

• République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université KASDI-MERBAH Ouargla

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

Département des sciences de la terre et de l'univers



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

Spécialité : Géologie des Hydrocarbures

Présenté par :

BELKHIRA Ahmed Rida

BENSALEM Mohammed Imad

Thème :

**Simulation géochimique d'un phénomène de corrosion
lors des opérations d'injection d'eaux dans les champs
pétroliers de Haoud Berkaoui (Sud-est algérien)**

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

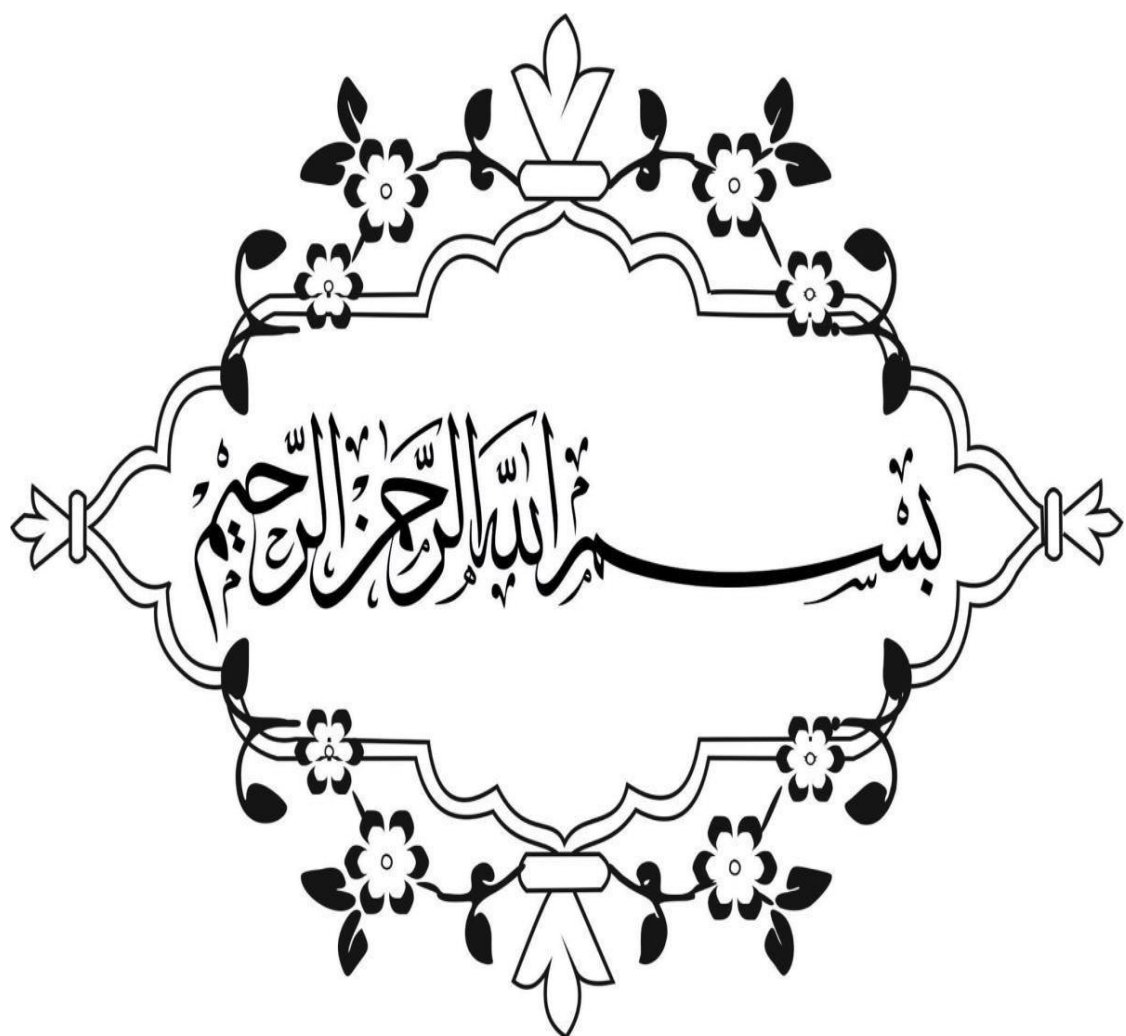
BENKHEDDA Abdelhakim
GUERRADI Hocine
HOUARI Idir Menad

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

Président
Examineur
Encadreur

ENSE Ouargla
UKM Ouargla
UKM Ouargla

Année universitaire : 2025/2026



الإهداء

كم انتظرت هذه اللحظة منذ سنوات

أهدي ثمرة هذا العمل إلى من أنارت دربي وفرحت لفرحي والتي لم تبخل
على بالحنان والمحبة لأقلى ما أملكه وأعز أُمي الحبيبة.

لا توجد أي لغة تترجم مدى حبي لكي يا أُمي ولا يوجد أي شيء يمكن أن
أقدمه لكي مقابل عطايك، كنت خير سند لي في فترة الدراسة،

أهدي تخرجي لكي.

كل ما أنا عليه الآن بفضل الله ثم أُمي

إلى من علمني حب المثابرة والصبر وكان حريصا دوما على دراستي "
والدي الغالي "إلى كل أخوتي الأعزاء وأخواتي والعائلة الكريمة

كل واحد باسمه

إلى كل محبي فريقي " شباب بني ثور " و العائلة GH

إلى كل الذين تمنوا أن تكتب أسمائهم في مذكرات التخرج

ولم يكن لهم ذلك عملي هذا لكم

بلخيرة احمد رضا

إلى والدي الكريمين, أبي العزيز الذي غرس فيا أولى لبنات مواجهة الحياة و
الذي لطالما كان السند و المعين, والذي غرس فيا الطموح الذي أوصلني إلى
هذا النجاح, و الذي لم يدخر وقتا ولا جهدا إلا بذله من أجل أن يوصلني إلى ما
أنا عليه اليوم أبي أهديك هذا النجاح بكل حب و امتنان

أمي الفاضلة حبيبتي التي لطالما آمنت بي و رببت على كتفي بحنان يمنحني
القوة كلما تخالجنى خمول أو كلل ساهرة على راحتي و جاهدة لتمهيد الطريق
أمامي لتوصلني إلى أعلى مراتب النجاح هاهي ثمرات جهدك أثمرت هذا
النجاح المهدى إليك آملا أن أجعلك فخورة بي يا منبع الحب و الحنان

إلى إخوتي الذين طالما ساندوني بحب و امتنان موقنين و مقدرين
لجهودي, أهديهم هذا النجاح سائلا الله أن أكون لهم قدوة حسنة, وأن يوفقهم
الله تعالى في مسيرتهم

أصدقائي الأفاضل كل باسمه رفقاء الدرب و الدراسة من عشت معهم أجمل
اللحظات و الذكريات سواء بقينا معا أو فرقنا مشاغل الحياة تقبلوا مني هذه
الكلمات التي يملؤها الحب و الاحترام

أريد أن أشكر الذين ساندوني في مسيرتي الدراسية التي لم تكن بالسهلة
بداية بأصدقائي و زملائي و رفقاء الدرب بالأخص

زميلي بلخيرة أحمد رضا والذي كان جزءا من هذا العمل و أشكر أستاذي
هواري مناد إدير الذي أشرف على هذا العمل بشغف ولم يبخل علينا بجهد
و مصادره العلمية

بن سالم محمد عماد

كلمة شكر وتقدير

بسم الله الرحمن الرحيم



من لا يشكر الناس لا يشكر الله، نتقدم بأسمى عبارات الشكر و الامتنان الى
أستاذنا هوارى إدير مناد على التوجيهات و المتابعة الدقيقة و الملاحظات
العلمية أنت تستحق أسمى عبارات الشكر ،كنت من أبرز من وجهونا هذبونا
خلال المسيرة الجامعية ...

يعجز الشعر والكلام كله في وصف فضلك، وذكر شرك و تقدير فعلك، فلك كل
الثناء، وجزيل الشكر و صادق العرفان

كما نتوجه بجزيل الشكر والامتنان إلى كافة الأساتذة الذين درسوا خلال
مسيرتنا الجامعية، وإلى جميع عمال وإطارات DP/Haoud Berkaoui
على تعاونهم الكريم، وتوفيرهم للمعلومات والدعم التقني الذي كان له دور
محوري في إنجاز هذا العمل.

ولا يفوتنا أن أخص بالشكر كل من ساهم من قريب أو من بعيد في إنجاح هذه
المذكرة، سواء بالنصح أو بالمساعدة أو بالدعاء، جزأهم الله عنا كل خير،
وجعل ذلك في ميزان حسناتهم.

راجين من الله العلي القدير أن يوفقنا في عملنا، وأن يكتب له القبول والنفع.

والله ولي التوفيق

SOMMAIRE

Dédicas.....	
Remercîments.....	
Sommaire.....	
Liste des tableaux.....	
Liste des figures.....	
Liste des abréviations.....	
Introduction général.....	
Chapitre I: Présentation du champ de Haoud Berkaoui	
Introduction.....	2
1.1. Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK).....	2
1.1.1 Situation géographique.....	2
1.1.2 Situation géologique.....	3
I.2. Les champs de la région.....	4
1.3.Etude du champ de Haoud Berkaoui	6
I.3.1 Caractéristiques du réservoir.....	6
I.3.2 Aspect structurel	7
I.4. Aperçu sur les trois réservoirs du champ	7
1.4.1 série inférieure.....	7
1.4.2 Trias argilo-gréseux T1.....	7
1.4.3 Trias argilo-gréseux T2.....	7
1.5. Développement De La Région.....	7

1.6Les problèmes techniques d'exploitation.....	8
Conclusion.....	9
Chapitre II: Généralités sur l'injection l'eau dans les champs pétroliers	
II introduction.....	11
II.1Definition	11
II.2 Le but de l'injection d'eau.....	12
II.3Mise en œuvre	12
II4.Principe.....	12
II.5 Les configuration d'injection.....	14
II.6.Paramètres d'injection.....	14
II.7.Origine de l'eau injectée	16
II.8 Aspect technique.....	18
II.9 Aspect économique.....	18
Conclusion.....	19
Chapitre III : Généralités sur la corrosion	
Introduction.....	21
III1Definition de la corrosion.....	21
III .2Processus de la corrosion.....	21
III. 3Aspect économique de la corrosion.....	22
III. 4.les types La corrosion.....	22
III4.1 La corrosion chimique.....	22
III.1.4.2 La corrosion bactérienne	23
III1.4.3La corrosion électrochimique.....	23

III. 1.Mécanisme réactionnelles.....	23
III1.Forme de corrosion.....	23
III1.31 Corrosion uniforme	23
III 1.3.2Corrosion par pique.....	24
III1.33.Corrosion inter granulaire.....	24
III1.3.4 Corrosion caverneuse.....	25
III1.3.5 Corrosions élective.....	25
III1.3.6 Corrosion érosion.....	25
III1.3.7 Corrosion sous contraintes.....	25
III1.4.Les facteur de corrosion.....	25
III1.4.1La corrosion par les eaux.....	25
III1.4.2 La corrosion par atmosphère.....	25
III.4.3 La corrosion par les sols.....	25
III..5Protection contre la corrosion.....	26
III..5.1Classification des inhibiteurs.....	27
III..5.2 Propretés des inhibiteurs.....	27
III.5.3 Les condition de sécurité.....	27
III5.4Le prix.....	28
III 55condition d'utilisation.....	28
III5.6 Rôle des inhibiteurs.....	29
III5.7 Rôle des inhibiteurs de dépôts.....	29
III.58.2Dispersion des cristaux déjà formé.....	29
III5.8 Les mécanismes d'action des inhibiteurs.....	29

III.5.8.1.efficacité des inhibiteurs de dépôts	29
III.6 La protection électrochimique.....	30
III6.1Protection cathodique.....	31
III.6.1.1Protection paranoïde sacrificielle.....	31
III6.1.2Protection par courant imposé.....	31
III6.2 Protection anodique.....	31
III7.Protection par revêtement.....	31
IV. Chapitre : Méthodologies, résultants et discussions	
IV. Introduction	34
IV.1 Fonctionnement du logiciel.....	34
IV.2Minéraux à suivre.....	35
IV.3 Résultats et discussion de la simulatio.....	36
IV.4Implicationsurlacorrosion.....	48
IV.5 Conclusion.....	48
Conclusion générale.....	50
Référence.....	51

Liste Des Tableaux

Tableau 1. Les caractéristiques pétro physiques de ces trois champs.....	6
Tableau 2.Développement et stimulation.....	8
Tableaux.3. des résultats de simulation.....	36
Tableau4: mix 90/10 T°120C P300 ATM.....	36
Tableau 5 : mix 90/10 T°25C P1ATM.....	37
Tableau 6 : mix 90/10 T°60C P300 ATM.....	37
Tableau 7 : mix 80/20 T°120C P300 ATM.....	37
Tableau 8 : mix 80/10 T°60C P300 ATM.....	38
Tableau 9 :mix 80/20 T°25C P1 ATM.....	38
Tableau 10 : mix70/30 T°120C P300 ATM.....	38
Tableau 11 :mix 70/30 T°60C P300 ATM.....	38
Tableau 12 :mix 70/30T°25C P1 ATM.....	39
Tableau 13 : mix 60/40 T°120 CP300 ATM.....	39
Tableau 14 :mix 60/40 T°60C P300 ATM.....	39
Tableau 15 :mix 60/40T°25C P1ATM.....	39
Tableau 16 :mix50/50T°120 P300 ATM.....	40
Tableau 17 :mix 50/50 T°60 P300 ATM.....	40
Tableau 18 :mix 50/50 T°25P1 ATM.....	40
Tableau 19 : mix 40/60 T°120 P300 ATM.....	40
Tableau 20 : mix 40/60 T°60 P300 ATM.....	41
Tableau 21 :mix 40/60 T°25 P1ATM.....	41
Tableau 22 : mix 30/70 T°120 P300 ATM.....	41
Tableau 23 :mix 30/70 T°60P300ATM.....	41
Tableau 24 : mix 30/70 T°25P1ATM.....	42
Tableau 25 :mix20/80 T° 120 P300 ATM.....	42
Tableau 26 :mix20/80 T° 60 P300 ATM.....	42
Tableau 27 :mix20/80 T° 25 CP1 ATM.....	42
Tableau 28 : mix10/90 T°120C P300 ATM.....	43
Tableau 29 : mix 10/90T° 60CP300ATM.....	43
Tableau 30 : mix 10/90 T° 25CP1ATM.....	43
Tableau 31:mélange mix T°120C.P :300Atm.....	44
Tableau 32:mélange mix T°60C.P :300atm.....	45

