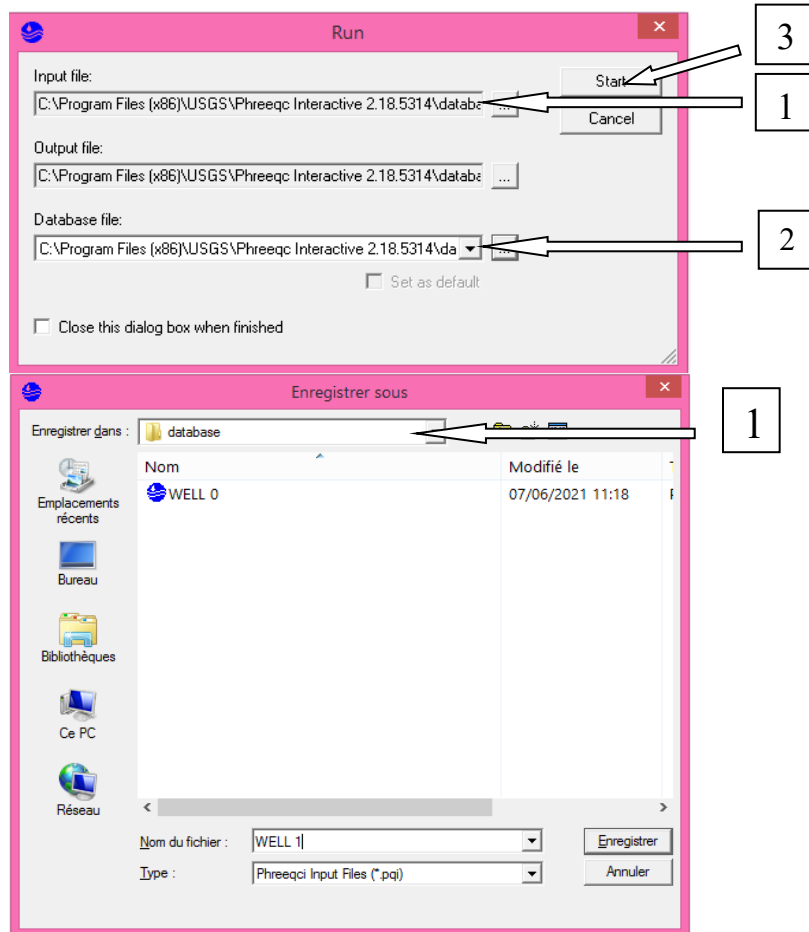


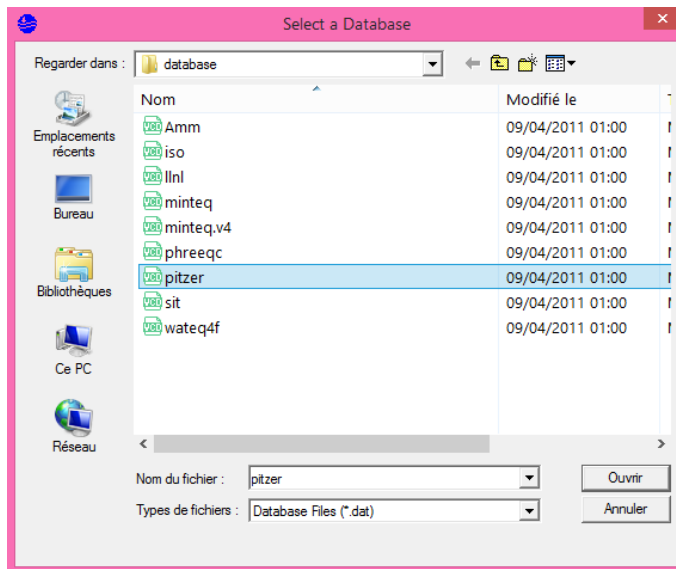
4-Saisie des données (les dosages)



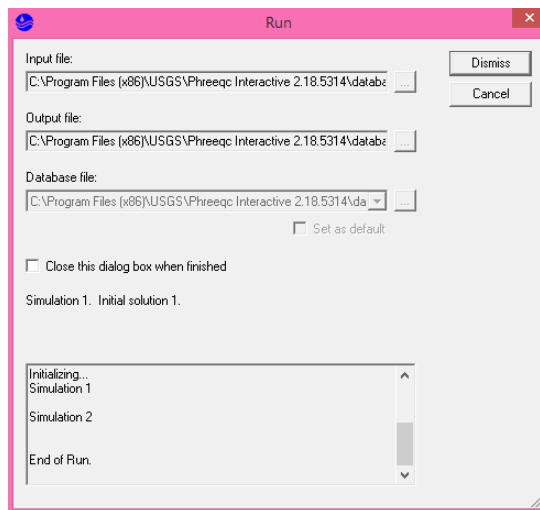
5-Sauvegarde du fichier input (le nommer et l'enregistrer)

Sélection de la database thermodynamique (Pitzer recommandée pour les saumures)