Tableau 33:mélange mix T°25CP :1atm.....46

Tableau34:mélangmixT°25CP 1:ATM.....46

Liste Des Figures

Figure1 Situation géographique de HaoudBerkaoui.....	3
Figure2 Situation géologique de HaoudBerkaoui.....	4
Figure3 Section stratigraphique du trias argileux-gréseux.....	5
Figure4 Carte de principaux champs de la région HaoudBerkaoui.....	6
Figure5les mécanismes de l'injection de l'eau.....	11
Figure6 l'Etat des fluides dans le réservoir pour les trois étapes de l'injection d'eau	13
Figure7Schéma d'injection périphériques	15
Figure8:Schéma d'injection centrale.....	17
Figure9 : Schéma d'injection régulier.....	17
Figure10Corrosion générale (rouille)d'une pièce en acier.....	24
Figure11 Corrosion inter granulaire d' un inox par HCL.....	24
Figure12 Classement des inhibiteurs de corrosion	28
Figure13a) dispersion des nucléus formées et (b) stabilisation des dépôts Croissance.....	30
Figure14 courbe hématite T120° P300°ATM.....	44
Figure15 : courbe hématite T60° P300°ATM.....	45
Figure16courb hématiteT25° P1 ATM	46
Figure17 courbe T60°sidérit300°ATM.....	47

Liste Des Abréviation

HBK : Haoud Berkaoui

BH : Benkahla

TAG : trias argilo-gerseaux

T1 : trias argilo-gréseux niveau 1

T2 : trias argilo-gréseux niveau 2

Fe : symbole de l'élément chimique de fer

PH : potentiel d'hydrogène

FeCO₃ : la formule chimique de sidérite

FeO(OH) : la formule chimique goethite

Fe₂O₃ : La formule chimique hématite

Fe₃O₄ : La formule chimique magnétite

Fe(OH)₃ : La formule chimique ferrihydrite

T : Température

P : pression



Introduction Générale

Introduction Générale :

Suite à l'augmentation continuelle de la demande mondiale en hydrocarbures, on est dans la nécessité d'augmenter la production d'huile et de gaz d'une manière plus efficace et économique. Le nombre de nouvelles découvertes par année diminue, donc l'utilisation de la récupération assistée devient de plus en plus impérative. L'injection d'eau est la technique de récupération secondaire la plus répandue après l'épuisement de l'énergie primaire, la société nationale Sonatrach œuvre depuis plusieurs décennies à l'amélioration des performances de ses champs pétroliers, notamment dans le bassin d'Oued- Mya et le champ de Haoud Berkaoui, situé dans cette région, ce dernier représente un cas typique où l'injection d'eau est employée pour améliorer leur rendement.

Notre travail consiste à faire une simulation géochimique d'un phénomène de corrosion d'acier lors des opérations d'injection d'eaux, le phénomène qui reste difficile à suivre et à étudier en profondeur des réservoirs pétroliers et dans leurs conditions de pression et de température, ce qui nécessite une simulation virtuelle et la rend indispensable.

Afin d'aboutir à ces objectifs, le mémoire sera structuré en quatre chapitres suivants :

Une introduction générale qui présente le travail, sa problématique et ces étapes.

Le premier chapitre est consacré à la présentation géologique et pétrophysique du champ de Haoud Berkaoui.

Le deuxième chapitre porte sur les généralités de l'injection de l'eau, ses objectifs et ses limites.

Le troisième chapitre sur le fondamental phénomène de corrosion.

Le quatrième chapitre visualise les travaux élaborés et résultats de la simulation géochimique du phénomène de corrosion lors des opérations d'injection d'eaux.

Enfin, une conclusion générale qui récapitule les résultats de tous les chapitres précédents.

Chapitre I:
Présentation du champ d'Haoud
Berkaoui

Introduction :

Ce chapitre, consacré à la situation géographique et à la structure du champ pétrolier, décrit en détail du champ de Haoud Berkaoui sa localisation géographique, ses caractéristiques géologiques et stratigraphiques, la nature du réservoir et la composition des roches environnantes. La structure du champ est caractérisée par un anticlinal semi-circulaire résultant de mouvements tectoniques et comprend des failles naturelles qui influent sur la productivité du réservoir. Ce chapitre vise à offrir une compréhension globale de la situation géographique et des caractéristiques géologiques du champ de Haoud berkaoui, en mettant l'accent sur les aspects structuraux et stratigraphiques fondamentaux de la production pétrolière.

A ce jour, 118 puits sont en exploitation, répartis sur l'ensemble des champs, dont 68 puits en gaz lift, et 29 puits éruptifs, 21 puits injecteurs de l'eau.

La production cumulée depuis l'origine est de 86 millions m³, pour des réservoirs globaux en place de 472 millions m³. Toutes les quantités d'huiles et de gaz récupérés sont acheminées vers les différents centres de production de la région. [1]

Il existe 3 centres principaux de production:

- Centre Haoud Berkaoui.
- Centre Benkahla.
- Centre Guellala

I.1. Présentation de la région de HaoudBerkaoui (HBK) :**I.1.1.Situation géographique:**

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

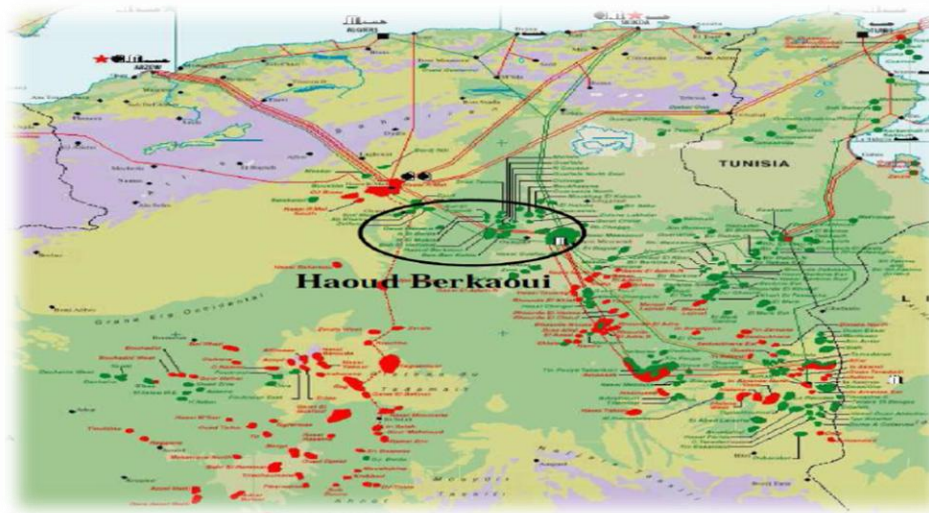


Figure1 : Situation géographique de Haoud Berkaoui [2]

I.1.2 Situation géologique :

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin d'Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie nord du Sahara Algérien, il se localise exactement dans la province centrale. Ce bassin a la configuration d'une dépression allongée d'orientation nord-est/sud-ouest acquise au cours du paléozoïque. Il est limité, au nord par la zone haute de Djamaa Touggourt constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hass iR'mel) ; À l'est, par la dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Hassi Messaoud au nord et au sud par la dépression de Mouydir. La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438) Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée nord-est/sud-ouest, elle est séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont L'amplitude varie de 200 à 400Km, sa largeur varie de 25 à 30Km au sud-ouest et de 08 à 10Km au nord-est [1]

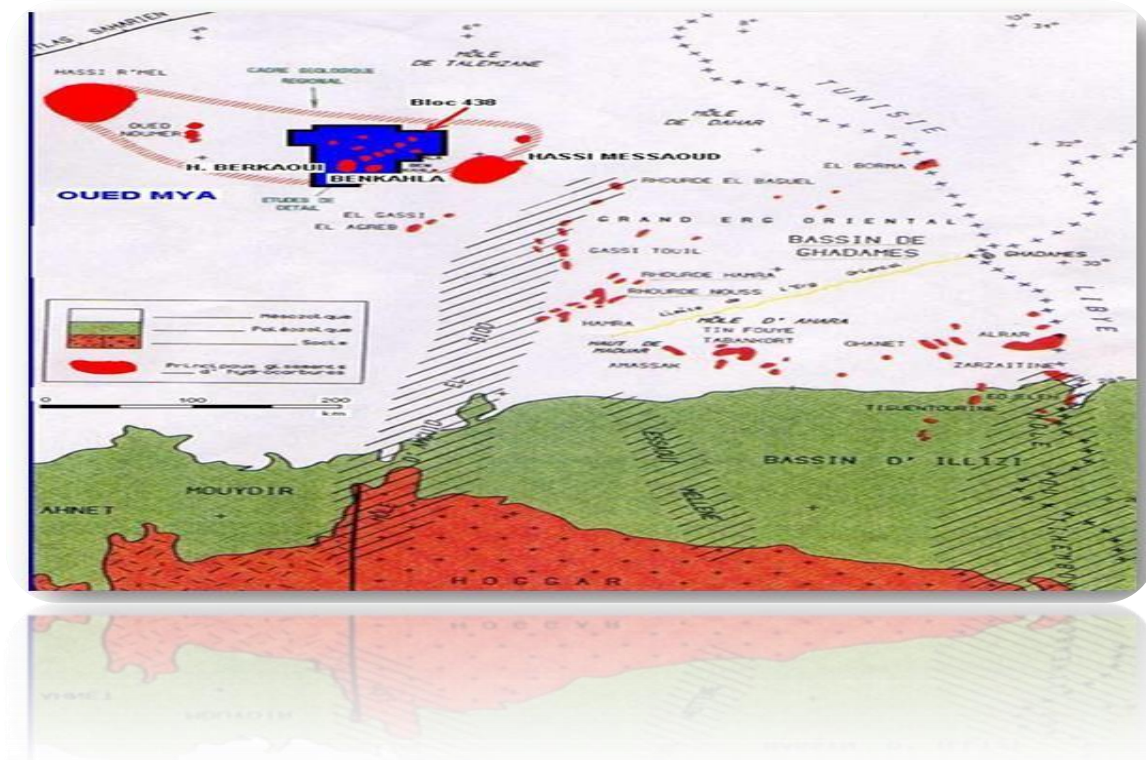


Figure2. Situation géologique de Haoud Berkaoui[1]

I.2. Les champs de la région :

Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km², dont les Principaux sont :

❖ Champ de HaoudBerkaoui (HBK) :

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220m par rapport au niveau de mer. [1]

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136,4 millions st³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550m. [1]

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certains zones). [1]

❖ Champ de Benkahla (BKH) :

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86,8 millions st³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550m. Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift. [1]

❖ Champ de Guellala (GLA) :

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m. Sa mise en production eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift. [1]

Les champs périphériques : Ils sont beaucoup, on peut citer :

- N'GOOSSA (N'GS)
- DRAA TAMRA (DRT)
- MELLALA (MEL)
- HANIET EL BAIDA (HEB).
- KEF EL AGROUB (KG).
- GUELLALA NORD-EST (GLANE)

Age	Prof.	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S A R G I L O G R E S E U X	3400	T-2		Altern.d'argile silteuse et de silts,passées de gres beige à cim.argilo-dolomitique	20 à 25m
	3425	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de gres beige ciment argilo siliceux fine altercal.de gres gris-blanc.	25 à 30 m
	3460	ERUPTIF		Andesite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates.Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
	3490	SERIE INFERIEURE		Grès gris beige fin,moy à grossier.Ciment carbonaté à siliceux.Passées de films d'argile verdâtre .Presence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
	3600			Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m
GOTHLANDIEN					

Figure3.Section stratigraphique du trias argileux-gréseux.[1]

Les caractéristiques pétrophysiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau ci dessous

: **Tableau I.1. Les caractéristiques pétro physiques de ces trois champs [1]**

CARACTERISTIQUES	HAOUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm ²)	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm ²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne Φ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne S_w (%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m ³)	$143,9.10^{+6}$	100.10^{+6}	$103,6. 10^{+6}$



Figure.4 Carte des principaux champs De la région Haoud Berkaoui. [1]

1.3. Etude du champ de Haoud Berkaoui :

1.3.1 Caractéristiques du réservoir :

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation sud- ouest /nord- est (bloc des OKN à l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest). Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont parmi ces trois niveaux, T1 et SI sont productifs tandis que T2 est généralement compact

I.3.2 Aspect structurel :

La structure de Haoud- Berkaoui constitue la plus grande structure du bassin d'Oued- Mya. Elle a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les Principales sont des failles normales subméridiennes de même direction qui définissent un hors central.

Le top du trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3300 à 3500m. La structure est un anticlinal orienté nord-sud d'environ 22km de long et 15km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au- dessus du contact huile/ eau. [1]

I.4. Aperçu sur les trois réservoirs du champ :

Le champ de HBK est caractérisé par la présence de trois réservoirs qui sont :

I.4.2. Trias argilo- gréseux T1 : 3406 à 3431 m

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo- carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques.

Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement. [1]

I.4.3. Trias argilo- gréseux T2 :3431 à 3460 m

Ce réservoir directement sus- jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 mds. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques de réservoir. [1]

La série inférieure : 3470 à 3519 m

C'est le réservoir principal de la région, La série inférieure de trias argilo-gréseux, Elle est constituée de grés grossiers, de gré fin à moyen et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.

Dont les deux sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact

1.5. Développement De La Région :

En l'espace de 39ans, la région a connu des changements très importants au fur et à mesure de son développement dont voici les dates les plus importants

Tableau 1.2.développement et stimulation [1]

Période	Evénements clés
1965–1970	Découverte des champs (Haoud Berkaoui,Benkahla,Guellala),début de production.
1971–1980	Mise en service des premiers centres de production, extension des installations.
1965–1975	Découverte des champs et mise en production initiale .Forages verticaux classiques.
1976–1985	Extensions des champs, augmentation du nombre de puits. Premiers Essais d'acidification.
1986–1995	Démarrage de l'injection d'eau argan d'échelle. Début des stimulations Mécanique simples.
1996–2005	Introduction progressive de la fracturation hydraulique sur puits sélectionnés.
2006–2015	Optimisation de la fracturation hydraulique. Modélisation géo mécanique Et choix ciblés.
2016– aujourd'hui	Déploiement généralisé de la stimulation hydraulique. Utilisation de Technologies avancées de monitoring (macrosismique, fibre optique).