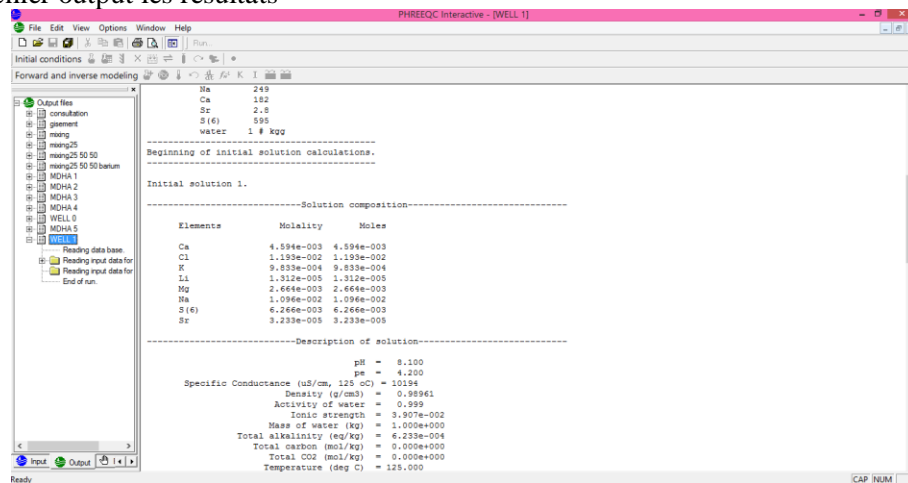


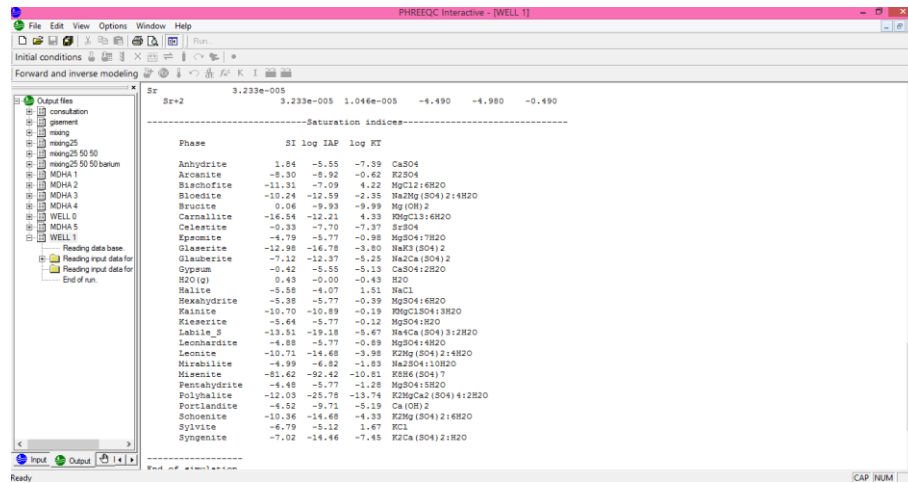


6-Run exécution



7-Lecture du fichier output les résultats





III.7-Résultats et discussion de la simulation

III.7.1- Résultats de simulation

A/ Simulation de l'eau de gisement Cambrienne

La simulation de l'eau de gisement Cambrienne aux conditions de réservoir (Tableau.1) montre qu'elle est sursaturée par rapport au Sulfate de Baryum. Cependant son indice de saturation (IS) est faible (0.61) indiquant plutôt un état d'équilibre avec la saumure. Par ailleurs la saumure est sursaturée vis-à-vis de l'Hématite et de Goethite avec des IS de 4.40 et 1.00 respectivement. Ceci explique la présence du ciment diagenétique ferrugineux dans les Grès du réservoir. D'après les études spécialisées cette phase de cimentation est tardive correspondrait à l'arrivée des HC dans le réservoir.

Eau du Cambrien

Temp	120
Ph	2.34
Redox	pe
Units	mg/l
Density	1.2077
Ba	639
Ca	20842
Cl	157361
Fe	4180
K	4642
Li	71
Mg	5666
Na	60147
S(6)	19
Sr	620
C	0.0038
Water	1 # kg

Initial solution 1.

Tableau.1 Saturation indices

Phase	SI**	log IAP	log K(393 K, 2 atm)	
Hematite	4.40	-5.07	-9.47	Fe2O3
Goethite	1.00	-2.57	-3.56	FeOOH
H2O(g)	0.22	-0.07	-0.29	H2O
Barite	0.61	-8.89	-9.50	BaSO4
Halite	-0.70	0.93	1.63	NaCl
Anhydrite	-1.00	-6.55	-5.56	CaSO4
Celestite	-1.30	-8.62	-7.31	SrSO4
Gypsum	-1.71	-6.69	-4.98	CaSO4:2H2O
Sylvite	-2.08	-0.82	1.26	KCl
CO2(g)	-4.60	-6.64	-2.03	CO2
CH4(g)	-40.76	-43.73	-2.97	CH4
Melanterite	-7.07	-8.65	-1.58	FeSO4:7H2O
Fe(OH)3(a)	-7.53	-2.64	4.89	Fe(OH)3
Siderite	-9.61	-20.94	-11.33	FeCO3
Calcite	-9.73	-19.32	-9.59	CaCO3
Aragonite	-9.82	-19.32	-9.50	CaCO3
Strontianite	-11.18	-21.38	-10.20	SrCO3
Witherite	-12.41	-21.66	-9.25	BaCO3
H2(g)	-13.08	-16.14	-3.06	H2
Jarosite-K	-13.24	-28.00	-14.75	KFe3(SO4)2(OH)6
Dolomite	-19.94	-38.70	-18.76	CaMg(CO3)2
O2(g)	-33.88	-36.98	-3.10	O2

B/ Simulation de l'eau d'injection aux conditions de l'aquifère Albien

Cette simulation tableau.2 montre que cette eau est sous-saturée par rapport à tous les sels. Par contre aux conditions de gisement Cambrien, c'est-à-dire en arrivant au réservoir et avant e se mélanger avec l'eau Cambrienne, elle devient sursaturée en Huntite, Anhydrite, Calcite, Aragonite et Dolomite (Tableau.3). Ce qui provoquerait en un temps court le dépôt de ces sels à la fois dans la roche du réservoir et dans le trou du fond du puits injecteur.

Eau de l'Albien au niveau de l'Albien

Temp	60
pH	8.1
Pe	4.2749
Redox	pe
Units	mg/l
Density	0.9997
C(4)	6

Ca	182
Cl	418
Fe	3
K	38
Li	0.09
Mg	64
Na	250
S(6)	595
Sr	2.8
Water	1 # kg

Initial solution 2.
Solution composition

Eau de l'Albien en arrivant au Cambrien

Temp	120
pH	8.1
Pe	4.2749
Redox	pe
Units	mg/l
Density	0.9997
C(4)	6
Ca	182
Cl	418
Fe	3
K	38
Li	0.09
Mg	64
Na	250
S(6)	595
Sr	2.8
Water	1 # kg

Saturation indice

Phase	SI**	logIAP	log K(333 K, 1atm)	
Calcite	-0.05	-8.91	-8.86	CaCO ₃
Dolomite	-0.20	-18.01	-17.81	CaMg(CO ₃) ₂
Aragonite	-0.39	-8.91	-8.52	CaCO ₃
Anhydrite	-0.66	-5.41	-4.74	CaSO ₄
Celestite	-0.68	-7.54	-6.87	SrSO ₄
Gypsum	-0.70	-5.41	-4.71	CaSO ₄ :2H ₂ O
H ₂ O(g)	-0.71	-0.00	0.71	H ₂ O
Magnesite	-1.15	-9.10	-7.95	MgCO ₃
Brucite	-2.28	-12.78	-10.51	Mg(OH) ₂