I.6. Les problèmes techniques d'exploitation :

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

- Déplétion de réservoir.
- Venue d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau
- Colmatage des abords des puits par la boue de forage.
- La pollution du sel.
- Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel. [4]

Conclusion :

L'analyse géologique, stratigraphique, lithologique et pétro physique du champ de Haoud Berkaoui permet de mieux comprendre les conditions dans les quelles les opérations Injection l'eau sont mises en œuvre. Ce champ, situé dans le bassin de Ouad-mya, repose sur une structure géologique complexe mais bien connue, dominée par des réservoirs gréseux de l'Ordovicien à faible perméabilité. Les propriétés pétro physiques, marquées par une porosité modérée et une très faible perméabilité, rendent indispensable le recours à des techniques de stimulation, notamment la injection l'eau. De plus, les propriétés mécaniques favorables des formations cibles, telles que leur rigidité et leur résistance à la compression, assurent une bonne propagation d lorsque les paramètres opérationnels sont correctement maîtrisés. Ce socle géologique et pétrophysique constitue donc un élément fondamental pour concevoir des programmes de application efficaces.

Chapitre II :
Généralités sur l'injection d'eau dans
les champs pétroliers

Introduction :

La récupération secondaire intervient lorsque l'énergie naturelle du réservoir diminue et que la production devient moins efficace. Elle consiste à améliorer la récupération du pétrole par l'injection d'eau ou de gaz afin de maintenir la pression du réservoir au-dessus du point de bulle et d'augmenter le taux de récupération.

Injection d'eau : réalisée à la base ou en périphérie du gisement pour pousser le pétrole vers les puits de production (balayage) tout en maintenant la pression. L'eau injectée doit être traitée pour éviter la formation de sels insolubles pouvant obstruer les pores de la roche.

Ce chapitre a pour objectif de présenter les principes fondamentaux de l'injection d'eau, ses composantes techniques, les paramètres d'injection ainsi que les différents types de l'injection et les problèmes dans cette opération .afin de fournir une base théorique solide

II.L'injection d'eau :

II.1.1Définition :

L'injection d'eau, qui est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, reste le plus employé (80% de l'huile produit aux Etats -Unis en 1970 l'a été par injection d'eau). Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. La plus courante consiste à envoyer de l'eau dans un réservoir afin de chasser le pétrole vers les puits de production et employé aussi pour maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère ne fournit pas suffisamment d'énergie.[5]

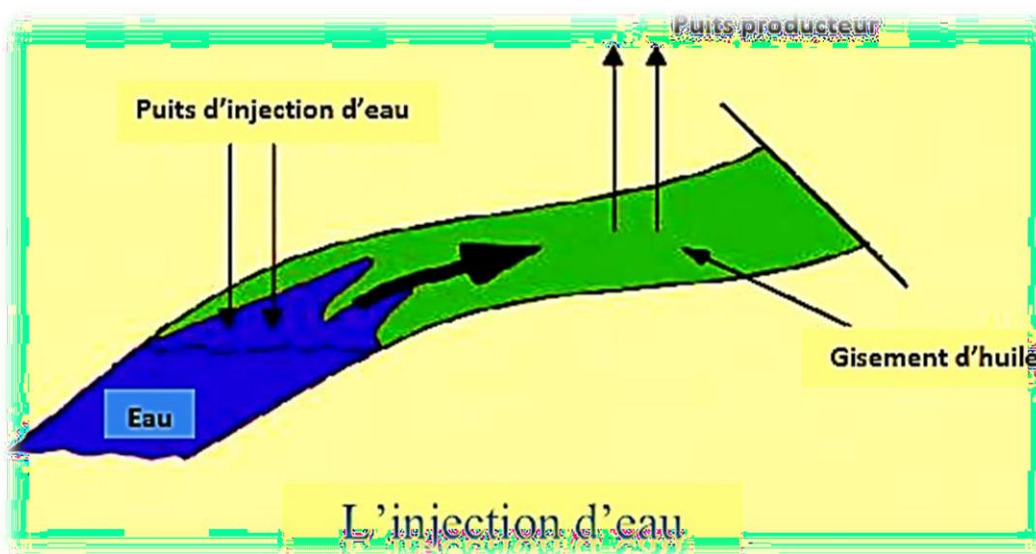


Figure5:le mécanisme de l'injection [5]

II.2 LE BUT DE L'INJECTION D'EAU :

Optimiser la production et augmenter la récupération par :

- Le maintien de pression
 - le balayage de l'huile en place.
 - L'eau est un bon vecteur pour les huiles légères, moins bon pour les huiles plus visqueuses.
- [6]

II.3 Mise en œuvre

Pour réaliser une injection d'eau il faut :

- Avoir un approvisionnement en eau suffisant en qualité et en quantité et régularité.
- Avoir des équipements convenables des puits injecteurs et une amélioration éventuelle de l'index d'injectivité. Il faut aussi parfois fermer les zones les plus perméables afin d'éviter l'arrivée précoce de l'eau aux puits producteurs.
- Avoir des installations de pompage suffisantes.
- Contrôler les dispositifs d'injection et le balayage.
- Avoir des installations de traitement d'eau pour prévenir l'incompatibilité de l'eau injectée avec celle du gisement et la roche, assurer une filtration et élimination des bactéries. [5]

II.4. Principe

Considérons un réservoir homogène à une seule couche, où les fluides s'écoulent horizontalement avec une saturation constante le long du réservoir. L'injection d'eau débute après une phase de déplétion naturelle, au cours de laquelle la pression du réservoir est tombée en dessous de la pression de saturation, libérant du gaz qui forme une couche uniforme.

Le début de l'injection provoque une hausse de pression, plus marquée près des puits injecteurs et décroissante vers les puits producteurs. Cette augmentation favorise la dissolution du gaz dans l'huile, empêchant une hausse immédiate de la production d'huile. Une période initiale de « remplissage » (fill-up) s'ensuit : un volume d'eau égal au volume de gaz libre initial est injecté. Pendant cette phase, la plupart du gaz se redissout dans l'huile, le reste étant produit aux puits producteurs.

Ce remplissage se manifeste par un avancement plus rapide du front d'huile par rapport au front d'eau. Derrière le front d'huile, la saturation en gaz atteint sa valeur résiduelle. La période de remplissage s'achève lorsque le front d'huile atteint les puits producteur. Sous l'influence de l'augmentation de pression le gaz se dissout dans l'huile, par conséquent la production d'huile n'augmente pas avec le début de l'injection, en premier temps il y a une période de remplissage "fill up" durant laquelle un volume d'eau égal au volume de gaz libre, initialement présent dans le

réservoir, est injecté. Durant cette période la majorité de gaz est dissoute dans l'huile, le reste est produit par les puits producteurs, le remplissage peut être représenté par un avancement du front d'huile plus rapide que le front d'eau, derrière le front d'huile la saturation de gaz est à sa valeur résiduelle, l'arrivée du front d'huile aux puits producteurs marque la fin de la période de remplissage. Durant la phase initiale de l'injection, un front d'eau cylindrique se forme autour de chaque puits injecteur, son rayon augmente avec l'injection. Derrière le front d'eau la saturation d'huile diminue progressivement jusqu'à atteindre la valeur de la saturation résiduelle, A la fin de la période de remplissage l'avancement du front continu mais le débit de production augmente et devient pratiquement égal au débit d'injection (à l'échelle du réservoir). si la saturation initiale d'eau de la formation est inférieure à celle requise pour l'écoulement, la production d'huile durant cette seconde phase se fera avec un WOR nul. L'apparition d'une production d'eau importante signifie la percée du front d'eau dans le puits considéré, donc la production d'eau augmente rapidement, la récupération de l'huile se trouvant derrière le front est effectuée par l'injection d'un volume d'eau considérable, Durant cette phase d'injection après percée, la surface balayée augmente et cela peut fournir une production d'huile pour justifier la continuation de l'injection, généralement les puits producteurs sont abandonnés à un Water Cut. [5]

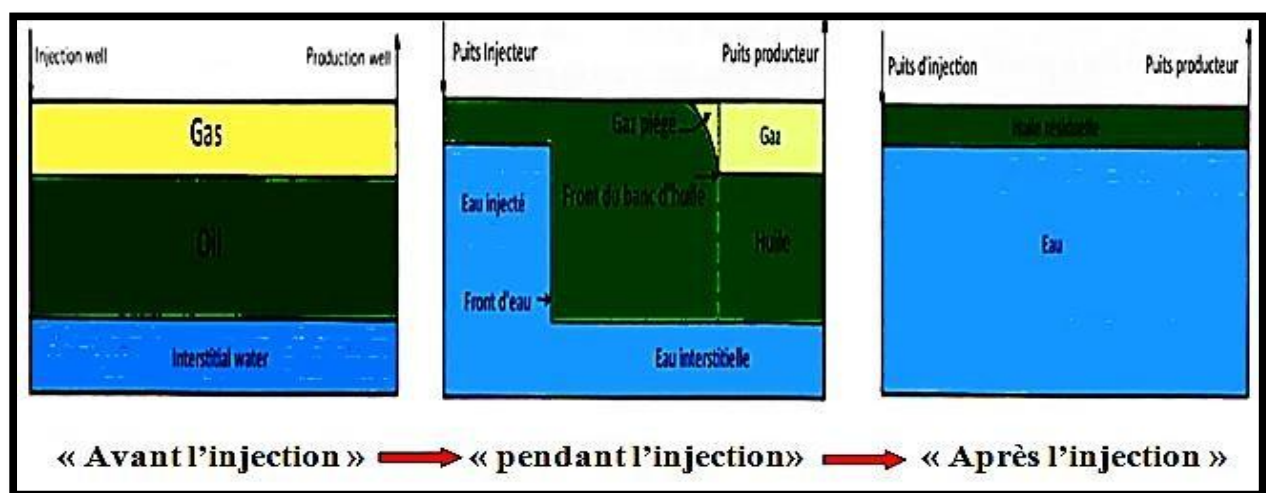


Figure6 :l'état des fluides dans le réservoir les trois étapes de l'injection d'eau [5]

II.5. Les configurations d'injection :

La première étape du dimensionnement d'un projet d'injection d'eau consiste à choisir la configuration optimale des puits, afin de maximiser le contact avec l'huile. Cela peut s'obtenir par la conversion de puits producteurs en puits injecteurs, ou par le forage de nouveaux puits.

Pour le choix de la configuration appropriée les facteurs suivants doivent être pris en considération

- L'hétérogénéité de réservoir et la perméabilité directionnelle.
- La direction des fractures de la formation.
- La disponibilité de fluide d'injection (eau) à durée désirée et prévue d'inondation.
- La récupération maximale de l'huile.
- L'espacement, la productivité, et l'injectivité des puits

II.6. Paramètres d'injection.

La conception d'un projet d'injection d'eau consiste à sélectionner la configuration adéquate qui vise à maximiser le contact avec l'huile, que ce soit en transformant les puits producteurs en puits injecteurs ou en forant de nouveaux puits. La sélection d'une configuration appropriée nécessite la prise en compte des facteurs suivants :

- La diversité des réservoirs et la perméabilité directionnelle
- L'orientation des fractures de la structure.
- La durée souhaitée et anticipée de l'injection.
- La taille, l'efficacité et la transparence des puits. [7]

a) Injection périphérique :

Les puits injecteurs sont positionnés à la limite externe du réservoir, déplaçant l'huile vers le centre. Cette configuration convient typiquement aux gisements anticlinaux avec aquifère sous-jacent soumis à une injection d'eau. [5]

Les caractéristiques principales de ce schéma sont :

- L'injection périphérique permet généralement une récupération maximum d'huile avec un minimum de production d'eau.
- Ce schéma prend une longue durée pour que l'eau injectée remplisse l'espace de gaz de réservoir. Le résultat est un retard en réponse de champ en inondation.

- Pour la réussite d'une injection périphérique, la perméabilité de la formation doit être assez grande pour permettre le déplacement de l'eau injectée à un taux désiré.
- Pour garder les puits injecteurs aussi proches que possible au front, les puits producteurs ont un Water Cut élevé vont être converti en puits injecteurs
- Le débit d'injection est généralement un problème parce que les puits injecteurs continuent à pousser l'eau a des distances plus loin. [5]

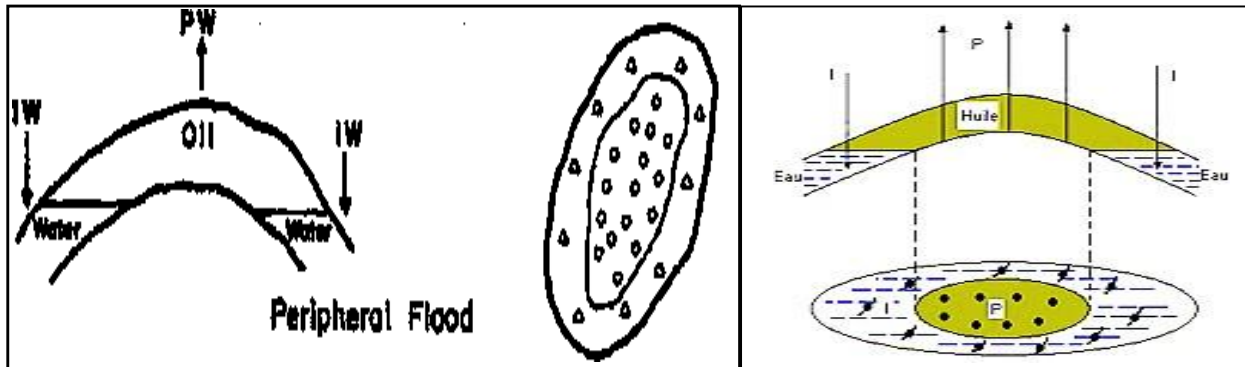


Figure7 : Schéma d'injection périphérique [5]

b) Injection concentrée (centrale) :