Huntite	-2.39	4.41	6.80	CaMg ₃ (CO ₃) ₄
Artinite	-2.97	14.30	17.27	Mg ₂ CO ₃ (OH) ₂ :3H ₂ O
Hexahydrate	-3.93	-5.60	-1.67	MgSO ₄ :6H ₂ O
Nesquehonite	-3.93	-9.10	-5.17	MgCO ₄ :3H ₂ O
Epsomite	-3.95	-5.60	-1.65	MgSO ₄ :7H ₂ O
CO ₂ (g)	-4.13	-5.91	-1.78	CO ₂
Pentahydrate	-4.31	-5.60	-1.28	MgSO ₄ :5H ₂ O
Kieserite	-4.60	-5.60	-1.00	MgSO ₄ :H ₂ O
Leonhardite	-4.71	-5.60	-0.89	MgSO ₄ :4H ₂ O
Nahcolite	-5.55	-16.29	-10.74	NaHCO ₃
Halite	-5.67	-4.05	1.62	NaCl
Thenardite	-6.25	-6.73	-0.48	Na ₂ SO ₄
Sylvite	-6.28	-5.10	1.18	KCl
Glauberite	-6.31	-12.13	-5.83	Na ₂ Ca(SO ₄) ₂
Mirabilite	-6.61	-6.73	-0.12	Na ₂ SO ₄ :10H ₂ O
Goergeyite	-7.18	-35.87	-28.68	K ₂ Ca ₅ (SO ₄) ₆ H ₂ O
Syngenite	-7.21	-14.24	-7.03	K ₂ Ca(SO ₄) ₂ :H ₂ O
Arcanite	-7.26	-8.83	-1.57	K ₂ SO ₄
Kalicinite	-7.40	-17.34	-9.94	KHCO ₃
Portlandite	-7.40	-12.59	-5.19	Ca(OH) ₂
Natron	-9.41	-10.23	-0.82	Na ₂ CO ₃ :10H ₂ O
Gaylussite	-9.72	-19.14	-9.42	CaNa ₂ (CO ₃) ₂ :5H ₂ O
Pirssonite	-9.91	-19.14	-9.23	Na ₂ Ca(CO ₃) ₂ :2H ₂ O
Bloedite	-9.98	-12.33	-2.35	Na ₂ Mg(SO ₄) ₂ :4H ₂ O
Schoenite	-10.10	-14.43	-4.33	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ :6H ₂ O
Leonite	-10.45	-14.43	-3.98	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ :4H ₂ O
Kainite	-10.51	-10.70	-0.19	KMgClSO ₄ :3H ₂ O
Bischofite	-11.14	-6.98	4.16	MgCl ₂ :6H ₂ O
Polyhalite	-11.50	-25.24	-13.74	K ₂ MgCa ₂ (SO ₄) ₄ :2H ₂ O
Labile_S	-13.19	-18.86	-5.67	Na ₄ Ca(SO ₄) ₃ :2H ₂ O
MgCl ₂ _4H ₂ O	-13.25	-6.98	6.27	MgCl ₂ :4H ₂ O
Glaserite	-13.26	-16.61	-3.34	NaK ₃ (SO ₄) ₂
Trona	-15.13	-26.52	-11.38	Na ₃ H(CO ₃) ₂ :2H ₂ O
Carnallite	-16.51	-12.08	4.42	KMgCl ₃ :6H ₂ O
MgCl ₂ _2H ₂ O	-18.93	-6.98	11.95	MgCl ₂ :2H ₂ O
Burkeite	-22.91	-23.68	-0.77	Na ₆ CO ₃ (SO ₄) ₂

Tableau.3 : Eau Albienne en arrivant au réservoir cambrien (120°)

Phase	SI**	log IAP	log K	(393 K, 2 atm)
-------	------	---------	-------	----------------

Huntite	2,04	3,85	1,81	CaMg ₃ (CO ₃) ₄
Calcite	0,59	-9,10	-9,69	CaCO ₃
Dolomite	0,32	-18,43	-18,75	CaMg(CO ₃) ₂
Aragonite	0,28	-9,10	-9,38	CaCO ₃
H ₂ O(g)	0,28	0,00	-0,29	H ₂ O
Anhydrite	0,11	-5,59	-5,70	CaSO ₄
Artinite	-0,13	14,03	14,16	Mg ₂ CO ₃ (OH) ₂ ·3H ₂ O
Celestite	-0,40	-7,71	-7,31	SrSO ₄
Gypsum	-0,47	-5,59	-5,12	CaSO ₄ ·2H ₂ O
Brucite	-0,76	-10,78	-10,02	Mg(OH) ₂
Magnesite	-1,24	-9,33	-8,09	MgCO ₃
Kieserite	-3,20	-5,82	-2,62	MgSO ₄ ·H ₂ O
CO ₂ (g)	-3,65	-5,68	-2,03	CO ₂
Hexahydrate	-3,99	-5,82	-1,83	MgSO ₄ ·6H ₂ O
Nesquehonite	-4,16	-9,33	-5,17	MgCO ₃ ·3H ₂ O
Epsomite	-4,33	-5,82	-1,49	MgSO ₄ ·7H ₂ O
Pentahydrate	-4,53	-5,82	-1,29	MgSO ₄ ·5H ₂ O
Leonardite	-4,93	-5,82	-0,89	MgSO ₄ ·4H ₂ O
Glauberite	-5,27	-12,44	-7,16	Na ₂ Ca(SO ₄) ₂
Portlandite	-5,36	-10,55	-5,19	Ca(OH) ₂
Halite	-5,62	-4,08	1,54	NaCl
Nahcolite	-5,66	-16,40	-10,74	NaHCO ₃
Goergeyite	-5,71	-36,90	-31,19	K ₂ Ca ₅ (SO ₄) ₆ ·H ₂ O
Thenardite	-5,96	-6,85	-0,88	Na ₂ SO ₄
Sylvite	-6,49	-5,13	1,36	KCl
Syngenite	-6,73	-14,54	-7,81	K ₂ Ca(SO ₄) ₂ ·H ₂ O
Mirabilite	-7,13	-6,85	0,29	Na ₂ SO ₄ ·10H ₂ O
Arcanite	-7,46	-8,95	-1,48	K ₂ SO ₄
Kalicinite	-7,52	-17,46	-9,94	KHCO ₃
Natron	-9,53	-10,36	-0,83	Na ₂ CO ₃ ·10H ₂ O
Gaylussite	-10,04	-19,46	-9,42	CaNa ₂ (CO ₃) ₂ ·5H ₂ O
Pirssonite	-10,22	-19,46	-9,23	Na ₂ Ca(CO ₃) ₂ ·2H ₂ O
Bloedite	-10,32	-12,66	-2,35	Na ₂ Mg(SO ₄) ₂ ·4H ₂ O
Schoenite	-10,44	-14,77	-4,33	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ ·6H ₂ O
Bischofite	-10,57	-7,13	3,44	MgCl ₂ ·6H ₂ O
Kainite	-10,75	-10,95	-0,19	KMgClSO ₄ ·3H ₂ O
Leonite	-10,79	-14,77	-3,98	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ ·4H ₂ O
MgCl ₂ ·4H ₂ O	-12,19	-7,13	5,06	MgCl ₂ ·4H ₂ O
Polyhalite	-12,21	-25,95	-13,74	K ₂ MgCa ₂ (SO ₄) ₄ ·2H ₂ O
Labile_S	-13,61	-19,28	-5,67	Na ₄ Ca(SO ₄) ₃ ·2H ₂ O
Glaserite	-14,10	-16,84	-2,74	NaK ₃ (SO ₄) ₂
Trona	-15,38	-26,76	-11,38	Na ₃ H(CO ₃) ₂ ·2H ₂ O
MgCl ₂ ·2H ₂ O	-15,69	-7,13	8,56	MgCl ₂ ·2H ₂ O