Contrairement à l'injection périphérique, les puits injecteurs sont situés au centre du champ, et le front d'injection progresse vers l'extérieur. Cette configuration convient particulièrement aux gisements anticlinaux à chapeau de gaz, où les puits d'injection sont généralement regroupés près du sommet de l'anticlinal. [5]

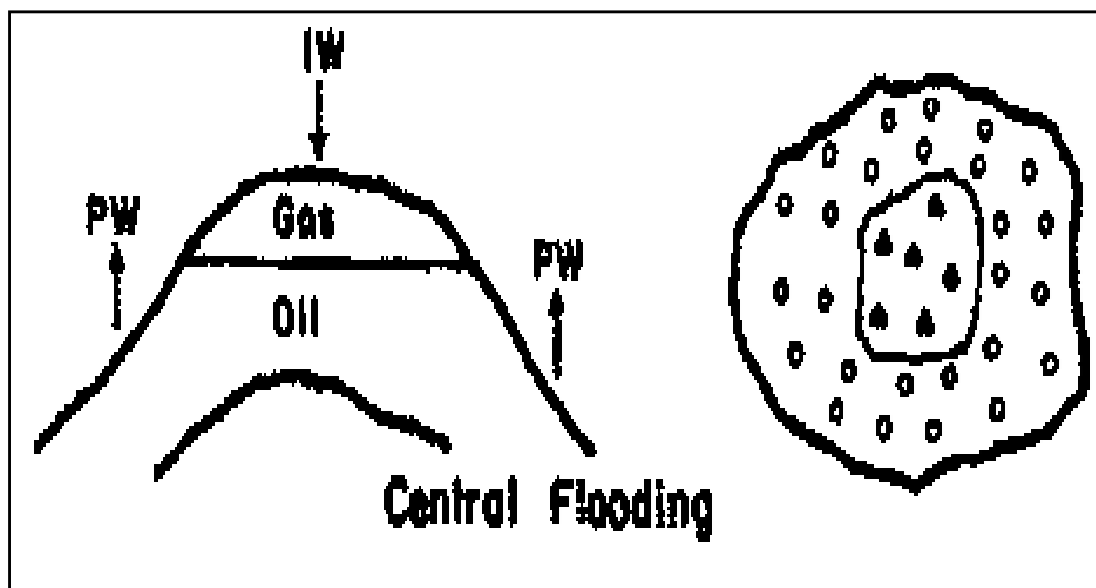


Figure8 : schéma d'injection centrale [5]

C) d'injection basal et à la crête :

Dans un gisement monoclinal avec dôme de gaz ou aquifère et soumis à injection d'eau ou de gaz. Dans ce cas, on a une ou plusieurs lignes de puits d'injection situées vers le haut de la structure dans le cas d'injection de gaz, vers le bas dans le cas d'injection d'eau, plusieurs projets d'injection d'eau emploient les modèles basal d'injection avec des avantages additionnels gagnés de la Ségrégation de pesanteur,

II.1.6.Origine de l'eau injectée:

L'eau utilisée pour la production des carburants provient de différentes sources selon la localisation, la disponibilité et les besoins et comprend. On distingue :

- ✚ Les eaux de surface : peuvent être captées dans une rivière ou un lac. Elles offrent l'avantage d'être disponibles facilement et à des débits élevés mais elles présentent l'inconvénient de contenir des grandes quantités d'oxygènes. Beaucoup des matières solides en suspension (sables, produits animaux et végétaux et des bactéries). Donc un risque de colmatage des filtres des puits injecteurs et la corrosion bactérienne des tubes.
- ✚ Nappes d'eau de faible profondeur (à quelques dizaines de mètres) : Il s'agit de la nappe phréatique, qui offre l'avantage de contenir un faible teneur en oxygène et en matière en suspension mais la présence des composés tels que (H_2S , CO_2 dissous, des bactéries et $Fe(OH)_3$) dans cette eau peut engendrer des grands problèmes de corrosion et de colmatage.
- ✚ Aquifères régionaux : Cette source d'eau est généralement la plus utilisée et la meilleure, à cause de sa faible teneur en oxygène et en matière en suspension (pratiquement nulle), En outre cette eau
 - ✚ souvent contient des gaz dissous (H_2S et CO_2) et des bactéries anaérobies réductrices de sulfates qu'il faut se préoccuper d'éliminer avant d'être injectée.
- ✚ Les eaux de mer : L'eau de mer est utilisée dans le cas offshore. Cette eau est généralement très corrosive et exige un traitement qui réduit l'attaque des équipements métalliques [5]

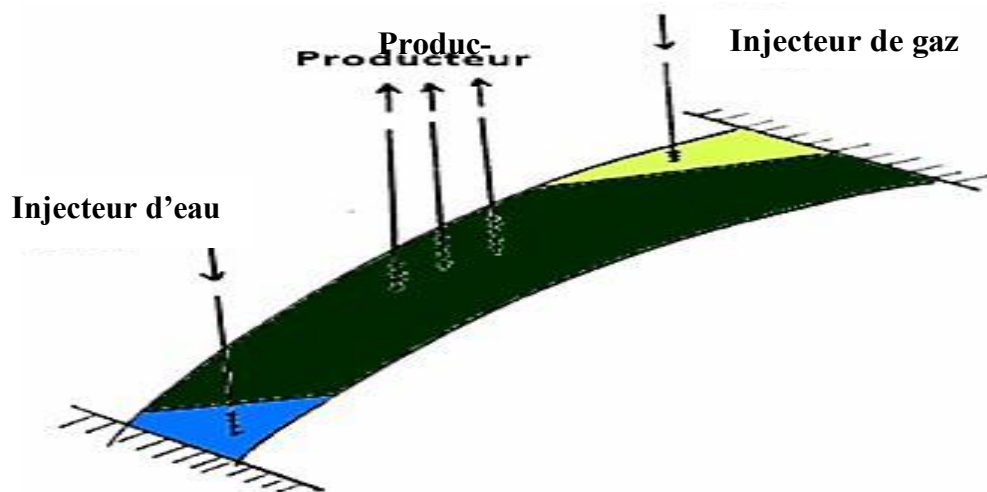


Figure8 : Schéma d'injection régulier

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étend, pour obtenir balayages uniforme, les puits producteurs et les puits injecteurs sont intercalés. Dans ce cas on obtient une distribution aussi régulière que celle développée pour la phase d'exploitation naturelle du gisement.

Les dispositions les plus courants sont :

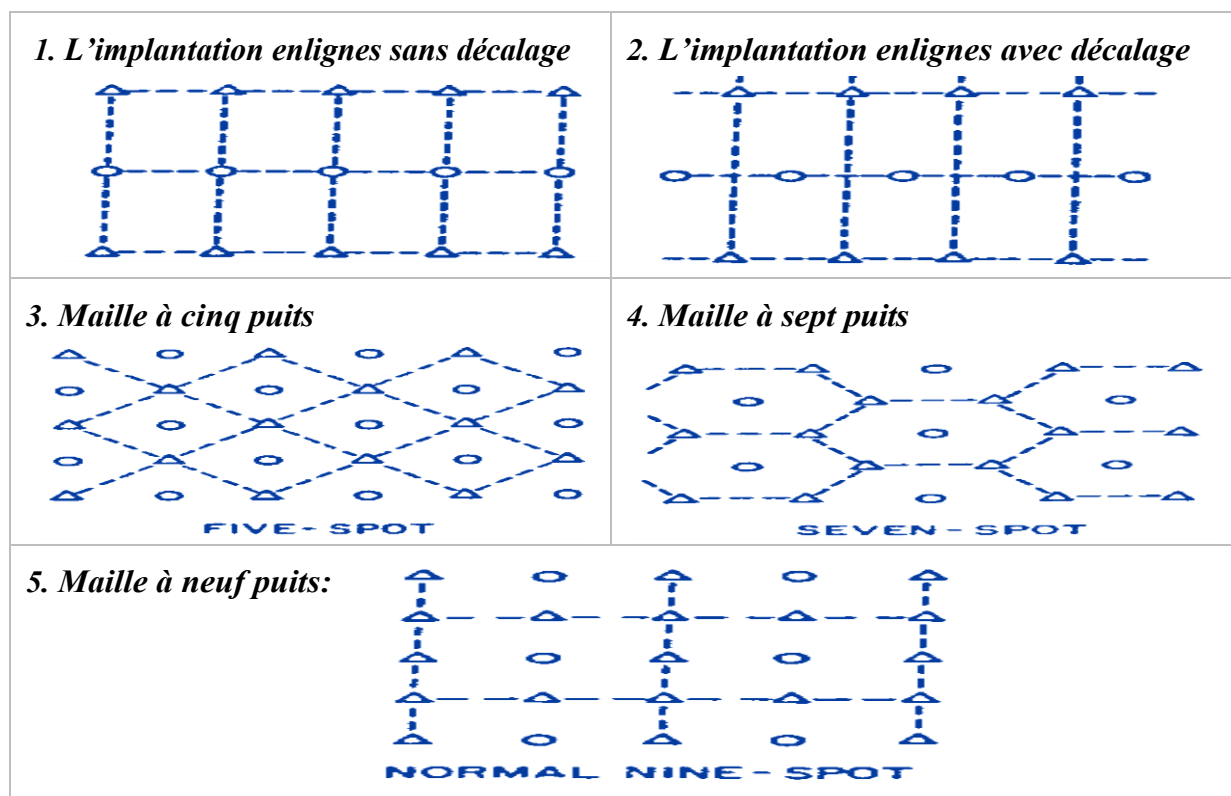


Figure 9:Les schémas des dispositions d'injection régulière [5]

II.7.Caractéristiques de l'injection d'eau :

Un faible rapport de mobilité (inférieur à 1) favorise un déplacement frontal stable du front d'eau, assurant une bonne efficacité volumétrique.

Les phénomènes capillaires, dus à la non-miscibilité entre huile et eau, permettent d'atteindre de faibles saturations d'huile résiduelle, d'où une excellente récupération d'huile.

Elle est particulièrement adaptée aux réservoirs dotés d'un aquifère. L'inondation par l'eau injectée peut toutefois rendre impossible la mise en œuvre d'une récupération tertiaire.

Disponibilité à faible Les eaux de surface : peuvent être captées dans une rivière ou un lac. Elles offrent l'avantage d'être disponibles facilement et à des débits élevés mais elles présentent l'inconvénient de contenir des grandes quantités d'oxygènes. Beaucoup des matières solides en suspension (sables, produits animaux et végétaux et des bactéries).

Donc un risque de colmatage des filtres des puits injecteurs et la corrosion bactérienne des tubes.

Nappes d'eau de faible profondeur (à quelques dizaines de mètres) :

Il s'agit de la nappe phréatique, qui offre l'avantage de contenir un faible teneur en oxygène et en matière en suspension mais la présence des composés tels que (H_2S , CO_2 dissous, des bactéries et $Fe(OH)_3$) dans cette eau peut engendrer des grands problèmes de corrosion et de colmatage..

II.1.9Aspect technique et économique de l'injection :

II.1.9.1L'aspect technique :

Avec une injection d'eau et de gaz ,le rapport de mobilité M est souvent favorable pour une huile légère, et pas trop défavorable pour une huile plus lourde. L'injection d'eau est favorable pour les gisements hétérogènes ce qui est souvent le cas sauf pour certains réservoirs carbonatés, mais l'injection de gaz est favorable pour les gisements non hétérogènes.

L'absorption joue un rôle non négligeable si les débits ne sont pas trop grands. En effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place peut provoquer des précipités insolubles qui bouchent les puits.[5]

II.1.9.2L'aspect économique :

Le coût du procédé d'injection d'eau est minime par rapport à celui du procédé d'injection du gaz. C'est pour cette raison, souvent le nombre des puits d'injection d'eau est plus important que celui des puits injecteurs de gaz mais Il y a des conditions qui régissent la sélection de procédé d'injection comme l'aspect technique. [5]

Conclusion :

La récupération secondaire des hydrocarbures par injection d'eau (water -flooding) constitue l'une des méthodes les plus utilisées à l'échelle mondiale grâce à son efficacité et à la disponibilité de grands volumes d'eau. Toutefois, cette technique peut être compromise par l'incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de formation. Cette incompatibilité favorise l'apparition de phénomènes de corrosion électrochimique et bactérienne affectant les conduites, les canalisations et les équipements desurface.

Chapitre III:

Généralités sur la corrosion

III Introduction :

La Corrosion constitue l'un des problèmes majeurs rencontrés dans l'industrie pétrolière, en raison de ses impacts directs sur l'intégrité des équipements, la sécurité des installations et les coûts d'exploitation. Ce phénomène résulte d'interactions chimiques et électrochimiques entre les matériaux métalliques et leur environnement, entraînant une dégradation progressive des propriétés des métaux et une diminution de leur durée de vie.

Dans les champs pétroliers, les conditions de fonctionnement telles que les températures élevées, les fortes pressions, la salinité des eaux produites ainsi que la présence de gaz dissous comme le dioxyde de carbone (CO₂) et le sulfure d'hydrogène (H₂S) favorisent le développement des phénomènes corrosifs. De plus, les opérations d'injection d'eau destinées au maintien de la pression du réservoir et à l'amélioration de la récupération des hydrocarbures peuvent modifier l'équilibre géochimique du système et influencer les mécanismes de corrosion ainsi que la formation de dépôts minéraux.

Dans ce contexte, l'étude de la corrosion revêt une importance particulière pour la compréhension des interactions entre les fluides injectés, les eaux de gisement et les matériaux métalliques. Ce chapitre présente les notions fondamentales relatives à la corrosion, ses mécanismes, ses différentes formes et les principaux facteurs qui l'influencent

II. Définition de la corrosion

Le mot corrosion vient de latin (corroder) qui signifie « ronger », on peut définir la corrosion comme étant la dégradation du métal par action du milieu environnant ; ce phénomène est, en réalité très complexe, car il est lié au milieu d'attaque par la nature du métal, aux conditions d'utilisations et aux temps pour autres raisons. Pour qu'il y ait corrosion, il faut que deux zones de la structure métallique soient en contact électrique et qu'elles aient un rôle différent, l'une anodique et l'autre cathodique. On notera que ces zones pourront parfois se superposer(8)

II.1.2 Processus de la corrosion

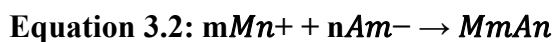
Les phénomènes d'oxydoréduction à l'origine de la corrosion des métaux nécessitent l'apport d'un agent oxydant, rôle que joue l'oxygène de l'air dans l'atmosphère, et la présence d'un électrolyte. L'interaction de l'environnement avec le métal peut conduire soit à la dissolution des cations métalliques, soit à la formation d'un composé oxydé insoluble. [9].