Carnallite	-16,23	-12,26	3,97	KMgCl ₃ :6H ₂ O
Burkeite	-23,28	-24,05	-0,77	Na ₆ CO ₃ (SO ₄) ₂
Misenite	-81,80	-92,61	-10,81	K ₈ H ₆ (SO ₄) ₇

C/ Simulation du mélange des deux eaux au niveau du Cambrien et le long du puits

Le mélange des deux eaux, d'injection et de gisement, favorise le dépôt du Sulfate de Baryum au fond du puits injecteur et des puits producteurs. Le dépôt de ce sel augmente au fur et à mesure de la remontée du brut dans le tubing. Ceci est traduit par l'augmentation des IS du Sulfate de Baryum de 1.58 à 120°C (fond) à 2.54 en surface (Tableaux 4 à 9) . Ceci explique sa forte présence dans les tubings de surface et les problèmes de bouchage connus au champ de HMD.

Tableau .4 : Saturation indices mélange à 120°C

Phase	SI**	log IAP	log K(393 K, 2 atm)	
Barite	1.58	-7.93	-9.50	BaSO ₄
H ₂ O(g)	0.26	-0.02	-0.29	H ₂ O
Anhydrite	-0.09	-5.79	-5.70	CaSO ₄
Celestite	-0.36	-7.67	-7.31	SrSO ₄
Gypsum	-0.71	-5.83	-5.12	CaSO ₄ :2H ₂ O
Halite	-1.83	-0.29	1.54	NaCl
CO ₂ (g)	-1.86	-3.89	-2.03	CO ₂
Sylvite	-3.07	-1.71	1.36	KCl
Glauberite	-3.28	-10.45	-7.16	Na ₂ Ca(SO ₄) ₂
Kieserite	-3.50	-6.12	-2.62	MgSO ₄ :H ₂ O
Thenardite	-3.77	-4.65	-0.88	Na ₂ SO ₄
Hexahydrate	-4.39	-6.22	-1.83	MgSO ₄ :6H ₂ O
Epsomite	-4.76	-6.24	-1.49	MgSO ₄ :7H ₂ O
Pentahydrate	-4.92	-6.20	-1.29	MgSO ₄ :5H ₂ O
Mirabilite	-5.15	-4.86	0.29	Na ₂ SO ₄ :10H ₂ O
Goergeyite	-5.29	-36.48	-31.19	K ₂ Ca ₅ (SO ₄) ₆ H ₂ O
Leonhardite	-5.29	-6.18	-0.89	MgSO ₄ :4H ₂ O
Syngenite	-5.49	-13.31	-7.81	K ₂ Ca(SO ₄) ₂ :H ₂ O
Calcite	-5.52	-15.22	-9.70	CaCO ₃
Bischofite	-5.59	-2.15	3.44	MgCl ₂ :6H ₂ O
Aragonite	-5.83	-15.22	-9.38	CaCO ₃
Arcanite	-6.01	-7.49	-1.48	K ₂ SO ₄
Nahcolite	-6.64	-17.38	-10.74	NaHCO ₃
MgCl ₂ _4H ₂ O	-7.17	-2.10	5.06	MgCl ₂ :4H ₂ O
Magnesite	-7.43	-15.52	-8.09	MgCO ₃
Kainite	-7.67	-7.87	-0.19	KMgClSO ₄ :3H ₂ O

Carnallite	-7.83	-3.85	3.97	KMgCl ₃ :6H ₂ O
Bloedite	-8.49	-10.83	-2.35	Na ₂ Mg(SO ₄) ₂ :4H ₂ O
Brucite	-8.76	-18.78	-10.02	Mg(OH) ₂
Kalicinite	-8.86	-18.80	-9.94	KHCO ₃
Schoenite	-9.38	-13.71	-4.33	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ :6H ₂ O
Labile_S	-9.47	-15.14	-5.67	Na ₄ Ca(SO ₄) ₃ :2H ₂ O
Leonite	-9.69	-13.67	-3.98	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ :4H ₂ O
Nesquehonite	-10.42	-15.58	-5.17	MgCO ₃ :3H ₂ O
MgCl ₂ _2H ₂ O	-10.62	-2.06	8.56	MgCl ₂ :2H ₂ O
Glaserite	-10.82	-13.56	-2.74	NaK ₃ (SO ₂) ₂
Polyhalite	-11.48	-25.22	-13.74	K ₂ MgCa ₂ (SO ₄) ₄ :2H ₂ O
Dolomite	-11.98	-30.74	-18.75	CaMg(CO ₃) ₂
Portlandite	-13.29	-18.48	-5.19	Ca(OH) ₂
Natron	-13.46	-14.28	-0.83	Na ₂ CO ₃ :10H ₂ O
Artinite	-14.38	-0.23	14.16	Mg ₂ CO ₃ (OH) ₂ :3H ₂ O
Gaylussite	-19.97	-29.40	-9.42	CaNa ₂ (CO ₃) ₂ :5H ₂ O
Pirssonite	-20.10	-29.33	-9.23	Na ₂ Ca(CO ₃) ₂ :2H ₂ O
Trona	-20.11	-31.50	-11.38	Na ₃ H(CO ₃) ₂ :2H ₂ O
Burkeite	-22.61	-23.38	-0.77	Na ₆ CO ₃ (SO ₄) ₂

Tableau.5:Saturation indices mélange à 100°C

Phase	SI**	log IAP	log K(373 K, 1 atm)	
Barite	1.73	-7.75	-9.48	BaSO ₄
H ₂ O(g)	-0.03	-0.02	0.00	H ₂ O
Anhydrite	-0.23	-5.61	-5.37	CaSO ₄
Celestite	-0.34	-7.49	-7.15	SrSO ₄
Gypsum	-0.69	-5.65	-4.96	CaSO ₄ :2H ₂ O
Halite	-1.83	-0.25	1.58	NaCl
CO ₂ (g)	-1.92	-3.89	-1.98	CO ₂
Sylvite	-3.00	-1.67	1.33	KCl
Glauberite	-3.44	-10.11	-6.67	Na ₂ Ca(SO ₄) ₂
Thenardite	-3.78	-4.50	-0.73	Na ₂ SO ₄
Kieserite	-3.89	-5.94	-2.05	MgSO ₄ :H ₂ O
Hexahydrate	-4.27	-6.05	-1.78	MgSO ₄ :6H ₂ O
Epsomite	-4.55	-6.07	-1.52	MgSO ₄ :7H ₂ O
Pentahydrate	-4.74	-6.02	-1.28	MgSO ₄ :5H ₂ O
Mirabilite	-5.05	-4.72	0.33	Na ₂ SO ₄ :10H ₂ O
Leonhardite	-5.12	-6.00	-0.89	MgSO ₄ :4H ₂ O
Syngenite	-5.40	-12.97	-7.58	K ₂ Ca(SO ₄) ₂ :H ₂ O
Goergeyite	-5.42	-35.40	-29.98	K ₂ Ca ₅ (SO ₄) ₆ H ₂ O
Calcite	-5.70	-15.08	-9.38	CaCO ₃
Bischofite	-5.72	-2.04	3.68	MgCl ₂ :6H ₂ O

Arcanite	-5.88	-7.35	-1.46	K ₂ SO ₄
Aragonite	-6.03	-15.08	-9.05	CaCO ₃
Nahcolite	-6.49	-17.24	-10.74	NaHCO ₃
Magnesite	-7.34	-15.39	-8.05	MgCO ₃
Kainite	-7.46	-7.65	-0.19	KMgClSO ₄ ·3H ₂ O
MgCl ₂ ·4H ₂ O	-7.46	-2.00	5.47	MgCl ₂ ·4H ₂ O
Carnallite	-7.88	-3.71	4.17	KMgCl ₃ ·6H ₂ O
Bloedite	-8.16	-10.51	-2.35	Na ₂ Mg(SO ₄) ₂ ·4H ₂ O
Kalicinite	-8.72	-18.66	-9.94	KHCO ₃
Labile_S	-8.99	-14.66	-5.67	Na ₄ Ca(SO ₄) ₃ ·2H ₂ O
Schoenite	-9.06	-13.39	-4.33	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ ·6H ₂ O
Brucite	-9.24	-19.41	-10.17	Mg(OH) ₂
Leonite	-9.37	-13.35	-3.98	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ ·4H ₂ O
Nesquehonite	-10.28	-15.45	-5.17	MgCO ₃ ·3H ₂ O
Glaserite	-10.35	-13.27	-2.92	NaK ₃ (SO ₄) ₂
Polyhalite	-10.78	-24.52	-13.74	K ₂ MgCa ₂ (SO ₄) ₄ ·2H ₂ O
MgCl ₂ ·2H ₂ O	-11.52	-1.95	9.57	MgCl ₂ ·2H ₂ O
Dolomite	-11.99	-30.46	-18.47	CaMg(CO ₃) ₂
Natron	-13.36	-14.18	-0.82	Na ₂ CO ₃ ·10H ₂ O
Portlandite	-13.91	-19.10	-5.19	Ca(OH) ₂
Artinite	-15.30	-0.22	15.08	Mg ₂ CO ₃ (OH) ₂ ·3H ₂ O
Gaylussite	-19.73	-29.16	-9.42	CaNa ₂ (CO ₃) ₂ ·5H ₂ O
Pirssonite	-19.86	-29.09	-9.23	Na ₂ Ca(CO ₃) ₂ ·2H ₂ O
Trona	-19.87	-31.25	-11.38	Na ₃ H(CO ₃) ₂ ·2H ₂ O
Burkeite	-22.21	-22.98	-0.77	Na ₆ CO ₃ (SO ₄) ₂

Tableau.6 : Saturation indices mélange à 80°

Phase	SI**	logIAP	log K(353 K,1 atm)	
Barite	1.90	-7.60	-9.51	BaSO ₄
Celestite	-0.33	-7.34	-7.00	SrSO ₄
H ₂ O(g)	-0.36	-0.02	0.33	H ₂ O
Anhydrite	-0.40	-5.45	-5.05	CaSO ₄
Gypsum	-0.67	-5.49	-4.82	CaSO ₄ ·2H ₂ O
Halite	-1.83	-0.22	1.61	NaCl
CO ₂ (g)	-2.00	-3.90	-1.90	CO ₂
Sylvite	-2.91	-1.64	1.27	KCl
Glauberite	-3.61	-9.83	-6.22	Na ₂ Ca(SO ₄) ₂
Thenardite	-3.79	-4.38	-0.59	Na ₂ SO ₄
Hexahydrate	-4.17	-5.89	-1.72	MgSO ₄ ·6H ₂ O
Kieserite	-4.28	-5.78	-1.51	MgSO ₄ ·H ₂ O
Epsomite	-4.34	-5.91	-1.57	MgSO ₄ ·7H ₂ O