Dans le premier cas, la réaction de dissolution est la suivante :



La surface du métal reste à nue ou alors le métal se recouvre de produits de corrosion issus des réactions électrochimiques entre le matériau et le milieu environnant. [9].

L'espèce Mn^{+} forme alors un sel insoluble avec les anions Am^{-} du milieu :



Lorsque le composé oxydé est insoluble, deux cas sont, là encore, envisageables : soit le composé insoluble forme une couche protectrice et adhérente à la surface du métal empêchant la dissolution ultérieure de celui-ci : c'est le phénomène de passivation ; soit, le composé insoluble n'adhère pas au métal et l'effet protecteur du film superficiel est faible. [9].



La cinétique de corrosion est donc corrélée à la stabilité du film d'oxyde(s) formé à la surface du métal. [9].

III.1.3 Aspect économique de la corrosion :

Les effets directs ou indirects de la corrosion sont résumés ci-après :

- coût des pièces à remplacer, des réparations à effectuer.
- coût de l'entretien et du contrôle (mise en peinture, protection cathodique)
- coût du a l'utilisation de matériau plus nobles.
- augmentation des coefficients de sécurité.
- Contamination du produit par les produits de corrosion.
- Arête de production. [3].

III 1.2. Les types de la corrosion :

La corrosion d'un métal ou d'un alliage peut se développer suivant différents processus qui caractérisent chaque type de corrosion. la corrosion peut être classée en trois grandes classes : chimique, bactérienne et électrochimique.

III1.2.1 La corrosion chimique :

Cette corrosion résulte d'une réaction hétérogène entre le métal et une phase gazeuse ou liquide. Lorsque le réactif est gazeux, on parle de « corrosion sèche » ou d'« oxydation » ; en revanche, si le réactif est liquide, la corrosion s'accompagne de la formation d'un produit de corrosion à la surface du métal. Dans ce type de corrosion, aucun courant électrique ne circule. Elle est rare et ne représente que 3% des cas de corrosion observés. [9].

III.2.2 La corrosion bactérienne :

.La biocorrosion des métaux désigne l'ensemble des altérations des propriétés physico-chimiques et mécaniques d'un matériau dues à l'action de micro-organismes (bactéries, champignons, algues). À l'heure actuelle, la lutte contre cette forme de corrosion repose principalement sur des méthodes biologiques, réalisées par injection de produits bactéricides (biocides) dans les milieux corrosifs. [2].

III.2.3 La corrosion électrochimique :

La corrosion électrochimique, Lorsqu'ils sont placés au contact des solutions aqueuses, conductrices d'ions (électrolytes, eau condensée), les métaux réactifs conducteurs d'électrons se corrodent. La corrosion correspond au passage des atomes métalliques sous forme d'ions en solution (dissolution métallique) ; le cation dissous peut alors se présenter sous différentes formes : hydratée, hydrolysée.

III.2.3.1. Mécanismes réactionnels :

Mécanismes réactionnels Ce passage en solution peut être expliqué par les mécanismes suivants:

✓ Réaction anodique (oxydation du métal) $FE \rightarrow Fe^{2+} + 2e^-$

✓ Réaction cathodique

Est nécessairement couplée à une réaction cathodique (de réduction)

- En milieu acide: $2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$

- En milieu basique ou neutre: $O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^-$

III.3. Formes de corrosion :

On donne ici une classification des principales manifestations visibles de la corrosion dont certaines sont plus ou moins reliées entre elle

III.3.1 Corrosion uniforme (généralisée) :

C'est la forme la plus classique de corrosion, elle se caractérise par l'existence de plusieurs processus électrochimiques élémentaires qui se produisent uniformément sur toute la surface considérée. Elle se traduit en diminution d'épaisseur par unité de temps ou en perte de masse par unité de surface [8].



Figure 10 : Corrosion générale (rouille) d'une pièce en acier [10].

.III.3.2 Corrosion par pique (localisé).

Cette forme de corrosion est particulièrement insidieuse. L'attaque se limite à des trous de très petits diamètres, très localisés et pouvant progresser rapidement en profondeur lorsque le reste de la surface est indemne. [8].

III.3.3 Corrosion inter granulaire

Dans cette forme de corrosion, l'attaque corrosive se propage dans la masse du métal en suivant les lignes de contact des phases micro structurales, cette forme de corrosion conduit à une perte de résistance mécanique du métal [8].

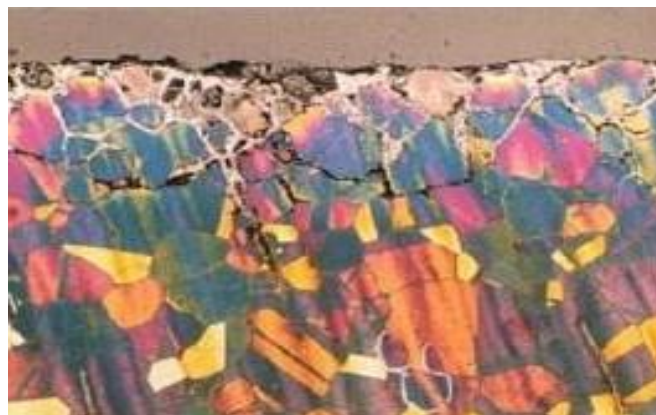


Figure 11: Corrosion inter granulaire d'un inox par HCl [10].

III.3.4 La corrosion caverneuse

Cette forme d'attaque est généralement associée à la présence de petits volumes de solution électrolytique stagnante dans des interstices, sous des dépôts et des joints, ou dans des cavernes ou crevasses, par exemple sous les écrous et têtes de rivets. [9].

III.3.5 La corrosion sélective :

Comme son nom l'indique, ce mode de corrosion se traduit par la dissolution sélective de l'un des éléments de l'alliage si celui-ci est homogène, ou de l'une des phases si l'alliage est polyphasé, conduisant ainsi à la formation d'une structure métallique poreuse [9].

III.3.6 Corrosion-érosion :

Elle résulte du mouvement d'un fluide corrosif et d'une surface métallique. L'aspect mécanique du mouvement est important les phénomènes de frottement et d'usure peuvent intervenir [8].

III.3.7 Corrosion sous contraintes :

C'est une fissuration du métal qui résulte de l'action combinée d'une contrainte mécanique et d'une réaction électrochimique [8].

III.4 Les facteurs de corrosion :

III.4.1 La corrosion par les eaux :

La nature de l'eau en contact avec les métaux peut être très déterminante. L'eau de mer est un milieu particulièrement agressif, on peut définir l'eau d'un océan à partir de sa salinité ou de sa conductivité [9].

III.4.2 La corrosion atmosphérique :

Au contact d'une atmosphère humide les aciers au carbone non protégés se recouvrent d'une couche d'oxydes de fer uniforme dont l'épaisseur croît de façon parabolique avec le temps. [9].

III.4.3 La corrosion par les sols :

Les sols sont loin d'être des milieux homogènes ; ils présentent en effet, d'un site à l'autre, des caractéristiques très variées. La vitesse de corrosion d'un métal dans un milieu corrosif dépend à la fois des caractéristiques de ces deux paramètres.

La température et le pH ont une influence directe sur la vitesse de corrosion, et une influence indirecte à travers la phase aqueuse (eau de condensation, eau de production). Les conditions de flux, le film formé à la surface du métal et la pression ont une influence directe à travers la pression partielle du CO₂.

Effet de la température Généralement, l'augmentation de la température accélère les phénomènes de corrosion, car elle diminue les domaines de stabilité des métaux et accélère les cinétiques de réactions et de transport.

L'importance de son influence diffère cependant en fonction du milieu corrosif dans lequel se trouve le matériau.

- ❖ Effet de l'acidité La susceptibilité du matériau à la corrosion est fonction du pH de l'électrolyte. Une forte concentration en protons dans la solution augmente l'agressivité du milieu, ce qui modifie les équilibres des réactions chimiques et électrochimiques. La corrosion augmente avec la diminution du pH du milieu.
- ❖ Régime hydrodynamique Le transport des réactifs vers l'interface et des produits de réaction vers l'électrolyte est de nature à modifier la cinétique des réactions électrochimiques en changeant la concentration des espèces et donc le potentiel d'équilibre. Les conditions hydrodynamiques fixent les vitesses de réactions en contrôlant le transport de matière par l'établissement d'une couche limite de diffusion des espèces, appelée couche de Nernst, ce qui explique l'importance de l'agitation de l'électrolyte lors des essais de corrosion en laboratoire.

Régime de la salinité Les chlorures sont des ions agressifs, souvent à l'origine de corrosions localisées, leurs présences en solutions' accompagnent d'effets complémentaires, d'une part, leurs concentrations locales induites une acidification du milieu et d'autre part, la salinité a une influence sur la conductivité du milieu aqueux [9].

III.5 Protection contre la corrosion :

III.5.1 Protection par l'inhibiteur :

Un inhibiteur de corrosion: est un composé chimique qui, ajoutée en petite quantité à un produit pétrolier pour diminuer la vitesse de corrosion des métaux qui s'y trouvent en la bloquant complètement. [9].

D'une manière générale un inhibiteur doit :

Abaissier la vitesse de corrosion d'un métal, sans en affecter les

- Caractéristiques physico- chimiques, en particulier la résistance mécanique, être stable en présence des autres constituants du milieu, en particulier vis-à-vis
 - Des oxydants, être stable aux températures d'utilisations,
 - Être efficace à faible concentration,
 - Être compatible avec les normes de non-toxicité,
 - Être peu onéreux
- On peut classer les inhibiteurs de plusieurs façons :
- Par Domain d'application,
 - Par réaction partielle,
 - Par mécanisme réactionnel.

II.5.1 Classification des inhibiteurs :

Il existe plusieurs façons de classer les inhibiteurs, à partir de :

- La nature chimique des produits (inhibiteurs organique ou minéraux)
- Leur mécanisme d'action interrassiale (inhibiteur agissant par adsorption à la surface du métal ou par formation d'un film protecteur)
- Leur mécanisme d'action électrochimique (inhibiteur cathodiques, anodique ou mixtes) [9]

III.5.2 Propriétés des inhibiteurs :

L'activité: se traduit par le ralentissement ou l'empêchement de la réaction.

La stabilité: Une bonne stabilité caractérise le fait que l'inhibiteur n'évolue plus dans les conditions de mise en œuvre afin d'éviter la perte d'activité (paramètres thermodynamiques)

La résistivité: L'inhibiteur doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes

Les propriétés au cours de mise en œuvre (paramètres thermodynamiques).

II.5.3 Les conditions de sécurité:

L'inhibiteur choisi doit prendre à certaines conditions de sécurité et de protection de l'environnement.[9].

II5.4 Le prix:

il doit supporter à performance égales, la comparaison avec les inhibiteurs concurrents au point de vue de prix, du moins ne constitue pas une trop lourde charge pour le procédé ou il sera mis en œuvre [9]..

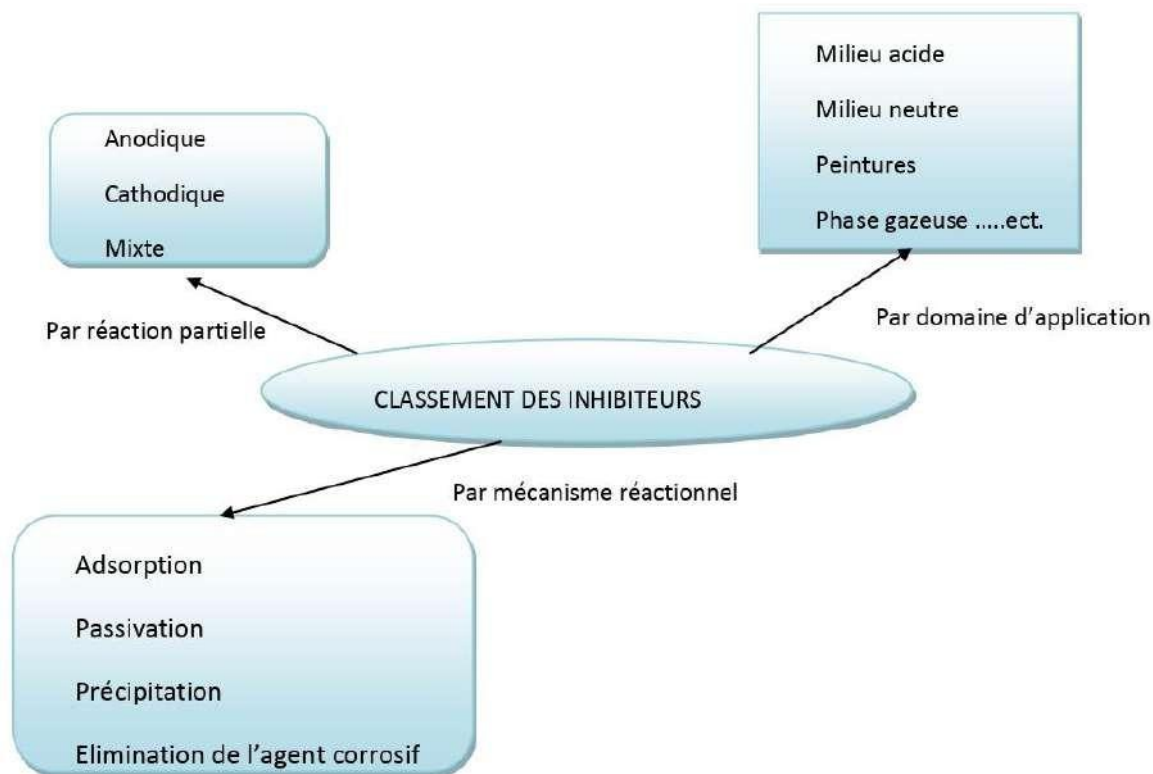


Figure 12 : Classement des inhibiteurs de corrosion.[9]

III.5.5. Conditions d'utilisation :

Les inhibiteurs de corrosion

Peuvent être utilisés comme unique moyen de protection :

- Soit comme protection permanente ; l'inhibiteur permet alors l'utilisation de matériaux—métalliques dans des conditions satisfaisantes de résistance à la corrosion tel que :
- Le traitement des eaux (eaux sanitaires, eaux de procédés industriels, eaux de chaudières,—etc.)
- L'industrie du pétrole : forage, extraction, raffinage, stockage et transport ; à tous les stades de cette industrie, l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion est primordiale pour la sauvegarde des installations
- Soit comme protection temporaire pendant une période où la pièce ou l'installation est particulièrement sensible à la corrosion, que ce soit pendant le décapage acide, le nettoyage

des installations ou le stockage à l'atmosphère (inhibiteurs volatils, incorporation aux huiles et graisses de protection temporaire).