Pentahydrate	-4.58	-5.87	-1.28	MgSO ₄ ·5H ₂ O
Mirabilite	-4.80	-4.59	0.21	Na ₂ SO ₄ ·10H ₂ O
Leonhardite	-4.96	-5.85	-0.89	MgSO ₄ ·4H ₂ O
Goergite	-5.38	-34.49	-29.11	K ₂ Ca ₅ (SO ₄) ₆ H ₂ O
Syngenite	-5.38	-12.70	-7.32	K ₂ Ca(SO ₄) ₂ ·H ₂ O
Arcanite	-5.74	-7.23	-1.49	K ₂ SO ₄
Calcite	-5.83	-14.93	-9.10	CaCO ₃
Bischofite	-5.86	-1.94	3.92	MgCl ₂ ·6H ₂ O
Aragonite	-6.17	-14.93	-8.76	CaCO ₃
Nahcolite	-6.38	-17.12	-10.74	NaHCO ₃
Magnesite	-7.24	-15.25	-8.00	MgCO ₃
Kainite	-7.27	-7.47	-0.19	KMgClSO ₄ ·3H ₂ O
MgCl ₂ ·4H ₂ O	-7.77	-1.90	5.87	MgCl ₂ ·4H ₂ O
Bloedite	-7.88	-10.23	-2.35	Na ₂ Mg(SO ₄) ₂ ·4H ₂ O
Carnallite	-7.91	-3.59	4.33	KMgCl ₃ ·6H ₂ O
Labile_S	-8.58	-14.25	-5.67	Na ₄ Ca(SO ₄) ₃ ·2H ₂ O
Kalicinite	-8.61	-18.55	-9.94	KHCO ₃
Schoenite	-8.79	-13.12	-4.33	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ ·6H ₂ O
Leonite	-9.10	-13.08	-3.98	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ ·4H ₂ O
Brucite	-9.76	-20.09	-10.33	Mg(OH) ₂
Glaserite	-9.91	-13.03	-3.12	NaK ₃ (SO ₄) ₂
Nesquehonite	-10.14	-15.31	-5.17	MgCO ₃ ·3H ₂ O
Polyhalite	-10.19	-23.93	-13.74	K ₂ MgCa ₂ (SO ₄) ₄ ·2H ₂ O
Dolomite	-12.02	-30.18	-18.16	CaMg(CO ₃) ₂
MgCl ₂ ·2H ₂ O	-12.55	-1.86	10.69	MgCl ₂ ·2H ₂ O
Natron	-13.25	-14.08	-0.82	Na ₂ CO ₃ ·10H ₂ O
Portlandite	-14.58	-19.77	-5.19	Ca(OH) ₂
Artinite	-16.19	-0.08	16.11	Mg ₂ CO ₃ (OH) ₂ ·3H ₂ O
Gaylussite	-19.48	-28.90	-9.42	CaNa ₂ (CO ₃) ₂ ·5H ₂ O
Pirssonite	-19.61	-28.84	-9.23	Na ₂ Ca(CO ₃) ₂ ·2H ₂ O
Trona	-19.65	-31.03	-11.38	Na ₃ H(CO ₃) ₂ ·2H ₂ O

Tableau.7: Saturation indices mélange à 60°C

Phase	SI**	log IAP	log K(333 K, 1atm)	
Barite	2.11	-7.47	-9.58	BaSO ₄
Celestite	-0.35	-7.21	-6.87	SrSO ₄
Anhydrite	-0.58	-5.32	-4.74	CaSO ₄
Gypsum	-0.66	-5.36	-4.71	CaSO ₄ ·2H ₂ O
H ₂ O(g)	-0.73	-0.02	0.71	H ₂ O
Halite	-1.82	-0.20	1.62	NaCl
CO ₂ (g)	-2.11	-3.90	-1.78	CO ₂

Sylvite	-2.80	-1.62	1.18	KCl
Glauberite	-3.78	-9.61	-5.83	Na ₂ Ca(SO ₄) ₂
Thenardite	-3.81	-4.29	-0.48	Na ₂ SO ₄
Hexahydrate	-4.09	-5.76	-1.67	MgSO ₄ :6H ₂ O
Epsomite	-4.13	-5.78	-1.65	MgSO ₄ :7H ₂ O
Mirabilite	-4.38	-4.50	-0.12	Na ₂ SO ₄ :10H ₂ O
Pentahydrate	-4.45	-5.74	-1.28	MgSO ₄ :5H ₂ O
Kieserite	-4.65	-5.65	-1.00	MgSO ₄ :H ₂ O
Leonhardite	-4.83	-5.71	-0.89	MgSO ₄ :4H ₂ O
Goergeyite	-5.08	-33.76	-28.68	K ₂ Ca ₅ (SO ₄) ₆ H ₂ O
Syngenite	-5.45	-12.48	-7.03	K ₂ Ca(SO ₄) ₂ :H ₂ O
Arcanite	-5.57	-7.14	-1.57	K ₂ SO ₄
Calcite	-5.97	-14.83	-8.86	CaCO ₃
Bischofite	-6.02	-1.86	4.16	MgCl ₂ :6H ₂ O
Aragonite	-6.31	-14.83	-8.52	CaCO ₃
Nahcolite	-6.33	-17.07	-10.74	NaHCO ₃
Kainite	-7.12	-7.32	-0.19	KMgClSO ₄ :3H ₂ O
Magnesite	-7.19	-15.14	-7.95	MgCO ₃
Bloedite	-7.65	-10.00	-2.35	Na ₂ Mg(SO ₄) ₂ :4H ₂ O
Carnallite	-7.91	-3.48	4.42	KMgCl ₃ :6H ₂ O
MgCl ₂ _4H ₂ O	-8.09	-1.82	6.27	MgCl ₂ :4H ₂ O
Labile_S	-8.26	-13.94	-5.67	Na ₄ Ca(SO ₄) ₃ :2H ₂ O
Kalicinite	-8.56	-18.50	-9.94	KHCO ₃
Schoenite	-8.57	-12.90	-4.33	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ :6H ₂ O
Leonite	-8.87	-12.85	-3.98	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ :4H ₂ O
Glaserite	-9.51	-12.85	-3.34	NaK ₃ (SO ₄) ₂
Polyhalite	-9.71	-23.45	-13.74	K ₂ MgCa ₂ (SO ₄) ₄ :2H ₂ O
Nesquehonite	-10.04	-15.20	-5.17	MgCO ₃ :3H ₂ O
Brucite	-10.35	-20.86	-10.51	Mg(OH) ₂
Dolomite	-12.16	-29.97	-17.81	CaMg(CO ₃) ₂
Natron	-13.19	-14.01	-0.82	Na ₂ CO ₃ :10H ₂ O
MgCl ₂ _2H ₂ O	-13.72	-1.78	11.95	MgCl ₂ :2H ₂ O
Portlandite	-15.36	-20.55	-5.19	Ca(OH) ₂
Artinite	-17.15	0.12	17.27	Mg ₂ CO ₃ (OH) ₂ :3H ₂ O
Gaylussite	-19.31	-28.73	-9.42	CaNa ₂ (CO ₃) ₂ :5H ₂ O

Tableau.8:Saturation indices mélange à 40°C

Phase	SI**	logIAP	log K(313 K, 1atm)	
Barite	2.35	-7.37	-9.71	BaSO ₄
Celestite	-0.38	-7.12	-6.74	SrSO ₄
Gypsum	-0.64	-5.26	-4.63	CaSO ₄ :2H ₂ O

Anhydrite	-0.77	-5.22	-4.45	CaSO ₄
H ₂ O(g)	-1.16	-0.02	1.14	H ₂ O
Halite	-1.79	-0.19	1.61	NaCl
CO ₂ (g)	-2.27	-3.90	-1.63	CO ₂
Sylvite	-2.66	-1.61	1.04	KCl
Mirabilite	-3.78	-4.44	-0.67	Na ₂ SO ₄ :10H ₂ O
Thenardite	-3.85	-4.23	-0.37	Na ₂ SO ₄
Epsomite	-3.92	-5.67	-1.75	MgSO ₄ :7H ₂ O
Glauberite	-3.93	-9.45	-5.52	Na ₂ Ca(SO ₄) ₂
Hexahydrate	-4.04	-5.65	-1.61	MgSO ₄ :6H ₂ O
Pentahydrate	-4.34	-5.63	-1.28	MgSO ₄ :5H ₂ O
Goergeyite	-4.40	-33.21	-28.81	K ₂ Ca ₅ (SO ₄) ₆ H ₂ O
Leonhardite	-4.72	-5.61	-0.89	MgSO ₄ :4H ₂ O
Kieserite	-4.99	-5.54	-0.55	MgSO ₄ :H ₂ O
Arcanite	-5.37	-7.08	-1.71	K ₂ SO ₄
Syngenite	-5.62	-12.33	-6.70	K ₂ Ca(SO ₄) ₂ :H ₂ O
Calcite	-6.16	-14.81	-8.65	CaCO ₃
Bischofite	-6.20	-1.79	4.41	MgCl ₂ :6H ₂ O
Nahcolite	-6.38	-17.13	-10.74	NaHCO ₃
Aragonite	-6.48	-14.81	-8.33	CaCO ₃
Kainite	-7.01	-7.20	-0.19	KMgClSO ₄ :3H ₂ O
Magnesite	-7.22	-15.11	-7.89	MgCO ₃
Bloedite	-7.49	-9.83	-2.35	Na ₂ Mg(SO ₄) ₂ :4H ₂ O
Carnallite	-7.86	-3.41	4.45	KMgCl ₃ :6H ₂ O
Labile_S	-8.05	-13.72	-5.67	Na ₄ Ca(SO ₄) ₃ :2H ₂ O
Schoenite	-8.41	-12.73	-4.33	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ :6H ₂ O
MgCl ₂ _4H ₂ O	-8.43	-1.75	6.68	MgCl ₂ :4H ₂ O
Kalicinite	-8.61	-18.55	-9.94	KHCO ₃
Leonite	-8.71	-12.69	-3.98	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ :4H ₂ O
Glaserite	-9.15	-12.74	-3.59	NaK ₃ (SO ₄) ₂
Polyhalite	-9.35	-23.09	-13.74	K ₂ MgCa ₂ (SO ₄) ₄ :2H ₂ O
Nesquehonite	-10.01	-15.18	-5.17	MgCO ₃ :3H ₂ O
Brucite	-11.07	-21.78	-10.71	Mg(OH) ₂
Dolomite	-12.51	-29.92	-17.41	CaMg(CO ₃) ₂
Natron	-13.21	-14.03	-0.82	Na ₂ CO ₃ :10H ₂ O
MgCl ₂ _2H ₂ O	-15.07	-1.71	13.37	MgCl ₂ :2H ₂ O
Portlandite	-16.30	-21.49	-5.19	Ca(OH) ₂
Artinite	-18.23	0.34	18.57	Mg ₂ CO ₃ (OH) ₂ :3H ₂ O
Pirssonite	-19.44	-28.67	-9.23	Na ₂ Ca(CO ₃) ₂ :2H ₂ O
Trona	-19.60	-30.99	-11.38	Na ₃ H(CO ₃) ₂ :2H ₂ O
Gaylussite	-19.32	-28.74	-9.42	CaNa ₂ (CO ₃) ₂ :5H ₂ O
Burkeite	-21.50	-22.27	-0.77	Na ₆ CO ₃ (SO ₄) ₂

Tableau. 9: Saturation indices mélange en surface (à 25 °C)

Phase	SI**	logIAP	log K(298 K, 1 atm)	
Barite	2.54	-7.30	-9.84	BaSO ₄
Celestite	-0.42	-7.08	-6.66	SrSO ₄
Gypsum	-0.61	-5.21	-4.60	CaSO ₄ :2H ₂ O
Anhydrite	-0.92	-5.17	-4.25	CaSO ₄
H ₂ O(g)	-1.52	-0.02	1.50	H ₂ O
Halite	-1.77	-0.19	1.58	NaCl
CO ₂ (g)	-2.43	-3.90	-1.47	CO ₂
Sylvite	-2.52	-1.62	0.90	KCl
Mirabilite	-3.19	-4.43	-1.24	Na ₂ SO ₄ :10H ₂ O
Goergeyite	-3.57	-32.94	-29.37	K ₂ Ca ₅ (SO ₄) ₆ H ₂ O
Epsomite	-3.76	-5.61	-1.85	MgSO ₄ :7H ₂ O
Thenardite	-3.91	-4.21	-0.30	Na ₂ SO ₄
Hexahydrate	-4.02	-5.59	-1.57	MgSO ₄ :6H ₂ O
Glauberite	-4.03	-9.38	-5.35	Na ₂ Ca(SO ₄) ₂
Pentahydrate	-4.28	-5.57	-1.28	MgSO ₄ :5H ₂ O
Leonhardite	-4.66	-5.54	-0.89	MgSO ₄ :4H ₂ O
Arcanite	-5.19	-7.07	-1.88	K ₂ SO ₄
Kieserite	-5.21	-5.48	-0.27	MgSO ₄ :H ₂ O
Syngenite	-5.83	-12.26	-6.43	K ₂ Ca(SO ₄) ₂ :H ₂ O
Bischofite	-6.34	-1.75	4.59	MgCl ₂ :6H ₂ O
Calcite	-6.38	-14.88	-8.50	CaCO ₃
Nahcolite	-6.52	-17.26	-10.74	NaHCO ₃
Aragonite	-6.67	-14.88	-8.22	CaCO ₃
Kainite	-6.95	-7.14	-0.19	KMgClSO ₄ :3H ₂ O
Magnesite	-7.34	-15.17	-7.83	MgCO ₃
Bloedite	-7.41	-9.76	-2.35	Na ₂ Mg(SO ₄) ₂ :4H ₂ O
Carnallite	-7.79	-3.37	4.42	KMgCl ₃ :6H ₂ O
Labile_S	-7.96	-13.64	-5.67	Na ₄ Ca(SO ₄) ₃ :2H ₂ O
Schoenite	-8.33	-12.66	-4.33	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ :6H ₂ O
Leonite	-8.63	-12.61	-3.98	K ₂ Mg(SO ₄) ₂ :4H ₂ O
MgCl ₂ _4H ₂ O	-8.69	-1.71	6.98	MgCl ₂ :4H ₂ O
Kalicinite	-8.75	-18.69	-9.94	KHCO ₃
Glaserite	-8.91	-12.71	-3.80	NaK ₃ (SO ₄) ₂
Polyhalite	-9.17	-22.91	-13.74	K ₂ MgCa ₂ (SO ₄) ₄ :2H ₂ O
Nesquehonite	-10.07	-15.24	-5.17	MgCO ₃ :3H ₂ O
Brucite	-11.73	-22.61	-10.88	Mg(OH) ₂
Dolomite	-12.97	-30.06	-17.08	CaMg(CO ₃) ₂
Natron	-13.32	-14.14	-0.82	Na ₂ CO ₃ :10H ₂ O
MgCl ₂ _2H ₂ O	-16.22	-1.67	14.56	MgCl ₂ :2H ₂ O