Un inhibiteur (ou un mélange d'inhibiteurs) peut être combiné à un autre moyen de protection tel que : protection supplémentaire d'un alliage à haute résistance à la corrosion, ou dans l'industrie des peintures additionné à un revêtement de surface (peinture, graisse, huile, etc.) sur des métaux assurant leur protection anticorrosion

III.5.6 Rôle des inhibiteurs de dépôts cristallins

La prévention de la formation de dépôts cristallins ou l'inhibition de leur développement est connue depuis 1930. La première application consistait à utiliser l'hexa méta phosphate de sodium pour retarder la précipitation dans une solution sursaturée en carbonate de sodium.

II.5.7 Le rôle des inhibiteurs de dépôts se résume ainsi :

- Diminuer la vitesse de croissance des dépôts.
- Empêcher la formation de cristaux sur les parois des installations.
- Agir sur les dépôts en modifiant les phases de germination et de croissance.

III.5.8 Les mécanismes d'action des inhibiteurs

Sont classés en trois catégories, décrites ci dessous :

III.5.8.1 Inhibition de la nucléation :

Dé stabilisation thermodynamique des nucléé par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.

III.5.8.2 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.

III.5.8.3 Efficacité des inhibiteurs de dépôts

L'efficacité d'un inhibiteur repose sur sa capacité à ralentir ou bloquer la réaction de précipitation, en interférant avec les mécanismes de formation des dépôts.

Pour assurer ses performances, il doit offrir :

Une excellente stabilité chimique et physique, résistant aux conditions opératoires (pression, température) sans perte de propriétés.

Une résistivité élevée pour conserver ses caractéristiques durant tout le traitement.

Une compatibilité environnementale et sécuritaire : faible toxicité, biodégradabilité, et impact écologique minimal.

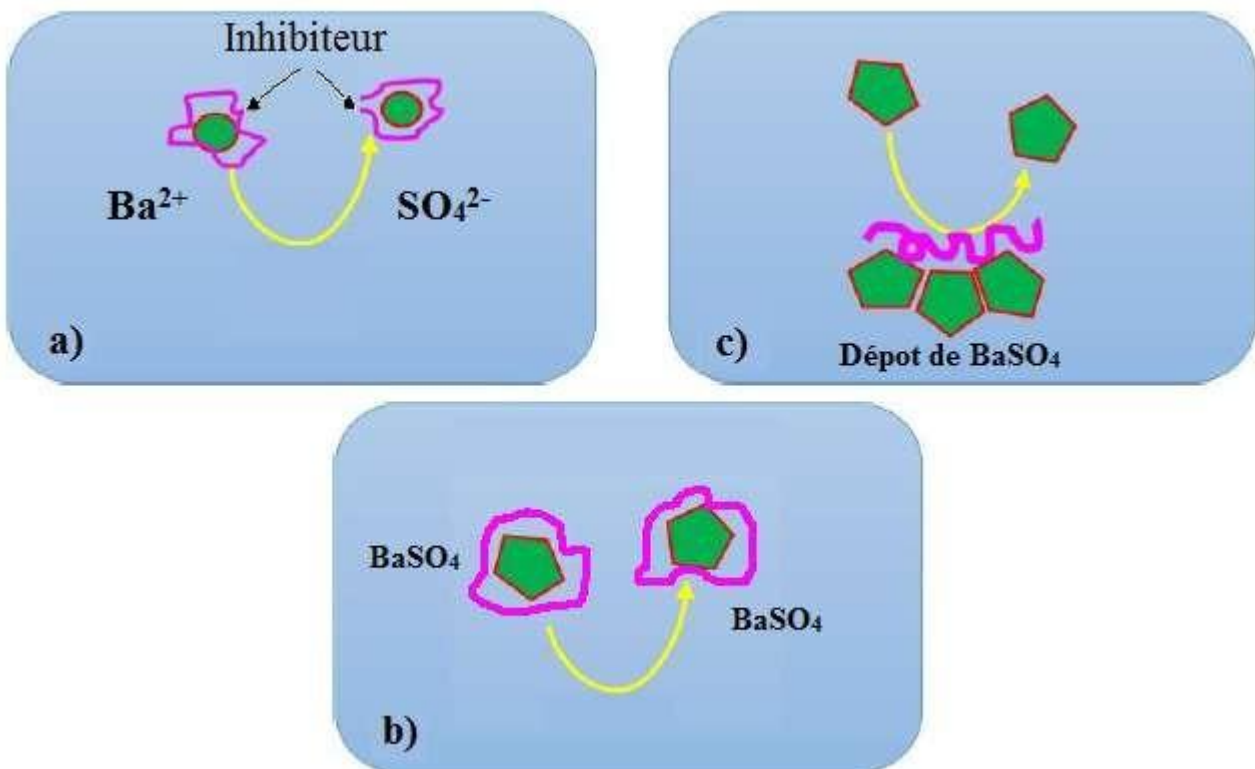


Fig13 : (a) dispersion des nucléus formées et (b) stabilisation des dépôt Croissance

Un coût compétitif, pour s'intégrer économiquement aux procédés de production sans alourdir les charges opérationnelles

a) Inhibition de la nucléation (b) Dispersion des nucléus formés.(c) Stabilisation des dépôts en croissance

III.6 La protection électrochimique :

Agit de façon contrôlée sur les réactions d'oxydation et de réduction impliquées dans la corrosion. Cette méthode impose au métal un potentiel suffisamment bas pour rendre la vitesse de corrosion négligeable.

.ON DISTINGUE DEUX METHODES DE PROTECTION :

La protection cathodique

La protection anodique

III.6.1 Protection cathodique :

C'est un mode de protection contre la corrosion. Il y a deux modes de protection cathodique :

III.6.1.1 Protection par anode sacrificielle :

Elle est utilisée uniquement pour les équipements pétroliers comme les bacs de stockages, aussi dans un milieu très agressive, mais elle est coûteuse.

III.6.1.2 Protection par courant imposé :

Ce mode est appelé protection par soutirage, le principe de cette protection consiste à relier au pôle négatif d'une source à courant continu, tandis que le pôle positif est relié à une pièce conductrice (métal) enterrée à une certaine distance.

Est la plus utilisable dans les équipements Pétroliers tel que soient les pipelines [9].

En fonction du suivi et du contrôle du potentiel du courant et de la résistance du déversoir (puits d'anode) pour les ouvrages à protéger tel que :

Champ de HBK

Mesure de la résistance du puits d'anode

- Mesure périodique de potentiel de la pipe 12" GLA/HBK.
- Mesure périodique de potentiel du réseau gaz-lift. [9].

III.6.2 La protection anodique :

Elle consiste à élever la tension métal – milieu de manière à l'amener dans sa zone de passivation.

Elle s'applique aux métaux passivables, dont le potentiel de corrosion se situe dans le domaine actif [9].

III.7 Protection par revêtement :

Les revêtements métalliques constituent une méthode courante pour lutter contre la corrosion, particulièrement pour protéger l'acier contre la corrosion atmosphérique. Les revêtements non métalliques incluent principalement les peintures et les matières plastiques. Traitement des surfaces par voie chimique. Ces traitements modifient chimiquement la surface des métaux pour améliorer leur résistance à la corrosion.[9]

Chapitre IV :

Méthodologie, résultats et discussions

IV. Introduction :

L'analyse de l'eau fournit des informations précieuses : elle permet d'identifier la provenance de l'eau, de détecter une contamination sur la zone de production, d'évaluer les risques de corrosion et d'entartrage, et d'orienter le choix des produits chimiques de production. Elle est également essentielle pour la conception et le développement des systèmes de récupération secondaire et tertiaire dans l'industrie pétrolière et gazière. Pour que ces analyses soient pertinentes et fiables, les prélèvements, l'analyse et l'interprétation doivent être réalisés correctement, et les échantillons doivent être représentatifs du système testé.

L'objectif principal est d'évaluer l'influence des caractéristiques physico-chimiques des eaux de production et d'injection sur la formation des dépôts minéraux et sur les mécanismes de corrosion susceptibles d'affecter les équipements pétroliers, nous limiterons le champ d'investigation sur les minéraux suivants : l'Hématite (Fe_2O_3), la Goethite ($\text{FeO}(\text{OH})$), la Ferrihydrite ($\text{Fe}(\text{OH})_3$), la Magnétite (Fe_3O_4) et la sidérite (FeCO_3). Couramment rencontrés dans les équipements pétroliers.

IV.1-fonctionnement du logiciel :

PHREEQC est un logiciel de simulation qui modélise les réactions chimiques et les processus de transport des eaux de surface, des eaux souterraines et des eaux contaminées. Il repose sur la description de l'équilibre chimique des solutions aqueuses en interaction avec des minéraux, des gaz, des phases solides dissoutes, des échangeurs et des surfaces de sorption, tout en offrant la possibilité de représenter des réactions cinétiques. L'utilisateur peut définir complètement les lois de vitesse sous forme d'instructions élémentaires. Les réactions cinétiques et d'équilibre peuvent être reliées entre elles, par exemple en associant le nombre de sites de surface à la quantité d'un réactif cinétique consommé (ou produit) au cours d'un pas de calcul.

PHREEQC s'appuie sur le programme Fortran PHREEQE (Parkhurst et al., 1980). PHREEQE permettait de simuler diverses réactions géochimiques pour un système comprenant :

Le mélange d'eaux, l'ajout de réactions nettes irréversibles à la solution, les phases de dissolution et de précipitation qui atteignent l'équilibre avec la phase aqueuse, les effets des variations de température.

PHREEQE calculait les concentrations élémentaires, les molalités et les activités des espèces aqueuses, le pH, le PE, les indices de saturation, ainsi que les transferts molaires des phases nécessaires pour atteindre l'équilibre, en tenant compte des réactions géochimiques réversibles et irréversibles spécifiées

En résumé, PHREEQC sert à :

Établir un profil global du risque d'entartrage pour les agents en crassant courants sur l'ensemble des paramètres critiques prévus.

Simuler le risque de dépôt d'une eau de formation à la surface.

Évaluer le potentiel de précipitation pour des mélanges d'eaux selon différents rapports, pressions et températures.

Réexaminer rapidement ces indicateurs lorsque la qualité de l'eau varie ou que des contraintes environnementales imposent l'utilisation d'eaux de moindre qualité, augmentant ainsi le risque de dépôt.

Étudier les interactions entre la chimie de l'eau et les conditions opérationnelles (pH, température, pressions partielles des gaz, pression) en utilisant le logiciel comme simulateur de système.

Faire gagner du temps : PHREEQC calcule et enregistre automatiquement des indices que vous calculez manuellement, stocke les analyses d'eau et les indices calculés, et permet souvent de produire des graphiques présentables en à peu près le même temps que celui nécessaire pour déterminer manuellement les indices de Langelier et de Stiff-Davis. Il fournit ainsi un aperçu complet des coûts de main-d'œuvre associés au calcul d'indices à l'aide d'un nomographe ou d'un tableau de chimie de l'eau.

IV 2-Minéraux à suivre :

- Sidérite (FeCO_3) : La Sidérite est Minéral cristallisant souvent sous forme de cristaux bruns à jaunâtres. C'est une source de minerai importante, souvent trouvée dans les veines hydrothermales ou des sédiments marins
- Goethite $\text{FeO}(\text{OH})$: C'est le composant principal de la rouille et de la "limonite". Elle présente une couleur jaune-brun caractéristique et est très répandue dans les sols et les roches altérées.
- Hématite Fe_2O_3 : Le plus stable des oxydes de fer. Ses cristaux ou poudres possèdent une couleur rouge vif à brun foncé. C'est l'un des principaux minerais exploités pour la production d'acier.
- Magnétite Fe_3O_4 : Un minerai de fer, de couleur noire, caractérisé par ses fortes propriétés magnétiques. Il se forme souvent dans les roches magmatiques ou métamorphiques
- Ferrihydrit $\text{Fe}(\text{OH})_3$: Un minéral à l'état nanométrique, très mal cristallisé, souvent amorphe. Il est brun-rouge et se forme rapidement dans les eaux riches en fer (sources, sédiments) avant de se transformer en goethite ou en hématite avec le temps.