Portlandite	-17.13	-22.32	-5.19	Ca(OH) ₂
Artinite	-19.17	0.49	19.66	Mg ₂ CO ₃ (OH) ₂ ·3H ₂ O
Gaylussite	-19.50	-28.92	-9.42	CaNa ₂ (CO ₃) ₂ ·5H ₂ O
Pirssonite	-19.62	-28.85	-9.23	Na ₂ Ca(CO ₃) ₂ ·2H ₂ O

Les phases solides précipitées

III.7.2- Discussion de la simulation

Les résultats de la simulation par PHREEQC de l'injection des eaux albiennes pour la récupération des HC du Cambrien sont conformes aux observations sur le terrain. En effet, tous les sels observés dans les tubings, à savoir, Anhydrite, Calcite, Aragonite, Sulfate de Baryum ont obtenus avec des indices de saturations positifs.

D'autre part, le Sulfate de Baryum est plus important à l'approche de la surface et ceci a été aussi obtenu par l'augmentation des IS en descendant dans le tubing.

L'indice de saturation de l'halite obtenu est négatif alors que ce sel est présent avec des quantités importantes dans les tubings. Ceci est dû à la data base thermodynamique utilisée qui n'est pas efficace pour les sels à anion simple (Bourrié 2021). Il faut utiliser a data base appropriée pour obtenir les IS positif de l'halite.

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.

Conclusion

La simulation réalisée n'est qu'un cas parmi plusieurs autres cas qui peuvent se présenter. Parce que les eux sont hétérogènes spatialement aussi ben pour les eaux albiennes que pour les eaux cambriennes. Toutefois, les résultats simulés obtenus sont très proches de la réalité et ils ont expliqué la présence du ciment tardif ferrugineux, la cristallisation du Sulfate de Bryum au niveau du réservoir et partout dans le tubing. La présence de la calcite et de l'anhydrite dans les tubings. Quant à l'halite, une data base thermodynamique appropriée est nécessaire pour expliquer sa présence et prédire sa formation dans le futur.

Conclusion et recommandations

La formation des dépôts Sulfates de baryum constitue l'un des problèmes les plus fréquents dans le

champ de HMD. Ces dépôts minéraux résultant à l'incompatibilité entre l'eau injectée (albien) riche en sulfates SO_4^{2-} et l'eau de Gisement (cambrien) riche en baryum Ba^{2+} .

Cette étude préalable nous permet de bien comprendre comment faire une analyse des dépôts, et la détermination de la nature de ce dépôt et quelles sont les moyens utilisés pour traiter la précipitation des dépôts de sulfate de baryum (préventif et curatif).

Au niveau de laboratoire on a fait sur les dépôts récupérés à l'entrée de séparateur, cette dernière est divisée en deux parties qualitative (aspect physique et chimique) et quantitative (attaque acide et attaque alcaline) et le résultat est la majorité de dépôt est $BaSO_4$.

Les résultats de la simulation par PHREEQC de l'injection des eaux albiennes pour la récupération des HC du Cambrien sont conformes aux observations sur le terrain. En effet, tous les sels observés dans les tubings, à savoir, Anhydrite, calcite, aragonite, sulfate de baryum ont obtenus avec des indices de saturations positifs.

D'autre part, le sulfate de baryum est plus important à l'approche de la surface et ceci a été aussi obtenu par l'augmentation des IS en descendant dans le tubing.

L'indice de saturation de l'halite obtenu est négatif alors que ce sel est présent avec des quantités importantes dans les tubings. Ceci est dû à la data base thermodynamique utilisée qui n'est pas efficace pour les sels à anion simple (Bourie 2021). Il faut utiliser une data base appropriée pour obtenir les IS positifs de l'halite. 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.

Enfin, la simulation réalisée n'est qu'un cas parmi plusieurs autres cas qui peuvent se présenter. Parce que les eux sont hétérogènes spatialement aussi bien pour les eaux albiennes que pour les eaux cambriennes. Toutefois, les résultats simulés obtenus sont très proches de la réalité et ils ont expliqué la présence du ciment tardif ferrugineux, la cristallisation du sulfate de baryum au niveau du réservoir et partout dans le tubing, et la présence de la calcite et de l'anhydrite dans les tubings. Quant à l'halite, une data base thermodynamique appropriée est nécessaire pour expliquer sa présence et prédire sa formation dans le futur.

Nous recommandons d'utiliser PHREEQC avant les opérations d'injection.

BIBLIOGRAPHIE

- Techniques d'exploitations pétrolière le gisement écrit par R. Cossé professeur à L'ENSPM
- THEME Analyse et traitement des dépôts de sulfate de baryum(BaSO_4) dans le champ de HMD (puits ONIZ432, MD660 et OL6)2018
- Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates de baryum dans le champ HGA