. IV-3 Résultats et discussion de la simulation :

A/simulation de l'eau de gisement :

A/1-Simulation du mélange des eaux :

Le mélange des deux eaux, d'injection et de gisement

Températures 25°C pression 1atm

Température 60°C et 120°C pression 300ATM

Effet de l'injection :

- 10/90%
- 20/80%
- 30/70%
- 40/60%
- 50/50%
- 60/40%
- 70/30%
- 80/20%
- 90/10%

A/2-Tableaux des résultats de simulation :

Tableau 3 : mix90/10 (120°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.17	0	0
goethite	0	88.86	1.17	0	0
hématite	1.11 ^E -04	159.7	1.17	0.02074024	20.740239
magnétite	0	231.55	1.17	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.1	0	0

Tableau 4 : mix90/10 (25°C et 1ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.2	0	0

goethite	0	88.86	1.2	0	0
hématite	5.74 ^E -05	159.7	1.2	0.011091803	11.0918038
magnétite	0	231.55	1.2	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.2	0	0

Tableau 5 :mix90/10 (60°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.2	0	0
goethite	0	88.86	1.2	0	0
hématite	5.74 ^E -05	159.7	1.2	0.011000136	11.000136
magnétite	0	231.55	1.2	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.2	0	0

Tableau 6 : mix80/20 (120°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.15	0	0
goethite	0	88.86	1.15	0	0
hématite	2.452 ^E -04	159.7	1.15	0.045032206	45.032206
magnétite	0	231.55	1.15	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.15	0	0

Tableau 7 :mix80/20(60°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115386	1.18	0	0
goethite	0	88.86	1.18	0	0
hématite	6.01 ^E -05	159.7	1.18	0.014215843	11.4215843
magnétite	0	231.25	1.18	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.18	0	0

Tableau 8 :mix80/20 (25°C et 1ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.19	0	0
goethite	0	88.86	1.19	0	0
hématite	5.13 ^E -05	159.7	1.19	0.009749205	9.75110633
magnétite	0	231.55	1.19	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.19	0	0

Tableau 9 :mix70/30 (120°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.12	0	0
goethite	0	88.86	1.12	0	0
hématite	3.820 ^E -04	159.7	1.12	0.068326048	68.326048
magnétite	0	231.55	1.12	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.12	0	0

Tableau 10 : mix70/30 (60°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.16	0	0
goethite	0	88.86	1.16	0	0
hématite	1.232 ^E -04	159.7	1.16	0.022823464	22.823044
magnétite	0	231.55	1.16	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.16	0	0

Tableau 11 :mix70/30 (25°C et 1ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.17	0	0
goethite	0	88.86	1.17	00	0
hématite	4.552 ^E -05	159.7	1.17	0.00850536	8.50536648
magnétite	0	231.55	1.17	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.17	0	0

Tableau 12 : mix70/30 (60°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.14	0	0
goethite	0	88.86	1.14	0	0
hématite	1.999 ^E -04	159.7	1.14	0.036229542	36.229542
magnétite	0	231.55	1.14	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.14	0	0

Tableau 13 :mix60/40 (120°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.1	0	0
goethite	0	88.8	1.1	0	0
hématite	5.156 ^E -04	159.7	1.1	0.090575452	90.575452
magnétite	0	231.55	1.1	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.1	0	0

Tableau 14 :mix60/40 (25°C et 1 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.15	0	0
goethite	0	88.86	1.15	0	0
hématite	4.29 ^E +00	159.7	1.15	0.0078787995	7.8787995
magnétite	0	231.55	1.15	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.15	0	0

Tableau 15 ;mix50/50 (120°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.08	0	0
0goethite	0	88.86	1.08	0	0
hématite	6.414	159.7	1.08	0.1106261064	110.6261064
magnétite	0	231.55	1.08	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.08	0	0

Tableau 16 :mix50/50 (60°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.12	0	0
goethite	0	88.86	1.12	0	0
hématite	2.803 ^E -04	159.7	1.12	0.0501355792	50.1355792
magnétite	0	231.55	1.12	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.12	0	0

Tableau 17 :mix50/50 (25°C et 1ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	3.13 ^E -04	115.86	1.12	0.040615882	40.6158816
goethite	0	88.86	1.12	0	0
hématite	4.14 ^E -05	159.7	1.12	0.00740497	7.4049696
magnétite	0	231.55	1.12	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.12	0	0

Tableau18 :mix40/60 (60°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.09	0	0
goethite	0	88.86	1.09	0	0
hématite	3.601E-04	159.7	1.09	0.062683687	62.6836873
magnétite	0	231.55	1.09	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.09	0	0

Tableau19 : mix 40/60 (25°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.06	0	0
goethite	0	88.86	1.06	0	0
hématite	7.512 ^E -04	159.7	1.06	0.127164384	127.1646384
magnétite	0	231.55	1.06	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.06	0	0

Tableau 20 :mix40/60(25°C et 1ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	6.33 ^E -04	115.86	1.1	0.080673318	80.673318
goethite	0	88.86	1.1	0	0
hématite	2.81 ^E +00	159.7	1.1	0.0049293	4.9293002
magnétite	0	231.55	1.1	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.1	0	0

Tableau 21 :mix30/70 (120°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.12	0	0
goethite	0	88.86	1.12	0	0
hématite	8.27 ^E -04	159.7	1.12	0.147992053	147.920528
magnétite	0	231.55	1.12	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.12	0	0

Tableau 22 :mix30/70 (60°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.03	0	0
goethite	0	88.86	1.03	0	0
hématite	4.32 ^E -04	159.7	1.03	0.071060112	71.060112
magnétite	0	231.55	1.03	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.03	0	0

Tableau 23 :mix30/70 (25°C et 1ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	9.14 ^E -04	115.86	1.16	0.1222852846	122.8528462
goethite	0	88.86	1.16	0	0
hématite	2.11-E05	159.7	1.16	0.0039088172	3.9088172
magnétite	0	231.55	1.16	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.16	0	0

Tableau 24 : mix20/80 (120°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.01	0	0
goethite	0	88.86	1.01	0	0
hématite	8.10^E-04	159.7	1.01	0.13065057	130.65057
magnétite	0	231.55	1.01	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.01	0	0

Tableau 25 : mix20/80 (60°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.05	0	0
goethite	0	88.86	1.05	0	0
hématite	4.77^E-04	159.7	1.05	0.079985745	79.98745
magnétite	0	231.55	1.05	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.05	0	0

Tableau 26 : mix20/80 (25°C et 1ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	1.09^E-03	115.86	1.05	0.13260177	132.60177
goethite	0	88.86	1.05	0	0
hématite	1.49^E-05	159.7	1.05	0.002498507	2.4985065
magnétite	0	231.55	1.05	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.05	0	0

Tableau 27 : mix10 /90(120°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	0.98	0	0
goethite	0	88.86	0.98	0	0
hématite	5.45^E-04	159.7	0.98	0.08529577	85.32977
magnétite	0	231.55	0.98	0	0
ferrihydrite	0	106.88	0.98	0	0

Tableau 28 : mix90/10 (60°C et 300 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	0	115.86	1.025	0	0
goethite	0	88.86	1.025	0	0
hématite	4.17 ^E -04	159.7	1.025	0.06859772	68.2597725
magnétite	0	231.55	1.025	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.025	0	0

Tableau 29 : mix90/10 (25°C et 1 ATM)

minéraux	molalité	Masse molaire	densité	Les constructions (g/l)	Les constructions (Mg/l)
Sidérite	8.93 ^E -04	115.86	1.02	0.10553224	105.5322396
goethite	0	88.86	1.02	0	0
hématite	8.983 ^E -04	159.7	1.02	0.000008983	0.008983
magnétite	0	231.55	1.02	0	0
ferrihydrite	0	106.88	1.02	0	0

A/3 : La simulation de l'eau de l'albien et l'eau de gisement**Tableau30 : mélange mix (120°C et 300 ATM)**

Mix T120°C P300ATM	La concentration hématite (mg/l)
90/10	20.740239
80/20	45.032206
70/30	68..326048
60/40	90.575452
50/50	110.626206
40/60	127.164638
30/70	147.920528
20/80	130.65057
10/90	85.29577

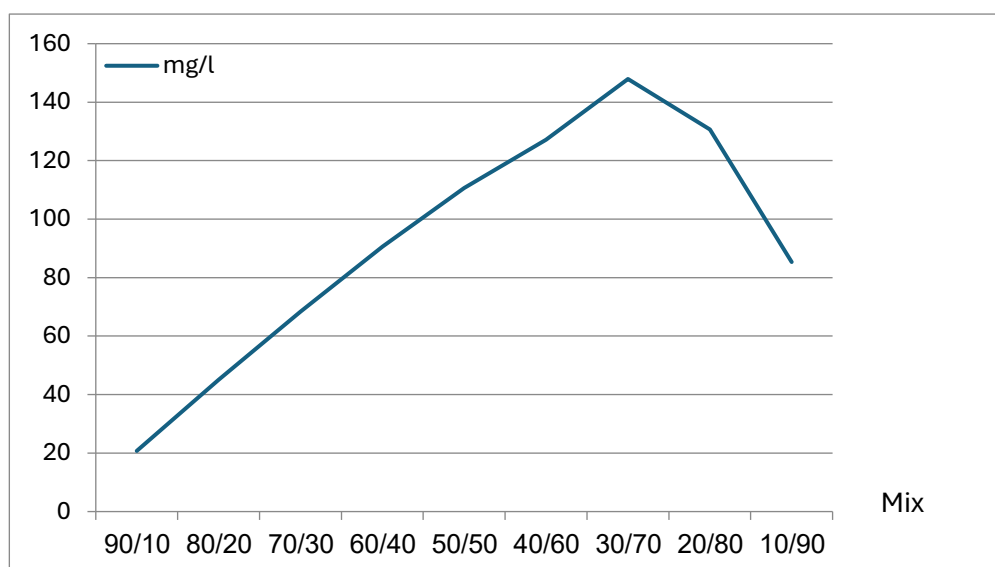


Figure 14: courbe Hématite mix (120 °C et 300ATM)

Interprétation des résultats

La concentration d'hématite augmente progressivement avec l'augmentation de la quantité d'eau injectée albien dans le mélange, passant d'environ 0.20 mg/L dans un mélange 90/10 à 147.92 mg/L dans un mélange 30/70.

Ceci est dû entrée d'oxygène dissous lors de l'injection, qui provoque l'oxydation du fer et sa libération dans l'eau sous forme d'ions ferreux, facilitant ainsi l'absorption de l'hématite.

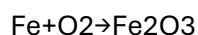


Tableau 31 : mélange mix (T60°C et p300atm)

Mix (60°C ET 300ATM)	La concentration hématite (mg/l)
90/10	11.000136
80/20	11.4115842
70/30	22.823044
60/40	36.299542
50/50	50.135579
40/60	62.683673
30/70	71.060112
20/80	71.32937352
10/90	68.2597725

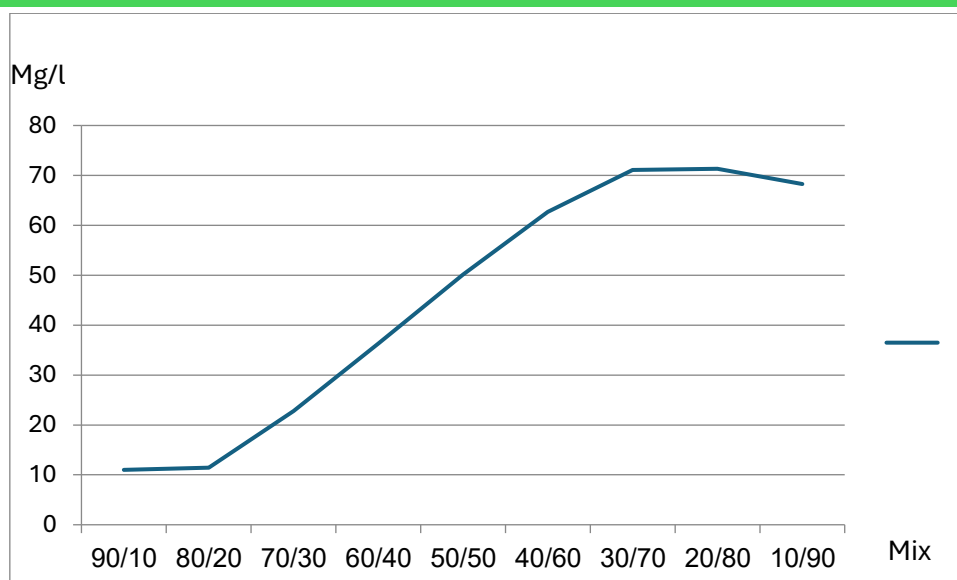


Figure15 : Courbe hématite (60°C et 300ATM)

Interprétation des résultats

La même tendance est observée mais avec des quantités plus faibles. Les concentrations augmentent de 11 mg/L à plus de 71 mg/L.

Cela montre que l'élévation de la température accélère les réactions géochimiques responsables de la formation des oxydes de fer

A/2 La simulation de l'eau de l'albien et l'eau de gisement aux conditions de laboratoire (25°.1ATM)

Tableau 32 : des résultats hématite mix T25°C et1ATM

Mix (T25°C 1ATM)	La concentration hématite (Mg/l)
90/10	11.09185705
80/20	9.74902059
70/30	8.50536648
60/40	7.8787995
50/50	7.3960264
40/60	7.263954
30/70	3.9088172
20/80	2.4985065
10/90	0.008983

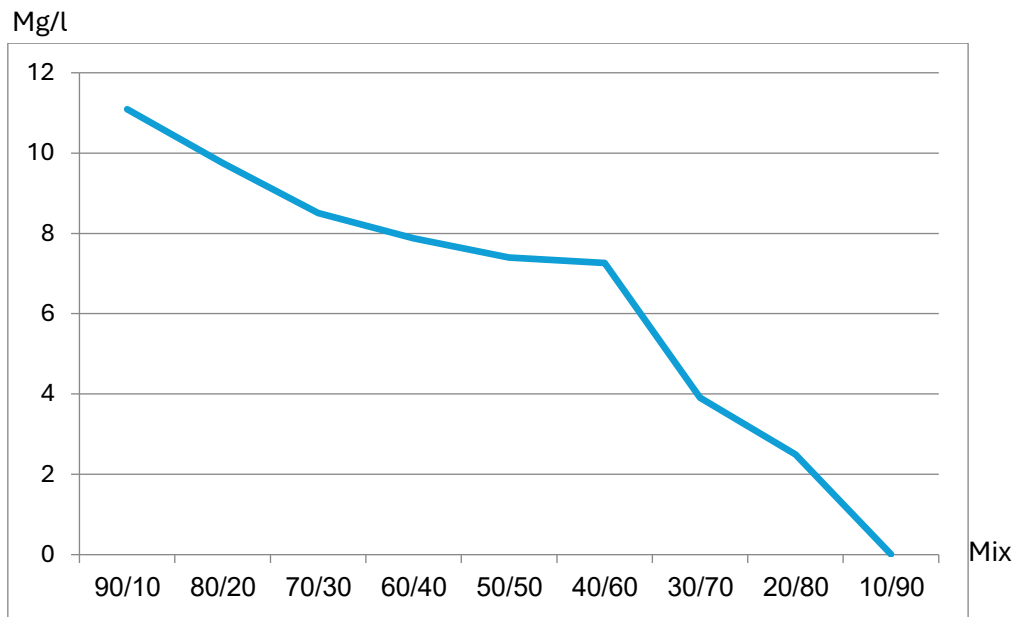


Figure16 : courbe d'hématite condition de laboratoire

Interprétation des résultats

Aux conditions de laboratoire (25 °C et 1 ATM), la précipitation de l'hématite devient très faible et diminue progressivement avec l'augmentation de la proportion d'eau d'albion. Les valeurs passent de 11,09 mg/L à seulement 0,009 mg/L. Cette diminution s'explique par la faible température qui réduit les réactions d'oxydation et limite la stabilité thermodynamique de l'hématite.

Tableau 33 : des résultats sidérite mix (25 °C et 1 ATM)

Mix (T25°C P1ATM)	La construction (Mg/l)
50/50	40.615881
40/60	80.673318
30/70	122.852846
20/80	132.60177
10/90	105.5322916

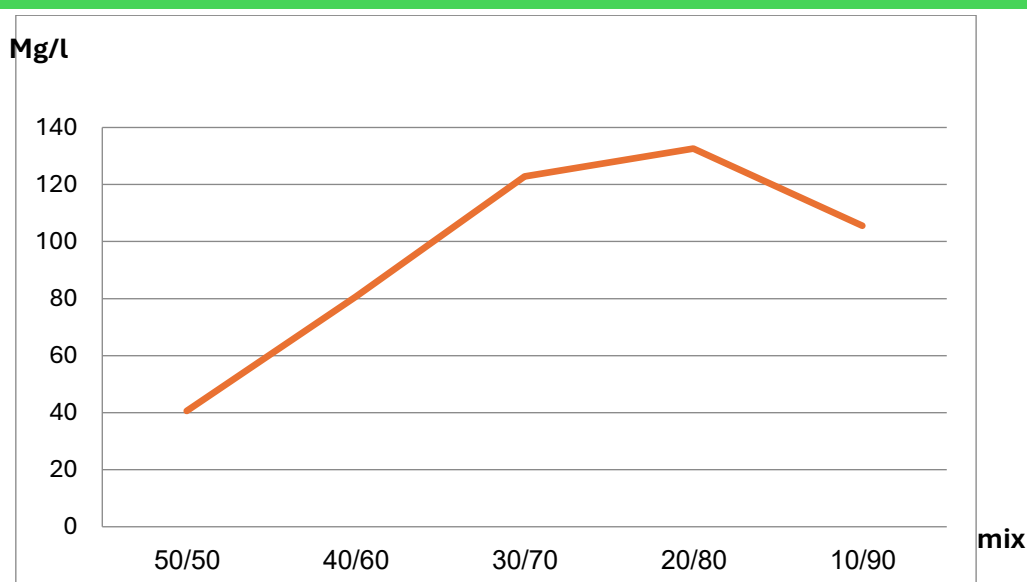
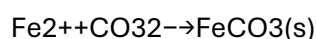


Figure17 : Courbe sidérite (25 °C et 1ATM)

Interprétation des résultats

Contrairement à l'hématite, la sidérite n'apparaît qu'aux conditions de laboratoire (25 °C et 1 ATM). Aucune précipitation n'est observée aux conditions du réservoir (60 °C et 120 °C sous 300 bar). Les concentrations de sidérite augmentent progressivement de 40,61 mg/L pour le mélange 50/50 jusqu'à 132,60 mg/L pour le mélange 20/80, avant de diminuer à 105,53 mg/L pour le mélange 10/90.

Cela explique par le fait que l'eau du réservoir sans carbonate et celle du réservoir principal contiennent une quantité limitée de carbonates. Les ions ferreux sont produits par corrosion et réagissent ensuite avec les ions carbone



Cette évolution indique que la sidérite est favorisée par

Une température relativement basse. La présence d'ions carbonate (CO_3^{2-}). Un milieu moins oxydant permettant au fer de rester sous forme Fe^{2+} . Lorsque la température et la pression augmentent, la sidérite devient instable et se dissout ou se transforme en oxydes de fer plus stables, notamment l'hématite.

Absence de la goethite, de la magnétite et de la ferrihydrite

Les simulations montrent une absence totale de précipitation de la goethite, de la magnétite et de la ferrihydrite dans toutes les conditions étudiées.

Cette absence peut être expliquée par :

Des conditions chimiques défavorables à leur stabilité.

Une concentration insuffisante en oxygène dissous pour former la goethite.

Un potentiel redox et un pH qui favorisent davantage l'hématite ou la sidérite.

La stabilité thermodynamique plus élevée de l'hématite dans les conditions du réservoir

. IV.5-Implications sur la corrosion

Les résultats indiquent que les opérations d'injection d'eau peuvent favoriser la précipitation de minéraux ferri-fères susceptibles d'influencer les phénomènes de corrosion.

La sidérite peut former une couche protectrice sur les surfaces métalliques et réduire localement la corrosion lorsqu'elle précipite.

L'hématite, quant à elle, est généralement associée aux produits de corrosion avancée et peut provoquer l'encrassement des équipements, des conduites et des pores du réservoir.

Conclusion :

La réalisation d'analyses périodiques des eaux produites permet de détecter la nécessité de mettre en œuvre des actions correctives et contribue également à évaluer le succès ou l'échec des mesures appliquées précédemment.

Les simulations géochimiques réalisées à l'aide du logiciel PHREEQC ont permis d'évaluer l'impact du mélange des eaux d'injection provenant de l'aquifère Albien avec les eaux de gisement sur la formation des minéraux ferri-fères et sur les phénomènes de corrosion dans le champ de Haoud Berkaoui.

Les résultats ont montré que les conditions du réservoir (60 °C et 120 °C sous une pression de 300 bars) favorisent principalement la formation de l'hématite (Fe_2O_3), dont les quantités augmentent avec l'augmentation de la proportion d'eau d'injection dans le mélange. Cette précipitation traduit l'existence de conditions oxydantes favorables à l'oxydation du fer et à la formation de dépôts ferri-fères susceptibles d'affecter négativement les équipements pétroliers en provoquant des phénomènes d'entartrage et d'accumulation de dépôts.

En revanche, la sidérite (FeCO_3) n'a été observée que dans les conditions de laboratoire (25 °C et 1 bar), où les faibles températures et la présence d'ions carbonates favorisent sa précipitation. La sidé-

rite peut jouer un rôle protecteur en formant une couche passive à la surface des matériaux métalliques, limitant ainsi localement les phénomènes de corrosion.

Par ailleurs, aucune précipitation de goethite (Goethite), de magnétite (Magnétite) ou de Ferrihydrite (Ferrihydrite) n'a été enregistrée au cours des différentes simulations, ce qui indique que les conditions physico-chimiques étudiées ne sont pas favorables à la stabilité ou à la formation de ces minéraux.

En conclusion, cette étude met en évidence l'importance du chimisme des eaux mélangées ainsi que l'influence de la température et de la pression dans le contrôle des équilibres géochimiques et de leur évolution. Les résultats obtenus constituent également un outil précieux pour la compréhension des mécanismes de corrosion et des dépôts minéraux associés aux opérations d'injection d'eau dans les champs pétroliers. Ils peuvent ainsi contribuer à l'optimisation de la gestion des eaux d'injection et à la prévention des problèmes opérationnels liés à la corrosion et aux dépôts minéraux.

Conclusion général :

La corrosion constitue l'un des problèmes les plus fréquents dans le champ de Haoud Berkaoui. Ce phénomène résulte principalement de l'incompatibilité chimique entre les eaux d'injection de l'Albien, riches en oxygène et en sulfates, et les eaux de gisement contenant des concentrations importantes en fer.

Cette étude présente les résultats d'une simulation géochimique réalisée à l'aide du logiciel PHREEQC afin d'évaluer l'impact de l'injection des eaux albiennes sur les phénomènes de corrosion et de précipitation minérale lors des opérations de récupération assistée des hydrocarbures. La démarche adoptée repose sur la collecte et l'analyse des caractéristiques physico-chimiques des eaux d'injection et des eaux de gisement, suivies de la modélisation des interactions géochimiques dans les conditions du réservoir, caractérisées par des températures et des pressions élevées.

Les résultats de la simulation montrent que le mélange des eaux d'injection avec les eaux de gisement entraîne une modification de l'état de saturation des phases minérales, influençant ainsi la formation de plusieurs minéraux ferrifères tels que la sidérite (FeCO_3), l'hématite (Fe_2O_3), la goethite ($\text{FeO}(\text{OH})$) et la ferrihydrite. Les calculs mettent également en évidence l'effet significatif de la température et de la pression sur la stabilité thermodynamique de ces minéraux ainsi que sur les mécanismes de précipitation et de corrosion. La formation de la sidérite est principalement favorisée par la présence simultanée d'ions ferreux et carbonates, tandis que les conditions oxydantes favorisent la précipitation des oxydes et hydroxydes de fer.

Cette étude démontre que la simulation géochimique constitue un outil efficace pour prévoir les risques liés à la corrosion et à la formation de dépôts minéraux dans les champs pétroliers. Elle permet également de proposer des mesures préventives adaptées afin d'optimiser les opérations d'injection, de préserver l'intégrité des équipements et des installations, et de contribuer à l'amélioration de la production tout en réduisant les coûts d'exploitation à long terme.

Référence :

[1]MADANI AKRAM RAMZI GHARBI SEYF EDDINE DINE OUSSAMA YHH2ME
EVALUATION DE LA FRACTURATION HYDROULIQUE DANS LA R2GION DU
HAOUD BERKAOUI (PUITS OKJ31 OK127 OK31 OKN721)(2024/025))UNVERSIT2
KASDI MERBAH OUARGLA

[2]. RAPPORT DE SONTRACH (Haoud Berkaoui)

[3]. CORROSION DES MÉTAUX, MATRIAUX METALIQUES-CORROSION INDUS-
TRIELLE, APPAREILS A PRESSSION, 2005NSPM, FORMATION INDUSTRIE –IFP
TRAININING

[4'] .EQUIPEMENT DE PUITES ERUOTIF (IAP)

[5].BEN ABDALLAH Salah Eddine, SANDALI AABDELGHANI THEME (ETUDE DE
L'INJECTION D'EAU ET SON EFFET SUR LA PRODUCTION DANS LE CHAMP OU-
HOUD)(HASSI BERKIN)2020 UNVERSITE KASIDI MERBAH OUARGLA

[6].L'INJECTION D'EAU

[7]. YOUNSI ROUMAÏSSA ET BRAHIMI SOFIANE –THEKE –ETUDE DE
L'EFFICACITE D'INJECTION D'EAU DANS LE CHAMP DE HASSI MESSOUD PAR
MBAL (2023/2024) UNVESITE KASDI MERBAH OUARGLA

[8].YOUSFI OMAR ABID MES LAMINE THEME ETUDE DELEFFICA-
CIT2L'IINIBITEURE DE CORROSION NORUST IG 514 DANS LES INSTALATION PETRO-
LIER DU CHAMP RHOUD BAGUEL

[9].BENTALEB MOHAMED BENKHALED ABDRAHMAN CHIKH BEGHDADI BEN-
DAHA BAGHDADI THEME ANALYSE QUANTITATIVE ET QUALITITAVE DU Dépôt DE
CORROSION DANS LE CHAMP HAOUD BERKAOUI (2021/2022)

[10].MEMOIR DEGHAMNA MARWA BOUMELLIT ZYNEB THEM DEVELOPPE-
MENT D'UN REVETEMEN ANTI-CORROSION A BASE DE TMOS SUR L'ACIER DOUX A9
ET L'ACIER INOXYDABLE C04000-08 VIA LE PROCEDE SOL-GEL UNEVRSITE GUELE-
MA 08 MAI 1945 (2019).

ABSTRACT:

This thesis examines the corrosion of steel oilfield equipment during water injection operations, applied to the Haoud Berkaoui field. The work aims to simulate the effect of mixing formation waters with injection waters on corrosion by calculating saturation indices for several iron-bearing minerals commonly found in oilfields and by estimating the quantities of those minerals likely to precipitate, taking into account three different temperature and pressure scenarios. The results show that only hematite tends to precipitate, with saturation indices above zero in all scenarios, and its concentrations increase with the volume of injected water. Siderite appears only under laboratory conditions (25 °C and 1 bar). This indicates that temperature and pressure inhibit its formation, and therefore water injection does not significantly promote corrosion

Keywords: simulation, corrosion, water injection, formation water, hood, Haoud Berkaoui

المخلص :

تتناول هذه الأطروحة ظاهرة تآكل معدات النفط الفولاذية أثناء عمليات حقن الماء، وذلك بتطبيقها على حقل حوض بركاوي. يهدف هذا العمل إلى محاكاة تأثير مزج مياه الخزان مع مياه الحقن على ظاهرة التآكل من خلال حساب مؤشرات التشبع لبعض المعادن الحديدية الشائعة في حقول النفط، وتحديد كميات هذه المعادن التي يُحتمل ترسيبها، مع الأخذ في الاعتبار ثلاثة سيناريوهات مختلفة لدرجة الحرارة والضغط. تُظهر النتائج أن الهيماتيت وحده هو الذي يميل إلى الترسيب، حيث تتجاوز مؤشرات تشبعه الصفر في جميع السيناريوهات، وتزداد تركيزاته مع زيادة حجم المياه المحقونة. أما السيدريت، فلا يظهر إلا في سيناريو ظروف المختبر (25 درجة مئوية و 1 بار). وهذا يدل على أن درجة الحرارة والضغط يمنعان تكوّنه، وبالتالي فإن حقن الماء لا يُعزز التآكل بشكل ملحوظ.

الكلمات المفتاحية: المحاكاة، التآكل، حقن الماء، مياه التكوين، حوض بركاوي

Résumé :

Ce mémoire étudie le phénomène de corrosion des équipements pétroliers en acier lors des opérations d'injection d'eaux, en appliquant sur le champs de Haoud Berkaoui, l'objectif de ce travail est de simuler géochimiquement l'impacte du mélange des eaux de formation avec celles de l'injection sur le phénomène de corrosion en calculant les indices de saturation de quelques minéraux ferreux couramment rencontrés dans les chantiers et en déterminant les quantités de ces minéraux susceptibles à se précipiter, tout en adoptant trois scénarios différents en matière de température et de pression. Les résultats obtenus montrent que seul l'Hématite qui tends vers la précipitation avec des indices de saturation supérieurs à 0 dans tous les scénarios et ses concentrations augmentent avec l'augmentation des volumes des eaux injectées, tandis que la sidérite n'apparaît que dans le scénario des conditions de laboratoire (25° et 1 Bar), ce qui montre que la température et la pression empêchent sa formation, et donc l'injection d'eau ne favorise pas significativement la corrosion.

Mot Clés : Simulation, corrosion, Injection d'eau, eaux de formation, Haoud Berkaoui

